

TNO 2026 16858 – 05 juni 2026

Coördinatie van lokale flexibiliteit in het elektriciteitssysteem

De mogelijkheden in theorie en praktijk

Auteurs	Eva Winters & Aliene van der Veen
Rubricering verslag	TNO Public
Titel	Coördinatie van lokale flexibiliteit in het elektriciteitssysteem
Aantal pagina's	75
Aantal bijlagen	0

Alle rechten voorbehouden

Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van TNO.

Wij danken **Edwin Edelenbos** (Transform) voor zijn bijdrage aan het onderliggende onderzoek naar stakeholderwensen en voor zijn waardevolle reflecties op dit rapport. Daarnaast danken wij de stakeholders voor het delen van hun inzichten.

Dit project is gefinancierd als onderdeel van het onderzoeksprogramma Energietransitie Studies onder de regie van de directie Klimaat van het DG Energie en Klimaat van het ministerie van EZK met als doel het leveren van kennis voor energiebeleid.

© 2026 TNO

Inhoudsopgave

Samenvatting	4
1 Coördinatie van lokale flexibiliteit	6
1.1 Inleiding	6
1.2 Aanpak en opbouw rapport	7
2 Juridisch kader voor het ontsluiten van flexibiliteit voor het net	9
2.1 Basisprincipes elektriciteitsmarkten	9
2.2 Rangorde van wenselijkheid voor sturen op efficiënt netbeheer	11
2.3 Europese Netcode over vraagrespons	13
2.4 Energiewet	14
2.5 Producten en diensten	17
2.6 Congestie management	18
2.7 Alternatieve aansluitcontracten	22
2.8 Nettarieven	26
3 Geharmoniseerde rollen	28
3.1 Relevante rollen	28
3.2 Europese ontwikkelingen	32
4 Ontwikkelingen in de markt	34
4.1 Interviews	34
4.2 Fundamentele vragen	34
4.3 De proposities	36
4.4 Perspectieven op bestaande producten	38
4.5 Barrières en wensen	39
5 Theoretisch kader	43
5.1 Verschil tussen coördineren en limiteren	45
5.2 Controle en zeggenschap	46
5.3 Impliciete en expliciete sturing	47
5.4 Centrale of decentrale besluitvoering	48
5.5 Het uitgangspunt van meedoen	49
6 Coördinatiemodellen voor lokale flexibiliteit	51
6.1 Statisch limiteren	52
6.2 Directe sturingsmechanismes	54
6.3 Gemedieerde competitie	56
6.4 Gemedieerde samenwerking	59
6.5 Impliciete competitie	61
6.6 Impliciete samenwerking	62
6.7 Bilaterale samenwerking	63
7 Conclusies en aanbevelingen	64
7.1 Flexibiliteitscoördinatie is nodig voor een betaalbaar en gedragen energiesysteem	64
7.2 Er bestaan meerdere manieren om flexibiliteit te coördineren	65
7.3 Leren coördineren	69
7.4 Ondersteun ontsluiten lokale flexibiliteit	72

Samenvatting

De vraag naar het gericht ontsluiten van lokale flexibiliteit in het elektriciteitssysteem groeit. Dit komt zowel door acute knelpunten in de beschikbare netcapaciteit als door bredere, structurele opgaven, zoals vergaande elektrificatie, de groei van laadinfrastructuur en de noodzaak om het energiesysteem betaalbaar en robuust te houden.

Het inzetten van flexibiliteitsbronnen voor efficiënter netgebruik is echter uitdagend. Het vraagt om heldere afstemming tussen netbeheerders, aangeslotenen en marktpartijen, binnen een complexe institutionele context van regels, bestaande processen, verwachtingen en verantwoordelijkheden.

De centrale vraag in dit rapport luidt: Welke coördinatiemechanismen worden ingezet om lokale flexibiliteit te ontsluiten, en waar liggen knelpunten en kansen voor betere coördinatie in distributienetten?

Dit is een brede vraag. De focus in dit rapport ligt daarom op het bieden van een gedeelde kennisbasis over de wijze waarop de coördinatie van flexibiliteitsbronnen kan worden ingericht. Met *coördineren* bedoelen we dat er een mechanisme is ingericht om flexibiliteit aan te sturen op verzoek van een andere partij of na afstemming met een of meer andere partijen. Zowel in theorie als in de praktijk bestaan er verschillende flexibiliteitscoördinatiemechanismen: van sturen op prikkels zoals tarieven tot directe netbescherming- en marktmechanismen, elk met eigen technische en organisatorische kenmerken. Het ontbreken van een gemeenschappelijke taal, een scherp beeld van rollen en verantwoordelijkheden en gestructureerd inzicht beschikbare coördinatiemechanismen bemoeilijkt een constructieve dialoog hierover en belemmert opschaling.

In dit rapport bespreken we gestructureerd verschillende mechanismen. Ook analyseren we hoe deze mechanismen zich verhouden tot de regelgevende kaders. Daarbij hebben sommige vormen van coördinatiemechanismen binnen de Europese elektriciteitsmarkt de voorkeur boven andere vormen. Met name vormen waarbij netbeheerders op een open en transparante manier, op basis van competitie flexibiliteit uit de markt vragen, bijvoorbeeld via een platform of een partij die een markt organiseert, worden als wenselijk gezien.

In Nederland zijn verschillende flexibiliteitsproducten, contracten en prikkels ontwikkeld en nog in ontwikkeling. Netbeheerders zijn gestart met de uitrol van deze instrumenten en de markt van dienstverleners groeit snel. Opschaling is daarmee in volle gang. Technisch is er veel mogelijk en ook de huidige wet- en regelgeving biedt ruimte.

Tegelijkertijd blijkt de organisatie van lokale flexibiliteit complex. Bestaande producten zijn vaak gericht op grootverbruikaansluitingen en maken vooral gebruik van contractuele beperkingen of bilaterale afspraken. Marktgebaseerde flexibiliteitsoplossingen, coördinatiemechanismen op basis van competitie, zijn met name beschikbaar op hoogspanningsniveau en niet of nauwelijks op midden en laagspanningsniveau.

De randvoorwaarden om flexibiliteit daadwerkelijk via marktmechanismen te organiseren, ontsluiten en benutten, zijn op dit moment nog onvoldoende uitgewerkt en operationeel toegepast. Zo vormt het ontbreken van een duidelijk kader voor onafhankelijke aggregatie,

evenals de benodigde data-uitwisseling en communicatie tussen netbeheerder en de markt en tussen marktpartijen onderling (BRP-CSP-communicatie), nog steeds een barrière. Hierdoor kunnen veel flexibiliteitsbronnen niet deelnemen aan bestaande en nieuwe instrumenten, zoals marktgebaseerde redispatch.

Daarnaast bestaat de zorg dat een gebrek aan openheid en transparantie bij bilaterale afspraken en beperkingen (bijv. in de vorm van capaciteitssturingcontracten) kan leiden tot inefficiënte inzet van flexibiliteitsbronnen en systeemontwikkeling.

Uit gesprekken met marktpartijen, netbeheerders, dienstverleners en aangeslotenen, waaronder bedrijven, energiecoöperaties en lokale overheden, blijkt dat zij verkennen welke rol zij kunnen spelen in het efficiënter benutten van de bestaande infrastructuur. Aangeslotenen en dienstverleners geven aan meer verantwoordelijkheid te willen nemen en constateren dat de flexibiliteit die zij kunnen bieden nog onvoldoende wordt benut. Ook ervaren zij dat zij te veel worden beperkt en dat bilaterale afspraken leiden tot onvoldoende transparantie in de markt.

Daarnaast geven deze partijen aan dat zij hun flexibiliteit niet alleen via open en transparante *competitie* willen aanbieden, maar ook via open en transparante *samenwerking*. Sommige dienstverleners en energiecoöperaties willen hierin een organiserende rol spelen en expliciet worden erkend. Zij zien voor zichzelf een rol als 'lokale dienstverlener' of 'operator' op gebiedsniveau. In die rol zouden zij regionale netbeheerders deels kunnen ontlasten en aangeslotenen ondersteunen in hun samenwerking.

Deze vorm van coördinatie van lokale flexibiliteit is nieuw en wordt in het Europese wettelijke kader nog niet duidelijk beschreven. Tegelijkertijd is er met name bij partijen die moeten omgaan met beperkte beschikbaarheid van transportcapaciteit behoefte om deze schaarse rechten op een andere manier, dan in competitie, met elkaar te verdelen. Een verdeling op basis van een samenwerkingsmechanisme kan dan mogelijk bijdragen aan het waarborgen van de toegankelijkheid van de energievoorziening. Mits open en transparant georganiseerd, vormt dit een interessant alternatief voor coördinatie via competitie, dat verder onderzocht moet worden.

Daarnaast zien we aanleiding om verder te onderzoeken of mandatering van netgrens en netveiligheidsverantwoordelijkheid naar partijen die werken in het verlengde van de netbeheerder mogelijk en wenselijk is. Een belangrijke bevinding uit dit onderzoek is dat een verdere uitwerking en betere zichtbaarheid van alle partijen die een rol spelen bij het ontsluiten van lokale flexibiliteit, gewenst is, zodat op een verantwoorde manier nieuwe producten en diensten te ontwikkelen.

1 Coördinatie van lokale flexibiliteit

1.1 Inleiding

De afgelopen jaren is de aandacht voor de ontwikkeling van het decentrale energiesysteem sterk toegenomen. Er worden steeds meer kleinschalige opwekinstallaties aangesloten op het distributienet. Daarnaast zien we groei van warmtepompen, laadinfrastructuur voor elektrisch vervoer en batterijen. Beide ontwikkelingen zorgen voor meer vraag naar netcapaciteit, maar de realisatie daarvan kost veel tijd en geld. Er wordt daarom ook gekeken naar aanvullende oplossingen zoals het inzetten van lokale flexibiliteit. In dat kader is het dan ook een positieve ontwikkeling dat assets steeds vaker aanstuurbaar zijn. Ze kunnen flexibel reageren op prijsspraken of flexibiliteit leveren ter invulling van een flexibiliteitsvraag vanuit de netbeheerder of marktpartij.

De Kamerbrief 'Decentralisering van het energiesysteem' van 18 juni 2025 schetst een beleidskader voor decentrale energieoplossingen waarmee sneller en meer netcapaciteit kan worden ontsloten. Daarbij wordt ingezet op een samenhangende ontwikkeling van energetische, ruimtelijke en sociaal-maatschappelijke vraagstukken. Dit moet ertoe leiden dat op lokaal en regionaal niveau een toekomstbestendig energiesysteem ontstaat of verder wordt ontwikkeld, waarin lokale opwek, opslag (waaronder warmtebuffers) en conversie een belangrijke rol spelen. In de Kamerbrief 'Versterking van decentrale ontwikkelingen in het energiesysteem' van 13 april 2026¹ wordt de aanzet gegeven voor een systeembenadering om lokale flexibiliteit beter te benutten. Met daarin aandacht voor netbewust gebruik van elektriciteitsnetten, nieuwe rollen op de energiemarkt en een veranderende relatie met de netbeheerder.

Met de toename van lokale energie-assets ontstaan ook nieuwe vormen van samenwerking, zoals energiehubbs en energiegemeenschappen. Deze initiatieven geven aan een actieve rol te kunnen spelen bij het ontsluiten van lokale flexibiliteit en het efficiënter benutten van bestaande elektriciteitsnetinfrastructuur. Bouwbedrijven willen netbewuste nieuwbouwwijken ontwikkelen en installateurs ontwikkelen niet alleen slimme concepten voor nieuwbouw, maar ook voor de aansturing van bestaande gebouwen.

De inzet van lokale assets is geregeld onderwerp van discussie. Dit komt doordat de organisatie en coördinatie van deze flexibiliteit op verschillende manieren kan worden vormgegeven; er zijn verschillende mechanismen die ingezet kunnen worden (sturing via een centrale partij, op individuele basis of juist collectief). Er bestaat kritiek op de effectiviteit en toepasbaarheid van bestaande flexibiliteitsproducten. Verder signaleren betrokken partijen dat deze producten onvoldoende aansluiten bij de potentie van nieuwe vormen van lokale samenwerking.

In deze context is ook een discussie ontstaan over het introduceren van een nieuwe rol, vaak aangeduid als *Local Service Provider*: een rol voor partijen die verantwoordelijk zijn voor het coördineren van lokale energieflexibiliteit in een gebied. Deze discussie speelt op

¹ [Voorziens- en leveringszekerheid energie | Tweede Kamer der Staten-Generaal](#)

verschillende plekken waar wordt gewerkt aan de opschaling van lokale flexibiliteitsoplossingen. De gedachte daarbij is dat partijen die op basis van het organiseren en coördineren van aangeslotenen bepaalde verantwoordelijkheden kunnen dragen ten aanzien van het systeem, hier nog onvoldoende de gelegenheid voor krijgen.

In dit rapport plaatsen we de discussie in een breder perspectief en onderzoeken we welke coördinatiemechanismen worden ingezet om lokale flexibiliteit te ontsluiten, en waar liggen knelpunten en kansen voor betere coördinatie in distributienetten? Dit onderzoek vormt een eerste verkenning die beoogt inzicht te bieden in het huidige landschap van betrokken partijen en de wijze waarop de ontsluiting van lokale flexibiliteit is georganiseerd. Het primaire doel van het onderzoek is daarmee het schetsen van een kennisbasis en analytisch kader voor beleidsmakers, netbeheerders, marktpartijen, overheden en aangeslotenen, dat houvast biedt voor het verder onderzoeken en duiden van bestaande, coördinatiemechanismen, rollen en samenwerkingsvormen.

1.2 Aanpak en opbouw rapport

Dit rapport is opgezet als kennisdossier, waarin inzichten stapsgewijs worden opgebouwd en de lezer wordt meegenomen van context naar conclusies.

Aanpak

De hoofdvraag van dit rapport is beantwoord aan de hand van een combinatie van praktijkanalyse, stakeholderconsultatie en juridische duiding. Allereerst is de huidige praktijk rondom de coördinatie van lokale flexibiliteit in kaart gebracht op basis van wet- en regelgeving in hoofdstuk 2. Daarbij is gebruikgemaakt van bestaande ervaringen en inzichten van stakeholders om zicht te krijgen op de ontwikkelrichtingen binnen het congestiemanagement en de flexibiliteitsmarkt.

Aanvullend is op hoofdlijnen een eerste verkenning uitgevoerd naar de rollen en verantwoordelijkheden van partijen die betrokken zijn bij de ontsluiting van lokale flexibiliteit in hoofdstuk 3. Hierbij wordt ingegaan op de veranderende taken van netbeheerders en marktpartijen in een elektriciteitsmarkt met gewijzigde behoeften en verwachtingen. Deze rolontwikkeling is op dit moment nog niet volledig uitgewerkt. Verdere afbakening en concretisering van taken, verantwoordelijkheden en onderlinge verhoudingen is noodzakelijk om aangeslotenen op een verantwoorde en effectieve wijze in staat te stellen bij te dragen aan de ontsluiting van lokale flexibiliteit.

Vervolgens zijn interviews gehouden met stakeholders uit de sector. Deze gesprekken boden inzicht in zowel de behoeften als de zorgen met betrekking tot de mogelijke introductie van nieuwe rollen en de inzet van bestaande producten en diensten. Daarbij kwamen zowel fundamentele vraagstukken over de toekomstige inrichting van congestiemanagement naar voren als praktische knelpunten bij de toepassing van bestaande oplossingen. Daarnaast zijn diverse wensen en ideeën geïnventariseerd met betrekking tot nieuwe producten, processen en marktrollen. Deze inzichten worden gedeeld in hoofdstuk 4.

Om deze praktijkinzichten te duiden, introduceert dit rapport verschillende theoretische modellen voor de organisatie van lokale flexibiliteit in hoofdstuk 5.

De synthese van de theoretische modellen, analyse van wet- en regelgeving en de inzichten uit de stakeholderinterviews is te vinden in hoofdstuk 6. De bevindingen uit deze synthese zijn samengebracht in de conclusies en aanbevelingen in hoofdstuk 7. Deze dienen als basis

voor verdere beleidsdiscussies over de inrichting, coördinatie en ontsluiting van lokale flexibiliteit.

Opbouw en resultaten

Deze aanpak heeft de volgende resultaten opgeleverd:

1. Een overzicht van de laatste stand van zaken van Europese en nationale wet- en regelgeving rondom congestiemanagement, alternatieve transportrechten en nettarieven (Hoofdstuk 2).
2. Definities en duiding van de bij lokale flexibiliteitsontsluiting en -coördinatie betrokken rollen volgens Europese geharmoniseerde rolmodellen inclusief inzicht in de lopende ontwikkelingen hierin (Hoofdstuk 3).
3. Een beschrijving van ontwikkelingen en barrières om lokale flexibiliteit te benutten in de praktijk. Deze inzichten komen voort uit gerichte interviews die we in het kader van deze studie hebben uitgevoerd (Hoofdstuk 4).
4. De introductie van een theoretisch kader en de daaruit volgende mechanismen (Hoofdstuk 5).
5. Een synthese tussen het theoretisch kader, de praktijk (behoeften) en de wettelijke kaders. Ook geven we een doorkijkje naar opschalingseffecten en nieuwe varianten van de mechanismen (Hoofdstuk 6).

Tenslotte bevat dit rapport (Hoofdstuk 7) een aantal conclusies en aanbevelingen om de ontsluiting en coördinatie van lokale flexibiliteit verder te ontwikkelen. Deze conclusies en aanbevelingen zijn vooral gericht op het starten van gerichte beleidsdiscussies aan de hand van de structuren die dit kennisdossier biedt.

2 Juridisch kader voor het ontsluiten van flexibiliteit voor het net

In dit hoofdstuk worden de relevante Europese en Nederlandse kaders voor het ontsluiten van (lokale) flexibiliteit voor het elektriciteitsnet besproken. Daarbij wordt aandacht besteed aan zowel formele wet- en regelgeving als aan relevante codes. Daarbij ligt de nadruk op de Europese regelgeving, die richtinggevend is voor de inrichting en werking van elektriciteitsmarkten. Aanvullend worden recente ontwikkelingen in nationale wetgeving toegelicht, in het bijzonder de bepalingen uit de Energiewet met betrekking tot onafhankelijke aggregatie en energiedelen.

Tot slot wordt ingegaan op de producten, diensten en overige mechanismen die netbeheerders inzetten om de interactie met de markt te coördineren en, waar nodig, te begrenzen. Deze juridische analyse is niet uitputtend, maar beoogt een kader te bieden voor de duiding van de verschillende coördinatiemechanismen.

2.1 Basisprincipes elektriciteitsmarkten

Regels die van toepassing zijn op energiemarkten bepalen onder welke voorwaarden activiteiten op en rond de markt worden uitgevoerd, welke partijen bevoegd zijn bepaalde rollen te vervullen, en aan welke eisen zij daarbij moeten voldoen. Deze regels schrijven doorgaans geen specifieke marktmodellen voor, maar stellen de randvoorwaarden waarbinnen dergelijke modellen zich kunnen ontwikkelen. Om de coördinatiemechanismen voor het ontsluiten van lokale flexibiliteit goed te begrijpen, is het daarom noodzakelijk eerst de fundamentele principes te schetsen waarop de elektriciteitsmarkten in Nederland en de Europese Unie zijn gebaseerd.

Vrij verkeer als basis

De inrichting van de Europese elektriciteitsmarkten vindt haar oorsprong in de vrijheidsbeginselen van de interne markt, in het bijzonder het vrije verkeer van goederen, diensten, personen en kapitaal. Deze beginselen vormen het juridische fundament voor open en concurrerende energiemarkten binnen de Europese Unie.

Deze vrijheden vertalen zich onder meer in non-discriminatoire toegang tot elektriciteitsnetten voor leveranciers en andere marktpartijen. Dit wordt geborgd via verplichtingen tot third-party access (TPA) en unbundling/ splitsing; de scheiding tussen gereguleerde netbeheertaken en commerciële activiteiten. Deze scheiding beoogt te voorkomen dat netbeheerders de concurrentie beïnvloeden en waarborgt gelijke toegang tot het net. Beginselen als non-discriminatie, transparantie en gelijke toegang vormen daarmee kernpijlers van het reguleringskader.

Elektriciteit en aanverwante diensten moeten in beginsel vrij verhandeld kunnen worden, zowel binnen lidstaten als, waar mogelijk, grensoverschrijdend. Dit omvat onder meer

grensoverschrijdende capaciteitsallocatie, geharmoniseerde vormen van congestiemanagement en open toegang tot handelsmarkten. Binnen dit marktmodel komt de elektriciteitsprijs in beginsel tot stand via vrije prijsvorming op basis van vraag en aanbod, zij het binnen een gereguleerd kader.

Betaalbaarheid, duurzaamheid en consumentenrechten

Naast marktprincipes zoals concurrentie, open toegang en prijsvorming bevat het Europese elektriciteitskader expliciete waarborgen ter bescherming van publieke belangen. Dit hangt samen met het karakter van energie als essentiële voorziening. Deze waarborgen omvatten onder meer consumentenbescherming, toegang tot betaalbare energie, en het borgen van duurzaamheid en leveringszekerheid.

In de praktijk kunnen maatregelen ter bescherming van consumenten of ter bevordering van duurzaamheid spanning opleveren met marktprincipes, zoals vrije prijsvorming of grensoverschrijdende handel. Tegelijkertijd kunnen deze belangen elkaar ook versterken. Nationale interventies, zoals prijsmaatregelen of de stimulering van hernieuwbare energie, kunnen bijvoorbeeld de marktdynamiek beïnvloeden. Ook kunnen toetredingseisen voor marktpartijen zowel drempels opwerpen als bijdragen aan de betrouwbaarheid en kwaliteit van de energievoorziening.

Deze spanning illustreert dat het Europese elektriciteitsmarktmodel in essentie een balans beoogt tussen vrije marktwerking enerzijds en publieke belangen zoals betaalbaarheid, duurzaamheid en leveringszekerheid anderzijds.

De beginselen van vrij verkeer en een open, toegankelijke markt werken door in de regels die gericht zijn op een betrouwbare, efficiënte en betaalbare energievoorziening, inclusief de ontwikkeling en het gebruik van netten. Een belangrijk deel van deze regels is direct relevant voor de ontsluiting en coördinatie van (lokale) flexibiliteit.

Non-discriminatie en toegankelijkheid

Toegang tot de elektriciteitsnetten vormt een essentiële voorwaarde voor zowel het functioneren van de interne elektriciteitsmarkt als de bescherming van eindafnemers. Voor marktpartijen is nettoegang noodzakelijk om effectief te kunnen deelnemen aan de markt, terwijl toegang voor eindafnemers waarborgt dat zij daadwerkelijk kunnen profiteren van de voordelen van die markt.

Op grond van het Europese elektriciteitskader hebben leveranciers en andere marktdeelnemers recht op toegang tot transmissie- en distributienetten onder objectieve, transparante en non-discriminerende voorwaarden. Dit beginsel van third-party access is een hoeksteen van de interne energiemarkt.

Daarnaast komt het belang van toegang tot uitdrukking in bepalingen over universele dienstverlening, die met name zien op de bescherming van huishoudelijke afnemers. Ook recent geïntroduceerde rechten, zoals deelname aan energiedelen, onafhankelijke aggregatie en energiegemeenschappen, versterken de positie van afnemers en andere marktpartijen binnen het systeem, zie ook paragraaf 2.4 van hoofdstuk 2. Netbeheerders hebben in dit kader de taak om het net toegankelijk te houden en te voorzien in transportverzoeken, binnen de grenzen van systeemveiligheid en beschikbare capaciteit.

Transparante procedure

Transparantie vormt een tweede kernvoorwaarde voor het goed functioneren van de markt en het voorkomen van ongelijke behandeling. Zo schrijft de Elektriciteitsverordening (EU)

2019/943 voor dat redispatch van productie en vraagrespons plaatsvindt op basis van objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria (artikel 13).²

Daarnaast bepaalt artikel 12 van diezelfde verordening dat de dispatching van elektriciteitsproductie-installaties en vraagrespons niet-discriminerend, transparant en, in beginsel, marktgebaseerd dient te zijn. Ook de regels voor congestiebeheer moeten transparant zijn voor alle marktdeelnemers.

Voor distributiesysteembeheerders geldt dat zij flexibiliteitsdiensten, waaronder congestiebeheer, in beginsel inkopen via transparante, niet-discriminerende en marktgebaseerde procedures. Alleen als de regulerende instantie vaststelt dat dit niet economisch efficiënt is of leidt tot marktverstoring of meer congestie, kan van dit uitgangspunt worden afgeweken.

2.2 Rangorde van wenselijkheid voor sturen op efficiënt netbeheer

Rangorde van wenselijkheid voor sturen op efficiënt netbeheer

Het Europese regelgevingskader beschrijft verschillende mechanismen voor het ontsluiten van flexibiliteit en het omgaan met congestie.³ De keuze voor een specifiek mechanisme hangt af van de nationale context en van het type congestie dat opgelost moet worden.⁴ Hoewel wetgeving geen vast model voorschrijft, volgt uit de Elektriciteitsrichtlijn en -verordening wel een duidelijke ordening in de inzet van instrumenten.

In de eerste plaats dienen nettarieven zodanig te worden vormgegeven dat zij bijdragen aan efficiënt netgebruik en doelmatige netontwikkeling. Daarnaast vormt netuitbreiding het structurele uitgangspunt om te voorzien in de vraag naar transportcapaciteit.

Als (tijdelijk) niet in de vraag naar transport kan worden voorzien, schrijft het Europese kader voor dat in beginsel gebruik wordt gemaakt van marktgebaseerde mechanismen om flexibiliteit te ontsluiten. Deze voorkeur is gebaseerd op de veronderstelling dat marktgebaseerde oplossingen bijdragen aan economische efficiëntie en verstoringen van de markt beperken. Tegelijkertijd is de inzet van dergelijke mechanismen niet onbeperkt: zij veronderstellen voldoende marktwerking en liquiditeit.

Figuur 1 geeft een overzicht van de verschillende instrumenten om fysieke congestie te voorkomen, gerangschikt naar wenselijkheid op basis van Europese regelgeving. In de figuur worden zowel structurele (netuitbreiding), operationele (congestiemanagement) als randvoorwaardelijke (tariefstructuur) instrumenten genoemd. Deze rangorde volgt uit verschillende bepalingen in de Elektriciteitsrichtlijn en -verordening. In de praktijk kunnen meerdere instrumenten naast elkaar bestaan, waarbij de specifieke omstandigheden bepalend zijn voor de uiteindelijke keuze.

³ CEER Paper on DSO Procedures of Procurement of Flexibility, 2020

⁴ Hennig, R. J., de Vries, L. J., & Tindemans, S. H. (2023). Congestion management in electricity distribution networks: Smart tariffs, local markets and direct control. *Utilities Policy*, 85, Article 101660. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2023.101660>

Rangorde van maatregelen volgens de Clean Energy package (2019/943 en 2019/944) en EMD-reform (2024/ 1711 en 2024/1747)

Nettariefstructuur	Netuitbreiding	Marktgebaseerde congestiemanagement	Niet-marktgebaseerde congestiemanagement	Flexibele aansluitovereenkomst	Weigering van toegang (aansluiting en of transport)	Splitsen biedzone
Nettarieven ondersteunen algehele systeemefficiëntie en stimuleren DSO tot kostenefficiënte exploitatie, en Flexibeleaansluitovereenkomsten als permanente oplossing (art. 18 en 6bis 2024/1711)	Netuitbreiding	Objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria, marktgebaseerd art. 13 (2019/943) Inkopen vraagrespons Art.32 (2019/944)	netbeheerder verkrijgt flexibiliteit via niet-marktgebaseerde methode Partijen worden financieel vergoed	Flexibeleaansluitovereenkomsten voor gebieden waar de netwerkcapaciteit voor nieuwe aansluitingen beperkt of niet beschikbaar is	Fysieke congestie voorkomen door weigeren van een verzoek om transportcapaciteit, van een nieuwe of uitbreiding van een aansluiting	Biedzone: het grootste geografische gebied waarin marktdeelnemers in staat zijn energie uit te wisselen zonder capaciteitstoewijzing

basisprincipes voor toegang en transport (EU/NL)

Figuur 1 Rangorde van maatregelen volgens de Clean Energy Package (Richtlijnen 2019/943 en 2019/944) en de EMD-reform (2024/1711 en 2024/1747). Onderliggend aan al deze instrumenten gelden de basisprincipes voor toegang en transport.

Coördinatie via marktgebaseerde mechanismen

De basis voor de inzet van flexibiliteit via marktmechanismen ligt onder meer in artikel 32 van de Elektriciteitsrichtlijn (EU) 2019/944 en artikel 13 van de Elektriciteitsverordening (EU) 2019/943. Deze bepalingen schrijven voor dat flexibiliteit en congestiemanagement in beginsel via marktgebaseerde mechanismen worden georganiseerd.

Van een marktgebaseerd mechanisme is sprake wanneer meerdere aanbieders onder gelijke voorwaarden kunnen deelnemen en met elkaar kunnen concurreren. Dit vereist een open, transparante en non-discriminerende inrichting. Concurrentie vindt doorgaans plaats op basis van prijs, maar kan ook de vorm aannemen van onderhandelingen binnen een open en toegankelijk kader.

Vrijwilligheid is geen doorslaggevend criterium voor de kwalificatie als marktgebaseerd mechanisme. Wel geldt dat verplichtingen die de prijsvorming of concurrentie verstoren, kunnen afdoen aan het marktgebaseerde karakter. Hoewel verplichte deelname niet per definitie is uitgesloten, mag deze de werking van het prijsmechanisme niet ondermijnen.

Niet-marktgebaseerde mechanismen zijn slechts toegestaan onder de voorwaarden van artikel 13 van Verordening (EU) 2019/943, bijvoorbeeld wanneer:

1. Er geen effectief marktgebaseerd mechanisme beschikbaar is;
2. Marktgebaseerde oplossingen onvoldoende functioneren (bijvoorbeeld door gebrek aan liquiditeit);
3. Sprake is van een acute technische noodsituatie.

Om flexibiliteit daadwerkelijk te ontsluiten, moeten afnemers en andere partijen kunnen deelnemen aan markten voor flexibiliteitsdiensten. Dit veronderstelt niet alleen het bestaan van dergelijke markten, maar ook het ontbreken van belemmeringen voor deelname. De Elektriciteitsrichtlijn voorziet daarom in het recht op onafhankelijke aggregatie. Afnemers mogen, onafhankelijk van hun energieleverancier, contracten sluiten voor

flexibiliteitsdiensten, waaronder aggregatie. Toestemming van de leverancier is hiervoor niet vereist. Dit versterkt de toegang tot flexibiliteitsmarkten en bevordert concurrentie.

Sturen via tarieven

Nettarieven vormen een belangrijk instrument om efficiënt netgebruik te stimuleren. Op grond van artikel 18 van Verordening (EU) 2019/943 (en zoals gewijzigd in 2024/1711) moeten tarieven prikkels bevatten die bijdragen aan systeemefficiëntie. Dit omvat onder meer het faciliteren van flexibiliteitsdiensten en het ondersteunen van alternatieve vormen van netgebruik, zoals flexibele aansluitingen, zie ook paragraaf 2.5.

Netuitbreiding of flexibele aansluitovereenkomsten

Netuitbreiding vormt het structurele uitgangspunt voor het oplossen van capaciteitsknelpunten. Wanneer uitbreiding (tijdelijk) niet mogelijk of onvoldoende is, kunnen flexibele aansluitovereenkomsten worden ingezet.

Op grond van recente wijzigingen in de Elektriciteitsrichtlijn (art. 6a, 2024/1711) kunnen netbeheerders dergelijke overeenkomsten aanbieden. In beginsel wordt ervan uitgegaan dat deze overeenkomsten tijdelijk zijn en worden omgezet in vaste capaciteit zodra netuitbreiding is gerealiseerd.

In bepaalde gevallen kan een flexibele aansluiting echter ook een structurele oplossing vormen, bijvoorbeeld wanneer netverzwaring niet doelmatig is. Daarnaast kunnen partijen vrijwillig kiezen voor flexibele contractvormen die beter aansluiten bij hun behoeften. In dat geval functioneren dergelijke overeenkomsten als onderdeel van bredere prikkels voor efficiënt netgebruik, in samenhang met de tariefstructuur en worden ze in figuur 1 niet gezien als alternatieve aansluitovereenkomst en tijdelijke overbrugging, art. 6a (2024/1711).

2.3 Europese Netcode over vraagrespons

Een belangrijke ontwikkeling in de context van flexibiliteit en de ontsluiting en coördinatie daarvan in Europa is de (voorgestelde) Europese netcode voor vraagrespons (Demand Response Network Code, DR NC). De juridische basis voor deze netcode ligt in de Elektriciteitsverordening (EU) 2019/943, die voorziet in de bevoegdheid om nadere regels vast te stellen ter bevordering van de integratie van vraagrespons in de elektriciteitsmarkten.⁵

De DR NC beoogt een geharmoniseerd kader te bieden voor de inzet van vraagrespons en in het bijzonder voor de verdere ontwikkeling van (onafhankelijke) aggregatie. De code stelt randvoorwaarden aan onder meer de technische inrichting van flexibiliteitsmiddelen, meetinfrastructuur en de rollen en verantwoordelijkheden van betrokken marktpartijen. Zo bevat de DR NC bepalingen over het gebruik van sub-metering (dedicated meetinrichtingen) en het faciliteren van gestandaardiseerde data-uitwisseling tussen netbeheerders, aggregatoren en andere marktpartijen. Daarnaast introduceert de code kaders voor de ontwikkeling van gestandaardiseerde producten voor flexibiliteitsdiensten en het delen van relevante flexibiliteitsinformatie.

Een ander belangrijk onderdeel betreft de harmonisatie van methoden voor het vaststellen van baselines en de mogelijkheid tot zogeheten 'value stacking', waarbij flexibiliteit gelijktijdig

⁵ In deze analyse wordt gerefereerd naar de versie van de code van 7 maart 2025 Annex 1 RECOMMENDATION No 01/2025 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 7 March 2025 on reasoned proposal for the establishment of the Network Code on Demand Response according to Article 59(1)(e) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast)

op verschillende markten en voor verschillende doeleinden kan worden ingezet. Ook worden nadere eisen gesteld aan de inkoop van flexibiliteitsdiensten door systeembeheerders. De DR NC bouwt voort op bestaande rollen van transmissie- en distributiesysteembeheerders, waaronder hun taak om flexibiliteit in te kopen voor systeemdiensten zoals congestiemanagement en spanningsregulatie. De DR NC concretiseert en harmoniseert de rol van systeembeheerders als 'procuring system operator', waarbij zij expliciet worden gepositioneerd als inkopers van flexibiliteitsdiensten. Ook de DR NC benoemt dat de inkoop dient plaats te vinden op transparante, niet-discriminerende en in beginsel marktgebaseerde wijze.

2.4 Energiewet

De Energiewet bevat de regels rondom het transport en de levering van elektriciteit en gas. Hieronder worden een aantal relevante bepalingen voor dit onderzoek toegelicht.

Energiegemeenschap

De Energiewet implementeert de Europese regels rondom energiegemeenschappen (de energiegemeenschap van burgers en de hernieuwbare energiegemeenschap) De energiegemeenschap wordt gedefinieerd als een: (...) *juridische entiteit die ten behoeve van haar leden, vennoten of aandeelhouders activiteiten op de energiemarkt verricht en als hoofddoel heeft het bieden van milieuvoordelen of economische of sociale voordelen aan haar leden, vennoten of aandeelhouders of aan de plaatselijke gebieden waar ze werkzaam is, en niet is gericht op het maken van winst; art. 1.1*

Kenmerkend voor een energiegemeenschap is voorts dat deelname open en vrijwillig is en dat leden het recht hebben de gemeenschap te verlaten. Daarnaast moet het feitelijk zeggenschap berusten bij de leden, vennoten of aandeelhouders. Het feitelijk zeggenschap over de gemeenschap mag alleen liggen bij leden (...) *die natuurlijk personen, micro-ondernemingen, kleine ondernemingen, gemeenten, waterschappen, provincies of gemeenschappelijke regelingen zijn (...)*, art. 2.4 lid 1c Energiewet.

Energiegemeenschappen kunnen in beginsel dezelfde energieactiviteiten verrichten als andere marktpartijen. Zij onderscheiden zich echter door hun governance-structuur en doelstelling: waar reguliere marktpartijen primair gericht zijn op economische waardecreatie, richten energiegemeenschappen zich op het realiseren van maatschappelijke meerwaarde voor hun leden en de lokale omgeving.

De verankering van de energiegemeenschap in de Energiewet biedt daarmee een interessante governancestructuur voor burgers, bedrijven en overheden. Indien aan de gestelde voorwaarden wordt voldaan, kunnen energiegemeenschappen onder bepaalde omstandigheden gebruikmaken van een ontheffing, bijvoorbeeld met betrekking tot leveringsactiviteiten.

Levering

Levering van elektriciteit vindt plaats op basis van een leveringsovereenkomst tussen de leverancier en een eindafnemer. De eindafnemer heeft het recht om zelf de leverancier te kiezen (art. 2.1 lid 1 en 2).

De Energiewet onderscheidt verschillende vormen van levering. Naast de 'gewone' vorm van levering is het ook mogelijk om 'peer-to-peer te leveren' rechtstreeks of via een peer-to-peer handelaar. De peer-to-peer levering onderscheidt zich doordat het gaat om een levering (of

teruglevering) van hernieuwbare elektriciteit, die is geproduceerd door een actieve afnemer aan een eindafnemer (Art. 1.1).

Een eindafnemer heeft het recht om met meer dan één leverancier een overeenkomst aan te gaan (art. 2.2 en 2.3). Het is dan wel noodzakelijk dat er een tweede allocatiepunt komt. Als het gaat om een partij die ook 'levert', dan zal er vaak een tweede meter nodig zijn. De Energiewet biedt ruimte voor verschillende meetinrichtingen maar ook om in de toekomst toerekening op basis van afspraken tussen marktdeelnemers toe te staan.

Teruglevering

Een eindafnemer kan elektriciteit terugleveren. Dit vindt plaats op basis van een terugleveringsovereenkomst, via dezelfde partij als de levering plaatsvindt of via een andere partij. Ook de teruglevering kan via een peer-to-peer-constructie, namelijk een 'peer-to-peer terugleverovereenkomst'. Als voor de teruglevering een aparte partij is gecontracteerd dan geschiedt dit via een zogenaamd 'tweede allocatiepunt'. De slimme meter wordt dan gesplitst in twee allocatiepunten; afname en invoeding kunnen immers apart gemeten worden.

Balanceringsverantwoordelijkheid

Voor kleinverbruikers geldt dat de leverancier ervoor zorgt dat op het allocatiepunt een balanceringsverantwoordelijke (BRP) is aangewezen (art. 2.42 Energiewet). De BRP is verantwoordelijk voor het handhaven van de balans tussen de geprogrammeerde en de feitelijke invoeding en afname van elektriciteit op het allocatiepunt. In dat kader dient de BRP elektriciteitsprogramma's (nominaties) in, overeenkomstig de daarvoor geldende regels (art. 1.1 en art. 3.119 Energiewet).

In de praktijk vervult de leverancier van de kleinverbruiker vaak zelf de rol van BRP, of wordt deze verantwoordelijkheid belegd bij een derde partij. Indien op één aansluiting meerdere marktdeelnemers actief zijn en daarvoor meerdere allocatiepunten zijn ingericht (art. 2.2 en 3.44 Energiewet), geldt dat voor ieder allocatiepunt afzonderlijk een balanceringsverantwoordelijke moet zijn aangewezen (art. 2.42 Energiewet). Een uitzondering hierop is de onafhankelijke vraagresponsaggregator.

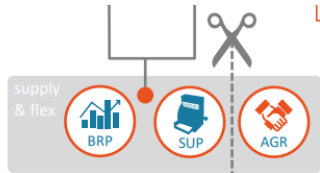
(Onafhankelijke) aggregatie

Aggregeren is het *combineren van vraagrespons of ingevoede elektriciteit van verschillende actieve afnemers met het oog op wederverkoop*. Als we in dit rapport spreken van aggregatie verwijzen we naar vraagrespons en niet naar het invoede/terugleveren van elektriciteit.

Vraagrespons is de verandering van het verbruik of de invoeding van elektriciteit bij eindafnemers ten opzichte van hun normale verbruiks- of terugleverpatronen, in reactie op marktsignalen of systeembehoeften, met als doel de vraagvermindering, of -verhoging te verkopen op een energiehandelsmarkt.

Een aangeslotene kan deelnemen in een aggregatieovereenkomst via de leverancier, maar heeft ook het recht om een afspraak te maken met een partij die deze dienst aanbiedt onafhankelijk van de leverancier die is gecontracteerd op de aansluiting.

Dit wordt onafhankelijke aggregatie genoemd. De marktdeelnemer die een vraagresponddienst levert zit *niet* op een apart allocatiepunt, maar is actief op een allocatiepunt waarop al een leverancier en/of terugleverancier en BRP actief zijn.



Omdat aggregatie impact heeft op het verbruik of de invoeding die plaatsvindt via de aansluiting, beïnvloedt aggregatie de posities van de verschillende andere partijen die op de aansluiting gecontracteerd zijn, in het bijzonder de leverancier en BRP die zijn gecontracteerd.

De wet bepaalt dat een marktdeelnemer die niet de leverancier is op de aansluiting/ het allocatiepunt alleen een vraagresponddienst mag leveren als deze marktdeelnemer een overeenkomst daaromtrent sluit met de BRP op de aansluiting/ het allocatiepunt. De BRP, als dan niet in samenspraak met de leverancier op het allocatiepunt, doet de marktdeelnemer die een vraagresponddienst wil leveren op het allocatiepunt een redelijk aanbod inzake de financiële compensatie en de voorwaarden voor de aanpassing van het elektriciteitsprogramma als gevolg van de vraagrespons, over de vergoeding van eventuele onbalanskosten die ontstaan en over de uitwisseling van relevante gegevens.

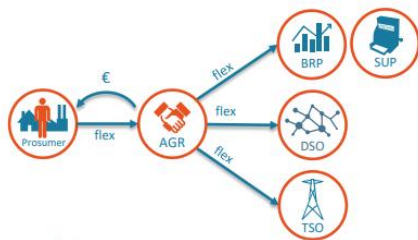
De berekening van deze financiële compensatie vindt plaats op basis van een berekenmethode die wordt vastgesteld door de ACM. Hierin wordt o.a. meegenomen de te veel ingekochte en de niet-ingekochte elektriciteit als gevolg van de vraagrespons (art. 2.41 lid 1-3).

Als de vraagrespons ten goede komt van een systeembehoefte van de transmissie- of distributiesysteembeheerder, dan is een dergelijke overeenkomst tussen de aggregator en de BRP niet nodig (art. 2.41 lid 5). Dit betekent dat zowel bij het inkopen van een balanceringsdienst als diensten ten behoeve van congestie management, de distributiesysteembeheerder (DSB) of de transmissiesysteembeheerder (TSB) zorgdraagt voor de aanpassing van het elektriciteitsprogramma en de TSO voor de financiële afhandeling tussen partijen (art. 3.49)⁶

De Netcode Elektriciteit sprak tot voor kort van een congestion service provider (CSP) en van Balancing service party (BSP). Met de komst van de Energiewet wordt de Netcode elektriciteit (deels) vervangen door de Systeemcode Elektriciteit 2026 (SE) en wordt gesproken van een *balanceringsdienstverlener* en een *congestiebeheersdienstverlener*.⁷

⁶ Kmst II 2023-2024, 36 378, nr. 11, p. 26 Nota van wijziging bij art. 2.39, vijfde lid en 3.49 vierde lid Energiewet

⁷ Zowel de term balanceringsdienstverlener als congestiebeheersdienstverlener worden gebruikt in de systeemcode elektriciteit. Echter alleen de congestiebeheersdienstverlener wordt gedefinieerd in de begrippencode en niet balanceringsdienstverlener (Begrippencode elektriciteit 2026)



Energiedelen

De Energiewet biedt afnemers de mogelijkheid om energie te delen. Dit wordt gedefinieerd als: *zelfverbruik door één of meer actieve afnemers van hernieuwbare energie; die is opgewekt of opgeslagen door een installatie achter een andere aansluiting die de actieve afnemers geheel of gedeeltelijk gezamenlijk bezitten, leasen of huren; of waarop het recht al dan niet gratis is overgedragen door een andere actieve afnemer;* (art 1.1)

Nu kan dit alleen nog binnen het portfolio van één leverancier; dus tussen aangeslotenen die dezelfde leverancier hebben. Daarmee verschilt het niet van wat huidige leveranciers nu ook al kunnen aanbieden. De wet noemt het nu alleen expliciet. Leveranciers kunnen dit product aanbieden, maar zijn dit niet verplicht (art. 2.30).

Er wordt ook gewerkt aan een energiedelen-model waarbij de aangeslotene kan delen met vrije leverancierskeuze. Dit betekent dat er gedeeld kan worden door aangeslotenen over het portfolio van de leveranciers heen. Het mogelijk maken van deze vorm van delen is een directe eis die volgt uit de hervorming van de Elektriciteitsmarktlijn (2014/ 1711, art. 4 & 15a) Dit kan op verschillende manieren worden vormgegeven.

De wetgever lijkt nu te kiezen voor een model waarin de gedeelde energie wordt meegenomen in de day-ahead allocatie.⁸ Verschil met andere leveringsafspraken is dat energiedelen niet plaatsvindt op een apart allocatiepunt, maar net als aggregatie plaatsvindt op hetzelfde allocatiepunt waarop ook een leverancier en BRP gecontracteerd zijn. Daarmee kan energiedelen ook de positie van de leverancier en BRP beïnvloeden.

Zowel energiedelen met vrije leverancierskeuze als onafhankelijke aggregatie worden vormgegeven via een zogenaamd 'multi-supply of multi-dienstverleners-model'. Dat betekent dat er naast de twee marktrollen BRP/dienstverlener (LV, terug-LV of p2p handelaar, of actieve afnemer in deze rol), nog een dienstverlener actief is op het allocatiepunt, zonder dat dit leidt tot een splitsing in een nieuw allocatiepunt met een aparte BRP.⁹

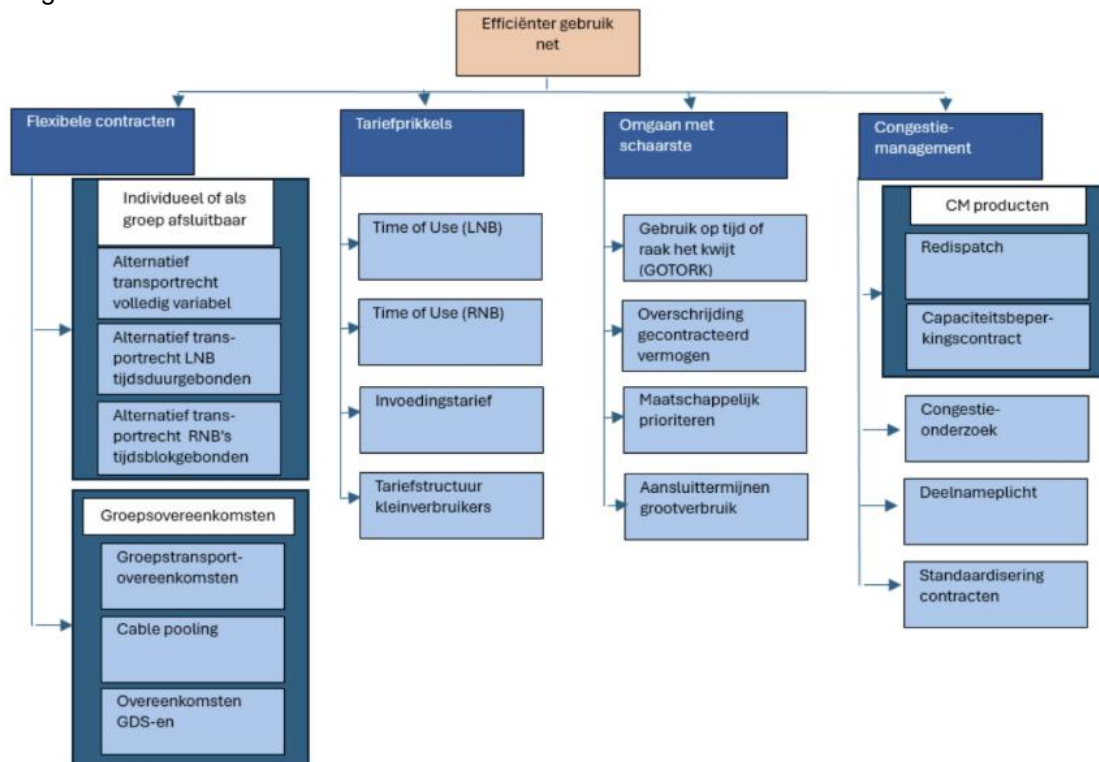
2.5 Producten en diensten

In deze paragraaf wordt een overzicht gegeven van de producten, diensten, prikkels en mechanismen in Nederland die van invloed zijn op het netgebruik door aangeslotenen. Het gaat daarbij onder meer om congestiemanagement, alternatieve aansluit- en transportrechten en tariefstructuren. Deze instrumenten bieden verschillende mogelijkheden om flexibiliteit te benutten en efficiënter gebruik van het elektriciteitsnet te stimuleren. In Figuur 2 is een overzicht van de producten en andere vormen van prikkels en mechanismen

⁸ Energy sharing: a new activity for active customers and energy communities, Winters & Van der Veen, TNO 2025

⁹ Voor meer informatie over BRP-modellen en multi-supplier modellen: [20210921-Power-to-the-People-rapport-TKi-1621504](https://data.europa.eu/doi/10.2833/730792) & Multi-supplier models and decentralized energy systems, 2025: *Energy sharing approaches*, Publications Office of the European Union, 2023, Van der Veen, Winters et al., <https://data.europa.eu/doi/10.2833/730792>

in Nederland opgesteld door de ACM die ingezet worden om te sturen op efficiënter netgebruik.¹⁰



Figuur 2 Overzicht en inzicht congestiemaatregelen ACM (geüpdatet 30 april 2025), ACM/INT/526935

In dit hoofdstuk volgen we niet de volgorde van Figuur 2. We beginnen met congestiemanagement, gevolgd door alternatieve aansluit- en transportrechten, en sluiten af met de tariefstructuren. Zowel de congestiemanagementproducten als de alternatieve transportrechten zijn in Nederland vastgelegd in de Netcode Elektriciteit, die per 2026 wordt vervangen door de Systemcode Elektriciteit. Met deze wijziging zijn ook enkele begrippen aangepast. Zo wordt in de nieuwe systematiek niet langer gesproken van een BSP (balancing service provider) of CSP (congestion service provider), maar van respectievelijk balanceringsdienstverlener en congestiedienstverlener. Gezien de beperkte bekendheid van deze nieuwe terminologie, wordt in dit rapport nog gebruikgemaakt van de termen BSP en CSP.¹¹

2.6 Congestiemanagement

De Systemcode Elektriciteit (hierna SE) bepaalt dat systeembeheerders (TSO en DSO) congestiebeheersdiensten verkrijgen door de volgende producten aan te kopen: bieding redispatch en capaciteitssturingsovereenkomst. Hieronder worden beide producten toegelicht.

¹⁰ Overzicht en inzicht congestiemaatregelen ACM (geüpdatet 30 april 2025), ACM/INT/526935

¹¹ Begrippencode elektriciteit: *Congestiebeheersdienstverlener*: partij die congestiebeheersdiensten levert aan een transmissie- of distributiesysteembeheerder; Daarnaast worden de termen balanceringsdienstverlener en congestiedienstverlener in de Systemcode gebruikt, maar niet gedefinieerd in de begrippencode.

Bieding redispatch

Een redispatchbieding is een bieding waarmee een aangeslotene via een congestiebeheersdienstverlener (CSP), aanbiedt om op- of af te regelen ten opzichte van de verwachte productie of afname op een specifieke locatie (art. 9.14 jo bijlage 7 SE)

Belangrijke kenmerken van de bieding redispatch zijn dat de bieding altijd via een congestiebeheersdienstverlener loopt. Dit kan de partij zelf zijn of een gecontracteerde congestiebeheersdienstverlener. De partij biedt minimaal 100 kW gedurende 1 onbalansverrekeningsperiode (15 min), de bieding is tot 45 minuten van tevoren afroepbaar en wijzigbaar, het vermogen is ook gedeeltelijk afroepbaar, en het vermogen moet volledig beschikbaar zijn. De aangeslotene krijgt een vergoeding. Een bieding redispatch is een intraday product, en wordt afgeroepen tot 45 minuten voor levering. Omdat de inzet van de bieding redispatch plaatsvindt na sluiting van de day-ahead markt en na vaststelling van het elektriciteitsprogramma, vereist de inzet van het redispatch product altijd een tegenactie voor de balanshandhaving.

De netbeheerder selecteert biedingen op basis van kosteneffectiviteit (art. 9.31 SE). Redispatch vormt daarmee een marktgebaseerd mechanisme en is in beginsel vrijwillig. In bepaalde situaties kan een biedplicht gelden, waardoor aangeslotenen verplicht zijn capaciteit aan te bieden. In Nederland verloopt redispatch via het GOPACS-platform.

Noodcurtailment

Om meer realtime te kunnen sturen, ook nadat de laatste redispatch volumes kunnen worden afgeroepen, 45 minuten voor realtime, zijn er sinds 2025 nieuwe regels voor noodcurtailment voor bepaalde invoeders; zogenaamde type B invoeders. Dit zijn elektriciteitsproductie-eenheden met een aansluitvermogen van 1MW tot 50 MW. Noodcurtailment vindt plaats via een Real Time Interface (RTI) (art. 3.11 zesde lid SE). Het uitgangsvermogen kan dan binnen 5 seconden worden gereduceerd naar nul. Deze vorm van sturing, die voor verschillende doeleinden kan worden ingezet, kan ook voor congestiemanagement worden ingezet en is daarmee een vorm van verplichte redispatch. Deze vorm wordt ook overeenkomstig de verplichte redispatch vergoed.

Capaciteitsbeperkingscontract en capaciteitssturingscontracten

Sinds 2022 is er naast de bieding redispatch een nieuw congestiemanagementproduct bijgekomen namelijk de capaciteitsbeperking, ofwel het capaciteitsbeperkend contract (hierna CBC). Met een CBC verplicht de aangeslotene zich om permanent (CBC-T) of gedurende afgesproken periodes (CBC-A) de transportcapaciteit te beperken. De CBC-T werkt met een vast tijdsvenster. De CBC-A werkt op afroep. De CBC-A wordt geregistreerd op GOPACS en via GOPACS wordt de CBC-A geactiveerd. Activatie gebeurt de dag van tevoren.

Eind 2025 heeft een nieuwe wijziging plaatsgevonden van de Netcode Elektriciteit. Daarin is het Capaciteitssturingscontract (CSC) geïntroduceerd. De CSC vervangt niet de CBC, maar de CBC wordt een variant van de CSC (bijlage 6 zevende lid SE). Waar de CBC alleen toelaat dat er een afspraak wordt gemaakt over een beperking, namelijk een maximaal gebruik van transportcapaciteit voor een vast tijdsvenster of op afroep, maakt de CSC het ook mogelijk dat de aangeslotene(n) een minimum aan gebruik voor afname of invoeding afsprekt; permanent of op afroep (bijlage 6 tweede lid, SE). Daarmee krijgen netbeheerders dus de mogelijkheid om een bepaald minimum gebruik af te spreken. De inzet van de CBC-A vindt plaats voor de sluitingstijd van de dagvoortmarkt (day-ahead markt) en daarmee is een tegenactie voor balanshandhaving niet noodzakelijk.

Als de CSC of CBC niet wordt geactiveerd voor gate-sluiting van de dagvooritmarkt, kan de activatie na gate-sluiting plaatsvinden. Dan heeft de activatie het karakter van een bieding redispatch (bijlage 12 sub 6 NE). Deze biedingen hebben in principe voorrang op niet-marktgebaseerde redispatch biedingen, daarmee wordt bedoeld niet-vrijwillige biedingen, en moeten in overeenstemming zijn met de eisen zoals die gelden voor de bieding redispatch (bijlage 11 NE). Omdat het dan om een activatie gaat via GOPACS (zie hieronder) zal er dus ook een CSP betrokken zijn. Ook is er dan een tegenactie noodzakelijk voor de balanshandhaving.

De wijze van prijsvorming binnen een CSC of CBC hangt af van de totstandkomingsprocedure. Bij bilaterale overeenkomsten komt de prijs tot stand via onderhandelingen tussen netbeheerder en aangeslotene. In het geval van een tender wordt de prijs bepaald via een competitief proces.

Marktgebaseerd in Nederland

Bij de introductie van deze nieuwe producten werd in de toelichting bij de codewijzigingen met name het vrijwillige karakter van de contracten benadrukt. De vraag of sprake is van een marktgebaseerd dan wel niet-marktgebaseerd product hangt echter niet primair samen met de vrijblijvendheid van de afspraak. Doorslaggevend is vooral de wijze waarop de selectie van biedingen tot stand komt, namelijk of deze plaatsvindt via een open, transparant en marktconform selectieproces.

Ook bilaterale afspraken die niet op basis van prijs worden geselecteerd, evenals een CBC/CSC zonder of met een vast tijdsvenster (zie hieronder), worden in de toelichting als marktgebaseerd aangeduid.¹² Volgens de toelichting bij het besluit is de vergoeding voor de CBC en CSC te allen tijde marktgebaseerd. Onder marktgebaseerd wordt daarbij verstaan dat de netbeheerder samen met aangeslotenen, of een vertegenwoordiger daarvan (CSP), een prijsafpraak maakt op basis van vrijwilligheid: er bestaat geen verplichting om een CBC/CSC af te sluiten.¹³

In de toelichting bij deze producten wordt verwezen naar de Elektriciteitsverordening (EU) 2019/943, en meer specifiek naar artikel 13. Dit artikel vormt de basis voor congestiemanagement en ziet op redispatch. Daarbij worden expliciet als voorwaarden genoemd: transparantie, non-discriminatie en toegankelijkheid voor alle productietechnologieën, energieopslag en alle vormen van vraagrespons.

Hieruit volgt dat niet de vrijwilligheid als zodanig, maar met name de wijze van totstandkoming in hoge mate bepalend is voor de kwalificatie van een product als marktgebaseerd. Als een CSC uitsluitend tot stand komt via een bilaterale onderhandeling, zonder toepassing van een open en transparant selectieproces, ligt het voor de hand dat geen sprake is van een marktgebaseerd product. De veronderstelling dat vrijwilligheid automatisch impliceert dat een product marktgebaseerd is, lijkt daarmee niet in overeenstemming met de uitgangspunten van de Elektriciteitsverordening.

1

¹² Stcr. 2022, nr. 14201, Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 24 mei 2022 kenmerk ACM/UIT/577139 tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in artikel 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende regels rondom transportschaarste en congestiemanagement, overweging 6 bij de toelichting: *'Dergelijke bilaterale overeenkomsten zijn te allen tijde marktgebaseerd, omdat de netbeheerder en aangeslotene de voorwaarden vrijwillig overeenkomen. De netbeheerder dient te waarborgen dat alle partijen in het gebied op transparante wijze geïnformeerd en betrokken worden en de kans krijgen om hun flexibiliteit op grond van capaciteitsbeperkingscontracten aan te bieden.'*

¹³ Overweging 101, Stcr. 2022, nr. 14201

Deze conclusie sluit aan bij de bevindingen uit de verkenning van CEER naar alternatieve aansluitovereenkomsten. In deze verkenning worden ook congestiemanagementproducten in de vorm van bilaterale contracten kort benoemd. De verkenning noemt dat een dergelijk (congestiemanagementproduct in de vorm van een bilateraal contract) uitsluitend als marktgebaseerd aangemerkt kan worden indien het via een tenderprocedure tot stand is gekomen.¹⁴

Groepsbiedingen via congestiemanagement:

Ook een groep mag aan verschillende congestiemanagementproducten meedoen. Zij dienen hier wel een CSP voor aan te wijzen, ook voor een CSC (art. 9.1 lid 1 SE). Een CSP mag bieding redispatch aanbieden en een CSC namens een groep afsluiten (art. 9.15 SE).

Groepen aangeslotenen die mee willen doen aan congestiemanagement, moeten allemaal bij dezelfde balanceringsverantwoordelijke partij (BRP) zitten (art. 9.17 SE). Hoewel het wettelijk wel een vereiste is om onafhankelijke aggregatie mogelijk te maken wordt een groepsbieding van flexibiliteit over verschillende BRP-portfolio's nu nog niet gefaciliteerd.

Verplicht congestiemanagement voor individuen en groepen

Verbruikers en producenten met een gecontracteerd transportvermogen voor afname of invoeding van 60 MW of meer zijn verplicht een bijdrage te leveren aan het oplossen van fysieke congestie, dan wel aan een tegengestelde redispatch-actie ten behoeve van congestiebeheer elders in het net (art. 9.1 lid 3 SE). Deze verplichting geldt ook voor aangeslotenen die gezamenlijk deelnemen aan een groepstransportovereenkomst met een gecontracteerd vermogen van 60 MW of meer. Dit betekent dat partijen die individueel niet onder de verplichting vallen, via deelname aan een groepscontract toch onder een gezamenlijke verplichting kunnen vallen.

In congestiegebieden kan deze verplichting worden uitgebreid naar aangeslotenen met een gecontracteerd transportvermogen tussen 1 MW en 60 MW (art. 9.1 lid 4 SE). In dat geval zijn partijen gehouden om een bijdrage te leveren aan congestiemanagement, bijvoorbeeld via het indienen van redispatch-biedingen of door deelname aan capaciteitsbeperkende contracten (zoals CBC).

Voor de uitvoering van deze verplichtingen moet een congestiebeheersdienstverlener (CSP) worden aangewezen. Dit geldt zowel voor individuele aangeslotenen als voor groepen. Binnen een groep kunnen meerdere CSP's actief zijn, waarbij de groep verantwoordelijk is voor de onderlinge afstemming. Daarnaast geldt een verplichte prekwificatie om te waarborgen dat de betrokken partijen en middelen geschikt zijn voor inzet in congestiemanagement.¹⁵ Het aangaan van een groepstransportovereenkomst kan ertoe leiden dat aangeslotenen die op basis van hun individuele transportovereenkomst niet onder een verplichting vallen, door deelname aan de groep alsnog gezamenlijk aan deze verplichting worden onderworpen.

GOPACS-platform

Biedingen redispatch (ook de verplichte) vinden plaats via het GOPACS-platform. Sinds 2025 kunnen ook aangeslotenen op een GDS (GS) en partijen die meerdere leveranciers op de aansluiting hebben, ofwel meerdere allocatiepunten, zich met deze aansluitingen registreren

¹⁴ CEER Paper on Alternative Connection Agreements, CEER, p. 20

2 ¹⁵ Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 11 december 2025, kenmerk ACM/UIT/651643 tot wijziging van de tariefstructuren en voorwaarden als bedoeld in de artikelen 27 en 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende de groepstransportovereenkomst, overweging 283

op GOPACS. Belangrijk is wel om te vermelden dat er dus nog niet over BRP-portfolio's heen gewerkt kan worden. Dit vormt een belemmering voor onafhankelijke aggregatie en beperkt de mogelijkheid om flexibiliteit gebundeld in te bieden over meerdere aansluitingen. Deze beperking is met name relevant voor kleinere assets. Wel wordt gewerkt aan oplossingen om deze barrière op termijn weg te nemen.

2.7 Alternatieve aansluitcontracten

In deze paragraaf beschrijven we verschillende (alternatieve) aansluit- en transportrechten die beschikbaar zijn voor aangeslotenen. Het standaardcontract is een individueel vast transportrecht. De alternatieve contracten zijn (deels) variabel en/ of voor een groep aangeslotenen in plaats van een individuele aangeslotene.

De alternatieve transportrechten vallen niet onder congestiemanagement. Zij zijn niet een afspraak boven op de bestaande transportovereenkomst, waarin een deel van de gevraagde capaciteit wordt teruggegeven of juist wordt gebruikt, maar zijn een (deels) alternatief voor of vervangen de transportovereenkomst. Daarmee zijn zij in principe een 'beperking aan de voorkant', en een overbrugging naar een uitbreiding. Tenzij de partij expliciet voor dit type contract heeft gekozen, omdat de vorm aansluit bij de bedrijfsvoering, is het een meer structurele oplossing (zie ook figuur 1).

Standaardcontract

Op basis van het verwachte afname- en invoedingsprofiel ontvangen partijen een aansluit- en transportovereenkomst. Bij kleinverbruikers bepaalt de aansluiting het transportrecht. Een standaardaanbieder gaat er in de regel vanuit dat de volledige transportbehoefte van de aangeslotene binnen het gecontracteerde vermogen kan worden gefaciliteerd. Daarmee fungeert de bestaande afgesproken *firm capacity* als een individueel maximum waarbinnen de aangeslotene zelfstandig kan optimaliseren. Het betreft dus een individuele limiet. Coördinatie tussen netbeheerder en aangeslotenen is hierbij niet noodzakelijk.¹⁶

Alternatief transportrecht volledig variabel

Bij het alternatief transportrecht volledig variabel kunnen netgebruikers worden aangesloten zonder een gegarandeerd transportvermogen. De gebruiker van deze overeenkomst krijgt een transportrecht dat wordt vrijgegeven uiterlijk voor de gatesluitingstijd van de day-aheadmarkt op de dag voorafgaande aan de dag waarop het beoogde transport zal plaatsvinden (art. 7.5 SE). Er is dus sprake van een limiet (geen transportrecht, tenzij er ruimte is) en de netbeheerder communiceert naar de partijen of er ruimte is. Dit model is vooral geschikt voor gebruikers die hun elektriciteitsverbruik of -productie flexibel kunnen aanpassen, zoals batterijopslagsystemen. Regionale netbeheerders passen dit model sinds 2023 toe en het maakt inmiddels deel uit van de standaard set aansluitcontracten. Gebruikers binnen dit model betalen doorgaans een lager nettatarief in ruil voor het leveren van flexibiliteit.

Alternatief transportrecht: Tijdsduurgebonden

Deze regeling maakt het voor grootverbruikers op het Tennet-net mogelijk om toegang te krijgen tot het elektriciteitsnet voor minimaal 85% van de uren per jaar. Uiterlijk de dag van tevoren communiceert Tennet of er een beperking is voor bepaalde uren. Ze is bedoeld voor gebruikers die af en toe een beperking in hun afname of teruglevering kunnen tolereren.

¹⁶Door de toename van de vraag naar elektriciteit bij afnemers is er de trend dat aangeslotenen hun gecontracteerde transportcapaciteit (ATO) maximaal benutten. Dit wordt ook wel autonome groei genoemd. Als gevolg van de lange wachttijden krijgen bestaande transportrechten, die voorheen niet beperkend waren, steeds vaker wel een beperkende werking.

Alternatief transportrecht tijdsblokgebonden

Dit model biedt toegang tot het elektriciteitsnet binnen vooraf afgesproken tijdsblokken (bijvoorbeeld nachturen of weekenden), afhankelijk van lokale congestiepatronen. Tijdens die afgesproken blokken heeft de aangeslotenen eenzelfde recht als een partij met een vastrecht. Dit model is aantrekkelijk voor gebruikers die hun processen kunnen verschuiven naar daluren, zoals koel- en vriesopslag of laadclusters voor elektrische voertuigen.

Groepstransportovereenkomst

Een groepstransportovereenkomst is een 'op grond van artikel 7.8 SE afgesloten transportovereenkomst met twee of meer aangeslotenen gezamenlijk' (Begrippencode elektriciteit 2). Als er sprake is van een groepstransportovereenkomst dan heeft iedere aangeslotene die onderdeel is van de groep, een individuele aansluitovereenkomst en daarnaast een 'groepstransportovereenkomst', hierna GTO. De aangeslotene heeft geen individuele- of andere groepstransportovereenkomst (art. 7.8 eerste lid sub a en b).¹⁷

De groep wordt vertegenwoordigd door een gemachtigde overeenkomstig art. 3.60 Burgerlijk Wetboek. De groepstransportovereenkomst vereist de aanwezigheid van een telemetriegrootverbruikmeetinrichting. Kleinverbruikaansluitingen kunnen daarmee in de praktijk niet een GTO afsluiten of onderdeel zijn van de groep. Niet alle aangeslotenen kunnen samen in een groep. De Netcode Elektriciteit bepaalt dat sommige aansluitcategorieën wel of niet samen een groep kunnen vormen (art. 7.8 eerste lid, sub f SE).

De groep heeft een gezamenlijk gecontracteerd vermogen. Dit is in principe een vaste afspraak. Het is denkbaar dat de GTO wordt gecombineerd met een alternatief recht. De GTO is niet zozeer een technische beperking, maar een contractuele beperking. Partijen worden niet individueel (technisch en contractueel beperkt), maar spreken met de netbeheerder een groepsgrens af. Dit is een contractuele limiet. De netbeheerder hoeft in principe niet verder met deze groep af te stemmen.

Cable pooling

Cable pooling maakt het mogelijk voor meerdere producenten van hernieuwbare energie (bijvoorbeeld wind- en zonneparken) om één gezamenlijke netaansluiting te gebruiken, zolang hun gecombineerde productie de technische limiet van de aansluiting niet overschrijdt. Dit model is sinds 2020 toegestaan en kent sinds 2023 een sterke groei in toepassing, met name in agrarische en kustgebieden. Het verlaagt de aansluitkosten en versnelt de integratie van hernieuwbare energie. Cable pooling is een technische beperking. Binnen die beperking maken partijen een afspraak hoe zij de beschikbare capaciteit verdelen.

Verskil alternatieve transportrechten en CSC/CBC's

Een alternatief transportrecht is een directe afspraak tussen de netbeheerder en de aangeslotene. De aangeslotene heeft de verantwoordelijkheid om zich aan een afgesproken (tijdelijke) beperking te houden. Bij een alternatief recht kan er gebruikgemaakt worden van een energiemanagementsysteem en zijn er vaak dienstverleners betrokken om te blijven binnen de afspraak.

¹⁷ Echter na afsluiten van de GTO kan op basis van een afspraak met de groep, de individuele aangeslotene nog maximaal 3 jaar teugvallen op het eerder individueel gecontracteerde transportvermogen waar het individu eerder over beschikte.

Sommige alternatieve contracten vragen om een coördinatiemoment tussen netbeheerder en aangeslotenen. Deze vindt altijd voor sluiting van de dagvoortmarkt (DA) plaats. Daarmee lijken de afspraken in gevraagde coördinatie tussen betrokken partijen op de CSC/ CBC's.¹⁸ Als er meerdere aansluitingen betrokken zijn bij de afspraak, zoals cable pooling en de GTO, is er ook een coördinatie over aansluitingen heen noodzakelijk.

¹⁸ Overigens kan de CSC of CBC als die niet wordt geactiveerd voor gate-sluiting van de dag voortmarkt, soms na gate-sluiting nog geactiveerd worden.

Kenmerken/Product Expliciet/ impliciet	Bieding redispach		CSC-A	CSC-T	CBC-A	CSC-T	Groeps CSC/CBC			Tijdsblokkegebonden			Tijdsduurgebonden			GTO
	expliciet	impliciet	Expliciet	expliciet	expliciet	expliciet	expliciet	expliciet	impliciet	impliciet	impliciet	impliciet	impliciet	impliciet	impliciet	impliciet
gecontracteerd vermogen	min en max invoeding/onttrekking	min en max invoeding/onttrekking	min en max invoeding/onttrekking als afroep na sluiting DA gebeurt via GOPACS	min en max invoeding/onttrekking	max invoeding/ onttrekking	max invoeding/ onttrekking	(min) en max invoeding/ onttrekking	geen gecontracteerde min of max	gecontracteerde tijdsblokken firm vermogen	gecontracteerde tijdsblokken firm vermogen	gecontracteerde tijdsblokken firm vermogen op jaarbasis	recht op 85% toegang tot gecontracteerd vermogen op jaarbasis	recht op 85% toegang tot gecontracteerd vermogen op jaarbasis	recht op 85% toegang tot gecontracteerd vermogen op jaarbasis	firm vermogen gecontracteerd erd als groep	firm vermogen gecontracteerd erd als groep
CSP verplicht	Ja	Ja	als afroep na sluiting DA gebeurt via GOPACS	nee	als afroep na sluiting DA gebeurt via GOPACS	nee	alleen bij afroep na nee	naast bestaand na nee	nee	nee	nee	nee	nee	nee	nee	nee
naast bestaand contract/ vervangend	naast bestaand contract	naast bestaand contract	naast bestaand contract	naast bestaand contract	naast bestaand contract	naast bestaand contract	naast bestaand contract	vervangend	vervangend	vervangend	vervangend	vervangend	vervangend	vervangend	vervangend	vervangend
Tijdsvenster, afroepbaar, flexibel	afroep in principe GOPACS	afroep GOPACS/ bilateraal	afroep GOPACS/ bilateraal	tijdvenster bilateraal	afroep GOPACS/ bilateraal	tijdvenster bilateraal	afroep/tijdvenster bilateraal/via platform	flexible	tijdsvenster	tijdsvenster	flexibel	flexibel	flexibel	flexibel	tijdvenster	tijdvenster
Via platform/ bilateraal		nee, mits transparante open procedure	nee, mits transparante open procedure	bilateraal	bilateraal	bilateraal	bilateraal	bilateraal	bilateraal	bilateraal	bilateraal	bilateraal	bilateraal	bilateraal	bilateraal	bilateraal
marktgebaseerd	marktgebaseerd	nee, mits open procedure	nee, mits open procedure	nee, mits	nee, mits	nee, mits	nee, mits	nee	nee	nee	nee	nee	nee	nee	nee	nee
Vrijwillig/ verplicht	vrijwillig*	vrijwillig	vrijwillig	vrijwillig	vrijwillig	vrijwillig	vrijwillig	nee (mits permanent en niet overbrugging)	nee (mits permanent en niet overbrugging)	nee (mits permanent en niet overbrugging)	nee (mits permanent en niet overbrugging)	nee (mits permanent en niet overbrugging)	nee (mits permanent en niet overbrugging)	nee (mits permanent en niet overbrugging)	vrijwillig	vrijwillig
LS, MS HS (EHS buiten b)	HS, MS beperkt	primair MS en HS	primair MS en HS	primair MS en HS	primair MS en HS	primair MS en HS	primair MS en HS	HS, MS, LS (kleine GV)	primair MS, HS en LS mogelijk	primair MS, HS en LS mogelijk	HS	HS	HS	HS	HS mogelijk, LS mogelijk	HS mogelijk, LS mogelijk
GV/KV	GV	GV, KV nu niet mogelijk ivm geïntegreerde A+T overeenkomst	GV, KV nu niet mogelijk ivm geïntegreerde A+T overeenkomst	GV, KV nu niet mogelijk ivm geïntegreerde A+T overeenkomst	GV, KV nu niet mogelijk ivm geïntegreerde A+T overeenkomst	GV, KV nu niet mogelijk ivm geïntegreerde A+T overeenkomst	GV, KV nu niet mogelijk ivm geïntegreerde A+T overeenkomst	GV	GV	GV	GV	GV	GV	GV	GV	GV

Figuur 3 Karakteristieken van bestaande producten op basis van de Systemcode Electriciteit, TNO

2.8 Nettarieven

In Figuur 1 worden de tarieven genoemd als een belangrijke manier om fysieke congestie te voorkomen. In deze paragraaf beschrijven we kort de belangrijkste randvoorwaarden die gelden voor nettarieven volgen uit van art. 18 Elektriciteitsmarktverordening. Belangrijkste eisen aan de nettarieven zijn dat zij: kostenreflectief, transparant, en niet-discriminerend zijn. Ook moeten zij prikkels geven voor efficiënt netgebruik, flexibiliteit, en bijdragen aan toekomstbestendige investeringen, efficiënte systeemontwikkeling, integratie van hernieuwbare energie ondersteunen en de algehele systeemveiligheid ondersteunen.

Uit de hervormde Elektriciteitsrichtlijn volgt ook dat de nettarieven prikkels mogen geven tot meer netbewust gedrag, bijdragen tot integratie van vraagrespons en opslag. Het opstellen van een nettatarief vraagt om een afweging tussen al deze tariefprincipes.¹⁹

Ontwikkelingen in nettarieven in Nederland

Het Nederlandse systeem van elektriciteitsnettarieven wordt hervormd. De wetgever geeft hiervoor twee belangrijke redenen: (1) de kosten van netgebruik moeten beter aansluiten bij het daadwerkelijke gebruik en (2) het stimuleren van gedrag dat de systeemefficiëntie vergroot en netcongestie terugdringt. De aanpassingen worden stapsgewijs en hebben betrekking op zowel het landelijke hoogspanningsnet als de regionale netten. De ontwikkeling van een tariefstructuur is uiterst complex en soms zijn de verschillende doelen moeilijk te verenigen in een tarief.

Tijdgebonden nettarieven op het hoogspanningsnet (Time of Use)

Vanaf 2025 voert TenneT tijdgebonden transporttarieven in voor grootverbruikers die zijn aangesloten op het hoogspanningsnet. De tarieven verschillen naar tijdstip en seizoen: hoger in piekuren en lager in daluren. Het doel is om verbruik en eventuele invoeding te verschuiven naar momenten waarop het net minder belast is, zodat de noodzaak voor kostbare netverzwaringen afneemt. Deze tariefstructuur fungeert in feite als een spitsheffing en moet bijdragen aan een doelmatiger gebruik van het net.

In het voorgestelde model wordt gewerkt met wegingsfactoren die de gemeten capaciteit aanpassen afhankelijk van het tijdstip van gebruik. Tijdens piekuren geldt een hogere weging dan tijdens daluren, waardoor afname of invoeding in drukke perioden zwaarder meetelt. Deze systematiek zal naar verwachting de komende jaren breder worden ingevoerd, met name in gebieden waar sprake is van structurele congestie.

Injectietarieven

Een belangrijke ontwikkeling is de introductie van een injectietarief voor grote elektriciteitsproducenten. Volgens de aankondiging van de ACM in 2024 is het doel ervoor te zorgen dat producenten die elektriciteit op het net invoeden, eerlijk bijdragen aan de stijgende kosten van netuitbreiding en -verzwaring. Op dit moment betalen alleen afnemers voor het gebruik van het elektriciteitsnet, terwijl producenten, zoals zonneparken, windparks en opslagfaciliteiten, dat niet doen. De ACM werkt aan een tariefstructuur die weerspiegelt welke daadwerkelijke belasting producenten op het net veroorzaken, met name in congestiegebieden. Dit tarief is eveneens bedoeld om *ervoor te zorgen dat buitenlandse afnemers van Nederlandse elektriciteit bijdragen aan de kosten van de nationale infrastructuur*. De ACM heeft verschillende tariefstructuren geëvalueerd en de consultatie is eind 2025 afgerond.²⁰

¹⁹ Voor meer informatie over tariefmethodieken in Europa: Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe ACER report on network tariff practices, ACER 2025

²⁰ [Zienswijze consultatie vormgeving invoedingstarief | ACM](#), april 2026

Tariefstructuur voor kleinverbruikers

Voor kleine afnemers (bijv. huishoudens en MKB) is de huidige tariefstructuur grotendeels capaciteitsgebaseerd, met een vast capaciteitstarief en een vastrecht. Netbeheerders onderzoeken de mogelijkheden van een tijds- en volumegerelateerd tarief voor kleinverbruikers.

3 Geharmoniseerde rollen

Wetgeving beschrijft de producten en diensten in de markt en de rollen en verantwoordelijkheden die hieraan verbonden zijn. De Nederlandse wetgeving reguleert met name activiteiten: leveren, netbeheer, aggregatie etc. en verbindt aan die activiteiten verplichtingen en verantwoordelijkheden. Een voorbeeld daarvan is dat een partij die levert een leveranciersvergunning moet hebben en balanceringsverantwoordelijkheid draagt voor de aansluiting of daar een partij voor aanwijst.

Echter, als we het speelveld van rollen en verantwoordelijkheden nauwkeuriger bekijken, zien we dat er ook taken en verantwoordelijkheden 'verstopt' zitten achter 'juridisch' gedefinieerde activiteiten zoals leveren, produceren, en netbeheeren. Het beheren van een energiemanagementsystemen wordt bijvoorbeeld niet expliciet benoemd in wet- en regelgeving.

Rolmodellen, zoals het Harmonised Electricity Market Role Model (HEMRM)²¹, zijn gemaakt om een completer beeld te geven dan wet- en regelgeving. Zij worden ingezet om de rol die een partij inneemt bij het uitvoeren van een taak in kaart te brengen. Een rolmodel helpt om rollen en taken nauwkeuriger te duiden en daar waar er hiaten in de markt, verschillen in implementatie bestaan in verschillende lidstaten, of bepaalde taken nog niet expliciet opgepakt worden door partijen, deze te identificeren. Het helpt ook om inzicht te krijgen de rol die partijen hebben bij de noodzakelijke informatie-uitwisseling om bepaalde activiteiten in de praktijk mogelijk te maken.

Daarmee biedt een rolmodel een aanvullend perspectief op de juridische definities en beschrijvingen. Het HEMRM identificeert bijvoorbeeld een rollen die niet zijn gedefinieerd in wet- en regelgeving maar wel in de praktijk bestaan. Dit zijn o.a. rollen die actief zijn op de aansluiting, maar geen positie innemen op een markt zoals de Energy Service Company (ESCo), de Resource Operator en Resource provider.

3.1 Relevante rollen

In hoofdstuk 2 zijn er op basis van wetgeving en lagere regelgeving verschillende rollen en afgeleide verantwoordelijkheden en producten en diensten besproken. In deze paragraaf zetten we daar een aantal relevante rollen naast die worden gedefinieerd in een recent rapport van de Europese Smart Energy Expert sub-group D4E (data for energy)²². Dit rapport gaat uit van het HEMRM 2025 versie (HEMRM-25) maar heeft ook de nieuwste inzichten o.a. rondom de ontwikkeling van de Grid Code Demand Response meegenomen. Sommige van deze rollen volgen direct uit de definitie in wet- en regelgeving, sommige niet.

Bij de beschrijving van de rollen maken we onderscheid tussen aan de ene kant 'het marktdomein' en aan de andere kant het 'netbeheer-domein'. In dit rapport ligt de focus op de rol van de distributiesysteembeheerder (DSO) en partijen die een rol spelen in het ontsluiten

²¹ HEMRM 2025 versie: [Role Models](#)

²² Standardisation of data exchange, E. Werkman, Smart Energy Expert Group Deliverable (in press).

van lokale flexibiliteit, we laten rollen die gaan over flexibiliteitsontsluiting op de groothandels, en balanceringsmarkten daarom buiten scope.

De rolbeschrijving betreft, tenzij anders aangegeven een vertaling van de definities uit het D4E²²-rapport.²³ We leggen ook de status van de begrippen uit: zijn ze nieuw of hebben ze al een duidelijke inrichting.

Rol	Definitie	Inrichting
Rollen in het 'netbeheer- domein'		
<i>System Operator (SO)</i>	Partij die verantwoordelijk is voor de exploitatie van het systeem, het waarborgen van het onderhoud ervan en, indien nodig, de ontwikkeling van het systeem in een bepaald gebied en, waar van toepassing, de interconnecties met andere systemen, evenals voor het waarborgen van het vermogen van het systeem om op lange termijn te voldoen aan een redelijke vraag naar de distributie of transmissie van energie zoals gedefinieerd in de Elektriciteitsrichtlijn (EU) 2019/944 ²⁴ .	De taken die distributienetbeheerders uitvoeren verschillen per lidstaat. De HEMRM-rol SO-rol, beschrijft de kerntaken van een distributie of transmissiesysteembeheerder. Andere rollen zoals verantwoordelijkheid voor het meten van kleinverbruik of toegang tot het net verschaffen worden apart gedefinieerd omdat dit ook door andere partijen dan een DSO/TSO kunnen worden uitgevoerd.
<i>Connecting System Operator (CSO)</i>	De DSO of TSO die verantwoordelijk is voor de exploitatie van het systeem waarop een aanstuurbare eenheid is aangesloten. (NC DR artikel 2(11))	Deze rol zit nog niet in het HEMRM-25, maar volgt uit de DR NC.
<i>Procuring System Operator (PSO)</i>	De netbeheerder voor distributie (DSO) of transmissie (TSO) die lokale diensten inkoopt, en met betrekking tot balanceringsdiensten de aangesloten TSO overeenkomstig artikel 2, lid 22, van de EB-verordening, of de contracterende TSO overeenkomstig artikel 2, lid 44, van de EB-verordening.	Deze rol zit nog niet in het HEMRM-25, maar volgt uit de DR NC.
Rollen in het 'Marktdomein'		
<i>Energy Market Operator</i>	Een partij die een dienst verleent waarbij aanbiedingen om energie te verkopen worden gematcht met biedingen om energie te kopen zoals gedefinieerd in de Elektriciteitsrichtlijn (EU) 2019/943.	Deze rol volgt direct uit wetgeving. Er bestaat ook een verplicht register voor deze partijen. In de wet staat verder vermeld dat om een markt te zijn aan een aantal elementen voldaan moet zijn: Er moet een

²³ Standardisation of data exchange, E. Werkman, Smart Energy Expert Group Deliverable (in press).

²⁴ A Distribution System Operator (DSO) means a natural or legal person who is responsible for operating, ensuring the maintenance of and, if necessary, developing the distribution system in a given area and, where applicable, its interconnections with other systems, and for ensuring the long-term ability of the system to meet reasonable demands for the distribution of electricity, art. 2(29) 2019/944

	<p>Deze activiteit kan worden uitgevoerd in de termijnmarkten (forward), Day-ahead-markten en/of intraday-markten, en kan worden gecombineerd met de allocatie van transmissiecapaciteit in het kader van marktkoppeling.</p> <p>Dit betreft doorgaans een energie- of elektriciteitsbeurs of een handelsplatform.</p>	<p>markt worden georganiseerd, er moeten biedingen van meerdere marktdeelnemers zijn en matching gebeurt via vaststaand marktmechanisme. Een markt operator faciliteert totstandkoming economische transacties.</p>
<p><i>Flexibility Service Provider (FSP)</i></p>	<p>Een partij die flexibiliteitsdiensten aanbiedt op basis van verworven (geaggregeerde) middelen (HEMRM-25).</p> <p>Deze term omvat de 'dienstverleners' zoals gedefinieerd in de EU-netcode inzake Demand Response: Dienstverleners betekent een marktdeelnemer met dienstverlenende eenheden of dienstverlenende groepen die in staat zijn systeembeheerdiensten te leveren op een balancerings- of lokale markt.</p>	<p>Een Flexibility Service Provider heeft altijd een officiële vergunning nodig om te opereren, bijvoorbeeld als balanceringsdienstverlener of Balance Service Provider. In dit rapport is de FSP meestal congestiebeheersdienstverlener zoals gedefinieerd in het Nederlandse Systeemcode elektriciteit maar voor sommige nieuw gedefinieerde activiteiten is het nog niet duidelijk of deze rol zoals die momenteel is gedefinieerd past.</p> <p>In de DR NC wordt de rol van (lokale) dienstverlener genoemd, die gedeeltelijk overeenkomt met de congestiebeheersdienstverlener -rol in Nederland, echter omvatten lokale diensten ook andere diensten dan 'congestiemanagement', zoals bijvoorbeeld andere netbeperkingsbeheerdiensten of diensten ter ondersteuning van de vermogenskwaliteit.</p>
<p><i>(Distributed Energy) Resource Aggregator</i></p>	<p><i>D4E: Distributed Energy Resource Aggregator</i></p> <p>Een derde partij, gedelegeerd door elke eindafnemer, die meerdere aanstuurbare eenheden binnen het portfolio van zijn eindafnemers combineert en aanstuurt, en die samenwerkt met een (flexibiliteits)dienstverlener.</p> <p><i>HEMRM-25: Resource Aggregator</i></p> <p>Een partij die middelen (resources) bundelt voor gebruik door andere marktdeelnemers.</p>	<p>Dit is een nieuwe rol en de definitie is nog in beweging. Er zijn verschillende partijen die de rol van 'resource aggregator' kunnen pakken. Dit kan bijvoorbeeld een energiegemeenschap zijn of een energiehub, maar ook een commerciële partij kan dit doen namens een aantal aangeslotenen of een marktpartij zoals een energieleverancier. Het gaat om</p>

	De aggregatie moet worden gedefinieerd door de markregels.	een rol die niet actief is op een markt; neemt (tenzij gecombineerd met andere rol) geen marktpositie in, maar brengt flexibiliteitsbronnen samen. Ook een Flexibility Service Provider kan de RA rol op zich pakken, maar de RA rol is vooral belangrijk om te definiëren wanneer een derde partij bijv. operator van een virtual power plant of groeps-EMS betrokken is.
<i>(Distributed Energy) Resource Operator</i>	<p><i>D4E: Distributed Energy Resource Operator</i> Een derde partij, gedelegeerd door de eindafnemer, die technische middelen aanstuurt. De DO communiceert met een DER-aggregator en deelt gegevens op basis van toestemming van de eindafnemer.</p> <p><i>HEMRM-25: Resource Provider</i> Een rol die een bron/asset beheert en, indien nodig, productie-/verbruikschema's daarvoor aanlevert.</p>	Deze rol is nieuw gedefinieerd binnen de D4E werkgroep en bedoeld als een sector-overstijgende term bijv. mobiliteit, warmte. De HEMRM-25 rol Resource Provider overlapt deels met deze rol. De partijen die deze rol kunnen invullen is divers: van leverancier tot aanbieder van een cloud-EMS. Deze partij is gecontracteerd door de eigenaar van de bron/asset of is zelf de eigenaar.
<i>Energy Service Company</i>	Een partij die energiediensten aanbiedt aan de op het net aangesloten partij, maar niet direct actief is in de energie waardeketen of in de fysieke infrastructuur zelf. De Energy Service Company (ESCO) kan zowel inzichtdiensten als energiemanagementdiensten leveren (HEMRM-25).	Deze rol staat wel in het HEMRM-25 maar werd niet benoemd in het D4E rapport. Het is een rol die wel in dit rapport relevant is. De ESCo-rol beschrijven we vaak alleen als deze wordt ingevuld door een derde die geen van de bovenstaande rollen invult. Denk aan een aanbieder van een app die mensen helpt te attenderen op hoge/lage prijzen. De ESCo kan wel gedrag van mensen beïnvloeden, maar heeft geen directe toegang tot flexibiliteitsbronnen.

Uit het Harmonised Role Model volgt dat er verschillende marktrollen zijn die betrokken zijn bij het leveren van flexibiliteit. De *flexibility service provider (FSP)*, in Nederland doorgaans aangeduid als BRP, CSP of BSP (nieuwe Systeemcode: *balanceringsdienstverlener en congestiebeheersdienstverlener*), is de partij die flexibiliteit daadwerkelijk op de markt brengt. Flexibiliteitsdienstverleners mogen ook flexibiliteit geaggregeerd verhandelen als

vraagresponsdienstverlener. In het HEMRM en het D4E-rollenmodel wordt de taken van de flexibiliteitsdienstverlening (Flexibility Service Provider) gescheiden van de flexibiliteitsaggregatie (Resource Aggregator).

Achter de FSP bevindt zich naast de Resource Aggregator nog een aanvullende rol die zelf geen marktpositie innemen, namelijk de *Resource Operator*. Deze rollen 'achter de FSP' richten zich respectievelijk op het aansturen of ter beschikking stellen van assets (de resource provider) en op het aggregeren of bundelen van meerdere assets (de resource aggregator).

Deze rollen (FSP, Resource Operator, Resource Aggregator) kunnen door één en dezelfde partij worden vervuld, maar in de praktijk zijn verantwoordelijkheden ook vaak verdeeld over meerdere partijen. Zo kan één partij verantwoordelijk zijn voor de slimme aansturing van verschillende assets, terwijl een andere partij deze flexibiliteit als BSP of CSP op de markt brengt. We zien partijen ontstaan die zich juist in deze rollen specialiseren, maar zien ook specialisten groeien in schaal en daarmee ook in de rollen die ze bedienen. De aggregatie of operator (technische aansturing) kan in principe ook door een andere partij, niet erkend als systeempartij, worden uitgevoerd. De flexibiliteitsdienstverlener is uiteindelijk wel de partij die de verantwoordelijkheid draagt, maar hij kan risico's ook verder in de keten verleggen.

Wat ook uit het rolmodel volgt, is dat de taak van de system operator zeer breed is gedefinieerd, ook nog in het HEMRM-25. Met de NC DR worden de taken van de netbeheerder rondom energieflexibiliteit specifiek benoemd, o.a. om ruimte te laten deze rol over te brengen naar bijv. een flexibiliteitsplatform-entiteit.

Nog steeds zijn aan de kant van de systeembeheerders taken en verantwoordelijkheden minder opgesplitst dan aan de marktkant. Een verklaring hiervoor is dat het marktmodel is gebaseerd op hoe de markt is ingericht in verschillende EU-lidstaten. In de praktijk worden veel rollen en verantwoordelijkheden die bij de DSO liggen door één en dezelfde partij opgepakt. Hierdoor zijn de rollen en verantwoordelijkheden die bij de DSO liggen minder uitgesplitst.

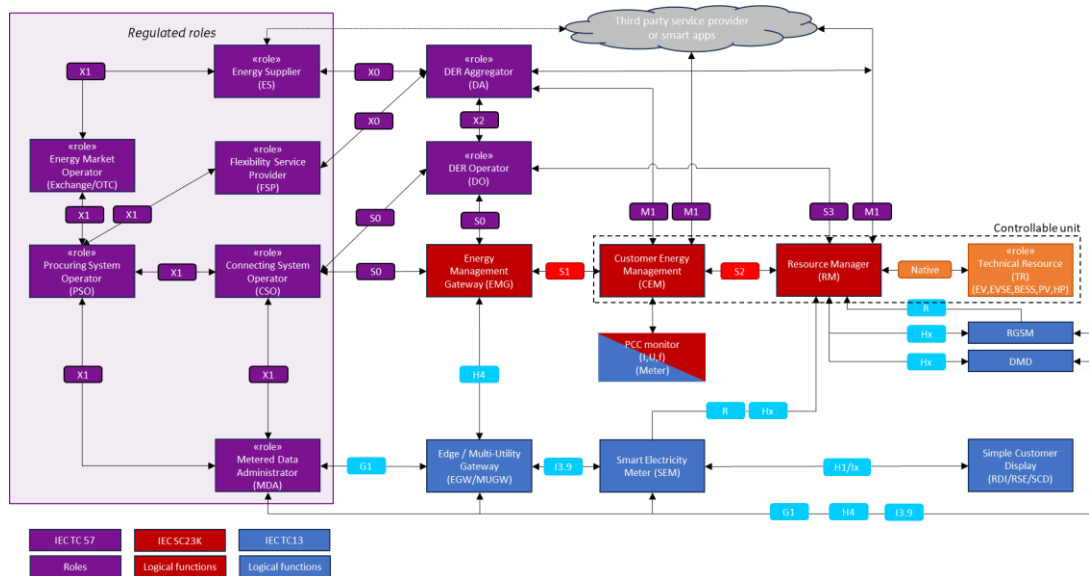
3.2 Europese ontwikkelingen

Door veranderende markten ontstaan er rollen. Het HEMRM wordt dan ook geregeld geüpdate. Zoals in de tabel is beschreven zijn er diverse lopende ontwikkelingen o.a. de definitie van de Resource Aggregator en Resource Operator.

In het D4E rapport zijn de in de tabel beschreven geharmoniseerde rollen ook gelinkt aan andere standaarden bijv. rondom energiemanagementsystemen en meetinrichtingen. Deze standaarden groeien mee met de ontwikkelingen van rollen en vice versa.

Een andere activiteit binnen de D4E werkgroep richtte zich op het harmoniseren van het domein van mobiliteit en energie. In een recent rapport²⁵ wordt ook verder toegelicht hoe rollen ingevuld kunnen worden in deze specifieke keten van flexibiliteitsassets. Dit soort cross-sectorale harmonisaties beïnvloeden uiteindelijk ook weer de definities in het HEMRM.

²⁵ Joint Report: Data exchange for demand-side flexibility and smart and bidirectional charging, Publications Office of the European Union, 2025



Figuur 4 Overzicht van de samenhang tussen geharmoniseerde rollen en energiemeet- en managementstandaarden.

4 Ontwikkelingen in de markt

Om de marktontwikkelingen rondom het ontsluiten en coördineren van lokale flexibiliteit en barrières daartoe in kaart te brengen, zijn verschillende stakeholders geïnterviewd. Er zijn 17 interviews afgenomen met regionale netbeheerders, overheden, aangeslotenen, collectieve initiatieven en dienstverleners. In dit hoofdstuk geven we een overzicht van de resultaten uit deze interviews.

4.1 Interviews

In de interviews zijn partijen gevraagd naar de ontwikkelingen die zij zien in de markt rondom de coördinatie van lokale flexibiliteit. Welke ontwikkelingen zijn kansrijk als het gaat om flexibiliteit in te zetten voor het beter benutten van transportcapaciteit? Ook zijn de geïnterviewden gevraagd naar de barrières die zij en de wensen die zij hebben voor volgende ontwikkelingen.

4.2 Fundamentele vragen

In alle interviews kwamen enkele fundamentele discussies naar voren. In deze paragraaf lichten we de thema's toe en plaatsen we ze in de context van producten, diensten en de regelgeving daarvan, zoals geïntroduceerd in hoofdstuk 2.

Spanning tussen bestaande en nieuwe transportrechten

In vrijwel alle gesprekken komt het onderscheid naar voren tussen enerzijds bestaande rechten en anderzijds nieuwe rechten, evenals de spanning die tussen deze twee categorieën bestaat. Er wordt onderscheid gemaakt tussen:

1. Bestaande rechten: burgers en bedrijven met een vaste aansluit- en transportovereenkomst. Wanneer hun elektriciteitsbehoefte (vraag of invoeding) verandert, hebben zij soms de mogelijkheid om dit op individueel niveau te faciliteren via een oplossing achter de meter. Ook achter de meter oplossingen op groepsniveau worden onderzocht als het individueel niet op te lossen is.
2. Nieuwe rechten: burgers en bedrijven die nog geen aansluit- en transportovereenkomst hebben.
3. Combinaties van bestaande en nieuwe rechten: dit komt vooral naar voren in de context van groeiende bedrijventerreinen, waar zowel bestaande als nieuwe aansluitingen een rol spelen.

In verschillende interviews kwam naar voren dat de rechtvaardige verdeling van schaarse transportrechten een belangrijk onderwerp is. Door sommige geïnterviewden werd daarbij gewezen op de spanning tussen partijen met bestaande, in feite permanent geldende rechten, en partijen met een nieuwe vraag die momenteel geen toegang hebben. Tegelijkertijd werd benadrukt dat deze bestaande rechten juridisch zijn verankerd, waardoor aanpassingen of herverdeling niet eenvoudig zijn en politiek gevoelig. Hoewel er volgens de geïnterviewden aanleiding is om deze discussie te voeren zien ze het aanpassen van bestaande rechten als een zeer complex traject.

Tijdelijke en permanente oplossingen

Het principe in de elektriciteitsmarkt is dat elke vraag naar transportcapaciteit wordt gefaciliteerd. Tegelijkertijd volgt uit de wet dat netbeheerders, vanuit het streven om onnodige en inefficiënte investeringen te voorkomen, niet elke capaciteitsvraag (direct) kunnen honoreren. Wanneer dat het geval is, is het aan de netbeheerder om flexibiliteit in te kopen. Congestie management is daarmee niet nieuw, maar een inherent onderdeel van efficiënt netbeheer.

In de gesprekken komt echter steeds opnieuw de vraag naar voren welke vraag naar transportcapaciteit er op de lange termijn wel en niet gefaciliteerd moet worden. Over één punt bestaat brede overeenstemming: netverzwaringen blijven noodzakelijk om de voortschrijdende elektrificatie mogelijk te maken. De verschillen in perspectief ontstaan bij de vraag wat er gefaciliteerd moet worden; waar ligt de grens ligt tussen congestie en inefficiënt netgebruik?

Deze discussie is lastig omdat er nog veel onbekend is. Het is niet doelmatig om het elektriciteitsnet te ontwerpen op basis van piekvragen en piekinvoeding, maar er is weinig inzicht in hoe kosten van het bouwen voor lokale piekvraag zich verhouden tot maatschappelijke baten. Anderzijds is nog onvoldoende duidelijk in welke mate en met welke zekerheden flexibiliteitsoplossingen structureel kunnen bijdragen aan efficiënter netgebruik. Ook is het nog niet duidelijk welke waardering, afspraken of beleidsmatige kaders daar in de toekomst tegenover moeten staan. Dit bemoeilijkt de discussie over hoe de balans gevonden kan worden tussen fysieke netuitbreiding en het inzetten van tijdelijke én structurele flexibiliteit als integraal onderdeel van het energiesysteem. Daarmee wordt het meer een fundamentele discussie.

Congestie management wordt nu vooral ingezet om tijdelijke tekorten te overbruggen, of om sporadisch optredende tekorten over een langere periode te managen. Uit de gesprekken komt naar voren dat een deel van de dienstverleners graag ziet dat congestie management alleen op deze manier wordt toegepast: primair als een overbruggingsinstrument voor een tijdelijke situatie tot de netverzwaring. Zij geven aan dat er na verloop van tijd in principe verzwaaard wordt en dat de inzet van flexibiliteit dus niet bedoeld zou moeten zijn als structurele oplossing, maar als tijdelijk vangnet om de periode tot aan de fysieke uitbreiding van het net te overbruggen.

Beperkingen aan de voorkant, in de vorm van alternatieve contracten, moeten volgens hen terughoudend worden ingezet en zijn vooral geschikt voor partijen met een opwek- of afnameprofiel dat goed aansluit op dergelijke contractvormen. Deze alternatieve aansluitrechten (flexibele aansluitovereenkomsten) zijn in de eerste plaats een overbrugging totdat het net is uitgebreid en de overeenkomst kan worden omgezet naar een vastrecht. Belangrijke boodschap van deze geïnterviewden is dat er dus al veel mogelijk is met de huidige instrumenten en dat deze alleen nog onvoldoende worden benut.

Een ander deel van de geïnterviewden geeft aan dat er een stevig kader moet komen voor de structurele inzet van flexibiliteit. Deze visie vloeit voort uit een aantal (technische) ontwikkelingen die mogelijk maken dat flexibiliteit ook als duurzaam alternatief kan worden gezien voor verzwaring. Ten eerste worden steeds meer kleinschalige duurzame bronnen en opslagassets aangesloten op de lagere spanningsniveaus die structureel en kosteneffectief flexibiliteit kunnen leveren zonder inbreuk te maken op rechten van consumenten. Ten tweede maakt digitalisering het mogelijk om steeds beter, en vrijwel realtime, inzicht te krijgen in wat er op het net gebeurt. Volgens deze geïnterviewden zullen deze ontwikkelingen

niet alleen de fysieke energievoorziening veranderen, maar ook de wijze waarop onze energiemarkten functioneren.

Een aantal geïnterviewden geven aan dat, doordat duurzame opwek- en opslagassets steeds kleinschaliger en betaalbaarder worden, aangeslotenen niet langer volledig afhankelijk zijn van elektriciteit die via het openbare net wordt geleverd. Ze kunnen in een deel van hun verbruik zelf voorzien, dan wel individueel of lokaal, bijvoorbeeld als groep, achter de meter. Volgens verschillende partijen betekent dit dat het netgebruik in de toekomst structureel anders zal worden. Ze geven aan dat flexibiliteitsdiensten kunnen bijdragen aan efficiënter netgebruik en doelmatige netontwikkeling, passend bij een energiesysteem dat niet langer uitsluitend op piekcapaciteit wordt ontworpen. Zij zien daarom een structurele rol voor flexibiliteit in het energiesysteem, ook ten aanzien van efficiënt netgebruik.

Partijen met deze visie zoeken daarom naar lange termijn afspraken waarin een structurele lokale flexibiliteit het uitgangspunt vormt. Zij noemen de noodzaak om meer gebruik te maken van afspraken die een permanente aard hebben, omdat netverzwaring niet altijd de meest (kosten)efficiënte oplossing is.²⁶ Zij verwijzen daarbij naar de IBO-doorrekening (verwijzing), waarin de oplopende kosten voor het elektriciteitsnet richting 2040 worden geschat.

Sommigen zien in de GTO een eerste stap richting een bredere overeenkomst met meer vormen van flexibiliteit die juist dit type structurele lokale optimalisatie ondersteunt. Ook zien ze kansen om GTO te combineren met andere congestiemanagementproducten. Met name voor nieuw te ontwikkelen gebieden, zoals nieuwe bedrijventerreinen en nieuwbouwwijken, verwachten zij dat er op korte termijn al gewerkt moet worden met concepten die aansluiten bij dit principe.

Prikkels

Verschillende geïnterviewden noemen de inrichting van nettarieven, energietarieven en energiebelasting als een belangrijke prikkel voor het beter benutten van de lokale energievoorziening. Deze prikkels kunnen enerzijds helpen om het aantrekkelijk te maken om de transportvraag van een individuele aangeslotene of een groep in een gebied te beperken, en anderzijds om lokaal opgewekte energie beter te kunnen gebruiken via bijvoorbeeld een peer-to-peeradministratie of energiedelen.

Zowel de nettarieven als de energiebelasting worden hierbij genoemd als potentiële instrumenten die, mits goed vormgegeven, een bijdrage kunnen leveren aan efficiënter netgebruik.

4.3 De proposities

In deze sectie leggen we uit hoe de proposities eruitzien. Wie zijn de klanten en wat doen ze met flexibiliteit?

Individuele (achter-de-meter) oplossingen

Dienstverleners en aangeslotenen geven aan dat er bij veel aangeslotenen binnen de bestaande ATO nog ruimte zit. Wanneer de elektriciteitsbehoefte op een aansluiting toeneemt, wordt eerst onderzocht of met slimme aansturing optimaler gebruik kan worden gemaakt van de bestaande ATO.

²⁶Dit sluit aan bij art. 6 bis lid 1c EMD-reform 2024/1711

Dienstverleners die aangeslotenen hierin ondersteunen, geven aan dat het doorgaans om relatief betaalbare ingrepen gaat, zoals een investering in een Energy Management System (EMS). Volgens hen valt hiermee nog veel winst te behalen. Soms is het daarnaast nodig om te investeren in opslag om de flexibiliteit verder te vergroten, ook de combinatie tussen een elektrische voorziening en warmte wordt als veelbelovend beschouwd. Daarnaast stimuleert passende tariefregulering slimme sturing achter de meter.

Een aantal partijen geeft aan dat een technische beperking kan bijdragen, door bijvoorbeeld niet iedere woning meer standaard een 3 x25A aansluiting te geven. Achter de meter sturen met een individuele beperking heeft volgens deze partijen de voorkeur, omdat het relatief simpel is.

Sturen 'achter de meter' brengt ook bepaalde risico's met zich mee. De dienstverlener en het EMS-systeem dat hiervoor wordt ingezet, moeten daadwerkelijk binnen de technische en contractuele grenzen opereren. Dit heeft de afgelopen periode geleid tot discussies over het invoeren van een erkenningsregeling voor dergelijke dienstverleners, dan wel het aanscherpen van de kwaliteitseisen voor EMS-systemen. Met name contractuele beperkingen worden als meer risicovol gezien, maar bieden ook meer ruimte. Dienstverleners die met name actief zijn 'achter de meter' geven aan huiverig te zijn voor aanvullende certificerings- of erkenningsvereisten, omdat zij vrezen dat dit een extra marktbarrière zou kunnen vormen.

Een deel van de dienstverleners richt zich uitsluitend op zogenoemde 'achter-de-meteroplossingen' voor individuele aangeslotenen. Andere dienstverleners kunnen ook als CSP of BSP optreden en daarmee voor-de-meteroplossingen aanbieden. Zij beschikken over de benodigde erkenningen en bedienen daarmee niet alleen individuele aangeslotenen, maar kunnen ook makkelijker groepen van aangeslotenen ondersteunen bij verschillende activiteiten. Deze partijen combineren verschillende diensten en bieden deze als geïntegreerd pakket aan.

Groepsoplossingen

Wanneer individuele optimalisatie geen oplossing biedt of wanneer een partij nog geen bestaand transportrecht heeft, kunnen groepsoplossingen een interessant complementair alternatief vormen. Verschillende dienstverleners spelen hierbij een rol. Tegelijkertijd zijn groepsoplossingen vaak organisatorisch complex en tijdrovend om tot stand te brengen.

Dienstverleners die dergelijke groepsoplossingen faciliteren, geven aan de voorkeur te hebben voor een contractuele beperking op groepsniveau boven een technische beperking op individueel niveau. Een contractuele beperking biedt volgens hen meer flexibiliteit voor de groep als geheel dan een technische beperking die per individuele deelnemer wordt opgelegd.

Een beperking die door verschillende geïnterviewden is genoemd, is dat aangeslotenen die willen deelnemen aan een groepsoplossing momenteel bij zowel dezelfde leverancier als dezelfde dienstverlener moeten zitten. Dit komt enerzijds doordat onafhankelijke aggregatie nog niet wordt gefaciliteerd, en anderzijds door interoperabiliteitsproblemen tussen de verschillende systemen die voor slim sturen worden ingezet. Hierdoor wordt de keuzevrijheid van individuele aangeslotenen aanzienlijk beperkt en is er een risico op technische lock-in.

Uit de interviews komt naar voren dat partijen die bijvoorbeeld een energiehubs ondersteunen bij een GTO, doorgaans meer werkzaamheden uitvoeren dan alleen het verzorgen van de GTO. Zij kunnen bijvoorbeeld ook namens de groep een stukje flexibiliteit verkopen via een

congestiemanagementproduct of hebben de rol van meetverantwoordelijke partij. Partijen die groepsoplossingen faciliteren, bieden vaak een breder pakket van producten en diensten aan. Voor sommige van deze producten gelden specifieke erkennings- en kwalificatie-eisen, zoals voor CSP-activiteiten, of voor het inzetten van assets voor congestiemanagement en balanceren. Voor andere producten gelden deze eisen niet.

4.4 Perspectieven op bestaande producten

In deze sectie geven we aan hoe partijen kijken naar bestaande producten. Moeten die anders en hoe verhouden die zich tot elkaar?

Congestiemanagement voor alternatieve aansluitovereenkomsten

Dienstverleners die met name partijen met bestaande rechten ondersteunen, geven aan dat zij de voorkeur hebben voor de inzet van congestiemanagementproducten boven alternatieve aansluitovereenkomsten. Deze voorkeur sluit aan bij het handelingsperspectief van de doelgroep die zij ondersteunen, maar ook bij de Elektriciteitsmarktverordening, waarin is vastgelegd dat marktgebaseerde opties eerst moeten worden benut en dat niet-marktgebaseerde maatregelen uitsluitend zijn toegestaan wanneer marktgebaseerde oplossingen niet beschikbaar of niet efficiënt zijn.²⁷

Verschillende geïnterviewden geven aan dat de huidige congestiemanagementproducten nog onvoldoende oplossingen bieden op laagspanningsniveau. Dit betekent dat KV en GV geen gelijke toegang hebben tot deze oplossingsrichting. In de praktijk is de inzet van flexibiliteit via platforms zoals GOPACS nog beperkt. Marktpartijen vinden dat netbeheerders meer flexibiliteit zouden kunnen afroepen via GOPACS. Tegelijkertijd is er een toename zichtbaar in het gebruik van contractuele congestiemanagementproducten, zoals CSC's en CBC's, die in de praktijk bilaterale afspraken zijn tussen de (regionale) netbeheerder en een (groep) aangeslotene(n). Daarbij wordt door de geïnterviewden aangegeven dat ook hier het combineren van flexibiliteit uit verschillende BRP-portfolio's via één CSP binnen huidige marktplatformen nog niet mogelijk is.

Transparantie CBC en CSC

Verschillende partijen signaleren dat de totstandkoming en inhoud van CSC) en CBC onvoldoende transparant zijn. Zo is vaak onduidelijk op basis van welke criteria deze contracten worden afgesloten en welke gevolgen zij hebben voor de beschikbare capaciteit van andere marktpartijen binnen hetzelfde congestiegebied. Deze beperkte transparantie raakt ook aan bredere beginselen zoals non-discriminatie en marktgebaseerde allocatie. CSC- en CBC-constructies hebben daarmee twee effecten: zij leveren een waardevolle bijdrage aan congestiemanagement, maar ondermijnen tegelijkertijd mogelijk deels de transparantie en marktwerking die Europese en nationale regelgeving juist beoogt te versterken.

Value stacking

Door de toename van duurzame energiebronnen, opslagmogelijkheden en andere flexibele assets groeit de rol van flexibiliteit op lagere netniveaus en steeds vaker ook 'achter de meter'. Deze ontwikkeling vergroot de mogelijkheden om flexibiliteit te benutten, maar vraagt tegelijkertijd om oplossingen die beter aansluiten bij lokale omstandigheden en netbeperkingen.

²⁷ (Art. 13 en 16 van Verordening (EU) 2019/943).

Verschillende marktpartijen spelen hierop in door geïntegreerde productpakketten aan te bieden aan zowel individuele aangeslotenen als groepen aangeslotenen. Deze pakketten omvatten zowel voor- als achter-de-meter oplossingen en variëren van impliciete tot expliciete flexibilitiediensten. Onderdeel daarvan is dat ze in ieder geval een oplossing bieden voor efficiënter netgebruik en dat combineren met een aanbod rond (collectieve) zelfoptimalisatie of energiedelen. Daarmee dragen ze enerzijds bij aan energiezekerheid²⁸ voor aangeslotenen; anderzijds stellen zij flexibiliteit beschikbaar die kan bijdragen aan congestiemanagement en een efficiëntere benutting van de netcapaciteit.

Partijen die meerdere diensten in samenhang aanbieden, geven echter aan dat hun rol en de aard van hun producten voor bedrijven en ook projectontwikkelaars en installateurs steeds zichtbaarder worden, maar door de regionale netbeheerder nog onvoldoende worden herkend. Deze partijen geven aan dat zij in staat zijn om bepaalde verantwoordelijkheden op zich te nemen, zoals het coördineren van flexibilitiestromen of het sturen op lokale belasting in een gebied, en daarmee kunnen zij de (regionale) netbeheerder ontzorgen. Deze potentie wordt echter, volgens de partijen, nog niet expliciet erkend en het inzetten hiervan is ook nog niet structureel ingebed in markt- en netbeheer processen. Daarmee geven ze aan dat het huidige markt- en reguleringskader is gebaseerd op gescheiden rollen (producten/diensten), terwijl nieuwe marktpartijen juist waarde creëren door rollen te combineren en pakketten van producten aan te bieden en daarbij behorende verantwoordelijkheden op te pakken voor een bepaald gebied.

Zij geven aan dat de herkenbaarheid van partijen die dergelijke verantwoordelijkheden kunnen dragen, kan worden vergroot door het hanteren van duidelijke kwaliteitseisen, bijvoorbeeld via certificering of formele erkenning van zowel de dienstverlener als de gebruikte systemen. Volgens hen dragen dergelijke eisen niet alleen bij aan de betrouwbaarheid en zorgvuldigheid van de uitvoering, maar ook aan een betere zichtbaarheid en herkenbaarheid van hun rol en producten voor (regionale) netbeheerders. Dit zou helpen om verantwoordelijkheden scherper te positioneren en de samenwerking tussen marktpartijen en (regionale) netbeheerders te versterken. Tegelijkertijd kan het stellen van dergelijke kwaliteitseisen ook een drempel vormen voor nieuwe toetreders.

4.5 Barrières en wensen

Minder individuele afspraken en overdragen van taken aan marktpartijen

Uit de gesprekken is naar voren gekomen dat er een wens is om het aantal bilaterale afspraken met individuele partijen te verminderen. Dergelijke één-op-één-afspraken tussen netbeheerder en aangeslotene leiden tot micromanagement en kosten veel tijd, terwijl de beschikbaarheid van personeel bij (regionale) netbeheerders voor dit soort afstemming zeer beperkt is. Daarnaast is de transparantie rond bilaterale afspraken een zorg.

Uit de gesprekken volgt dan ook dat er een voorkeur wordt gegeven aan samenwerking met professionele partijen die een groep aangeslotenen vertegenwoordigen. Dit kan bijvoorbeeld een vraagresponsaggregator (CSP), een dienstverlener, een energiehub of een energiegemeenschap zijn. Een andere partij die hierin een rol kan spelen is de lokale overheid.

²⁸ Een aantal geïnterviewden geven aan dat aangeslotenen, zoals bedrijven, vooral op zoek zijn naar energiezekerheid. Daarmee bedoelen ze niet de klassieke leveringszekerheid, maar de toegang tot energie en transportcapaciteit. Daar kan ook lokaal op de eigen aansluiting (deels) in worden voorzien.

Uit de gesprekken volgt daarnaast een groeiend besef dat regionale netbeheerders niet in staat zijn om ook op de lagere netvlakken alle coördinatie zelf te blijven uitvoeren. Dit versterkt de noodzaak om bepaalde verantwoordelijkheden bij marktpartijen neer te leggen. In de praktijk kan dit betekenen dat delen van de operationele uitvoering of ondersteunende netbeheertaken worden uitgevoerd door professionele partijen die groepen aangeslotenen vertegenwoordigen.

Deze partijen kunnen zowel de netbeheerder als bijvoorbeeld een groep aangeslotenen vertegenwoordigen: handelen zij primair namens de netbeheerder, of vertegenwoordigen zij juist de belangen van bewoners en bedrijven in het gebied? Uit de gesprekken blijkt dat beide rollen combineren niet wenselijk is, omdat het risico bestaat dat verantwoordelijkheden vervagen en belangen door elkaar gaan lopen.

Een andere voorwaarde die door een aantal partijen werd genoemd is dat er kwaliteitseisen worden gehanteerd, passend bij de omvang en impact van de gedelegeerde taken. Minstens zo belangrijke voorwaarden die ter sprake kwam is dat de (regionale) netbeheerder te allen tijde eindverantwoordelijk blijft voor de veiligheid en betrouwbaarheid van het net. Alleen onder deze voorwaarden kan een verschuiving van taken naar marktpartijen daadwerkelijk bijdragen aan een efficiëntere organisatie en een betere samenwerking binnen het energiesysteem.

Uit de gesprekken volgt ook dat zowel regionale netbeheerders als dienstverleners behoefte hebben aan meer zekerheid op de langere termijn. Hoewel congestiemanagementproducten op korte termijn verlichting kunnen bieden, worden ze algemeen gezien als tijdelijke instrumenten die slechts beperkt geschikt zijn om structurele netverzwaring te vermijden. Dat hangt samen met hoe de producten worden ingezet: primair als overbruggingsmaatregel totdat het netwerk daadwerkelijk wordt uitgebreid.

Er zijn ook producten die nu al voor de langere termijn worden ingezet, zoals de (flexibele) (groeps-) ATO met een beperking. Geïnterviewden noemen ook de kansen die ze zien om dergelijke overeenkomsten zoals de GTO mogelijk te maken voor KV-aansluitingen. Tegelijkertijd is er nog veel onzekerheid over de precieze toepassingsmogelijkheden van dergelijke contracten, de voorwaarden waaronder zij kunnen worden gesloten en wat een aanvaardbaar minimumaanbod vormt. Deze onzekerheden maken het voor zowel regionale netbeheerders als marktpartijen lastig om investeringen en samenwerking voor de langere termijn vorm te geven.

Samenwerken

In de verschillende gesprekken komt ook het belang van samenwerking nadrukkelijk naar voren. Met name overheden, energiecoöperaties en energiehubs geven aan dat zij door samenwerking effectiever en slimmer kunnen omgaan met beperkingen in de netcapaciteit. Zij constateren dat deze vorm van samenwerken momenteel nog onvoldoende wordt ondersteund door bestaande instrumenten, die veelal zijn gericht op concurrentie of een individuele en bilaterale benadering. De betrokken partijen zijn daarom op zoek naar een kader dat het mogelijk maakt om op gebiedsniveau gezamenlijke op basis van bredere maatschappelijke belangen, i.p.v. concurrentie, afspraken te maken tussen aangeslotenen en de netbeheerder. De GTO wordt als een belangrijke stap ter ondersteuning daarvan gezien.

Gebiedsoplossingen

Verschillende partijen geven aan dat er behoefte is aan gebiedsoplossingen voor de lange termijn. Een gebiedsoplossing wordt daarbij gezien als een aanpak die stuurt op effectief en efficiënt netgebruik binnen een specifiek gebied, en dus verder gaat dan het inzetten van

afzonderlijke bestaande instrumenten. Een effectieve gebiedsoplossing vraagt om één of meerdere partijen die verantwoordelijkheid nemen voor (een deel van) het gebied en daarbij herkenbaar zijn én aantoonbaar kwaliteit leveren, onder meer op het gebied van netveiligheid en cybersecurity.

De flexibiliteitsbehoefte verschilt per gebied. In sommige gebieden kan de regionale netbeheerder relatief eenvoudig afspraken maken over korte- en lange termijn flexibiliteit via een aggregator of energiehub, al betreft dit momenteel vooral GV-aansluitingen. De huidige assetmix blijkt echter niet altijd passend, waardoor er behoefte ontstaat aan tenders om meer lange termijn flex te organiseren. Daarbij bestaat nog onduidelijkheid over wat precies moet worden getenderd: het gaat om meer dan alleen een technische oplossing. Zowel de eisen aan de partijen die de oplossing bieden (zoals energiegemeenschappen, service providers en aggregators) als de technische specificaties én de contractvoorwaarden, bijvoorbeeld rond toetreding en openheid, spelen hierin een rol.

Het faciliteren van gebiedsoplossingen kent daarnaast verschillende randvoorwaarden en barrières. Zo vormen ongelijkwaardige posities tussen bestaande en nieuwe rechten ook hier een belangrijk aandachtspunt, omdat dit het maken van afspraken kan bemoeilijken. In zogeheten greenfieldgebieden speelt dit minder, omdat daar geen sprake is van dergelijke ongelijkheid.

Een andere belangrijke vraag bij het sturen op efficiënt netgebruik in greenfieldontwikkelingen, zoals netbewuste nieuwbouw en nieuwe bedrijventerreinen, is in hoeverre huishoudens en bedrijven kunnen worden beperkt in hun keuzevrijheid om wel of niet deel te nemen aan een gebiedsoplossing of hub. Uitgangspunt moet daarbij zijn dat er een betere, schonere en betaalbare oplossing wordt gecreëerd, zodat partijen in het gebied vrijwillig bij willen dragen. De vraag is of dat altijd mogelijk is.

Een oplossingsrichting die wordt verkend, is om huishoudens en bedrijven indirect zeggenschap te geven in de gebiedsoplossing door hen (mede-)eigenaar te maken van de assets en hen invloed te geven op de selectie van marktdeelnemers en de aansturing van de assets. Dit kan bijvoorbeeld via het creëren van een energiegemeenschap: een juridische entiteit waarin de verschillende partijen in het gebied zichzelf kunnen organiseren.

Informatie-uitwisseling

Marktpartijen geven aan dat verbeterde informatie-uitwisseling een cruciale randvoorwaarde is voor het goed functioneren van flexibiliteitsmarkten. Allereerst bestaat er behoefte aan nauwkeuriger inzicht in korte termijn flexibiliteit verzoeken. Betere en betrouwbaardere forecasting stelt partijen in staat hun biedingen en flexaanbod daarop af te stemmen, wat zowel de efficiëntie als de voorspelbaarheid van de markt vergroot. Daarnaast vragen marktpartijen om meer transparantie rondom lange termijn netontwikkeldata, zodat zij tijdig en onderbouwd investeringsbeslissingen kunnen nemen.

Voor de netbeheerder ligt hierbij een belangrijke rol. De regionale netbeheerders hebben de ambitie om informatietools te ontwikkelen die marktpartijen beter inzicht geven in verwachte netontwikkelingen en in de te verwachten vraag naar flexibiliteit. Hoewel er al diverse initiatieven zijn gestart, blijkt de implementatie in de praktijk weerbarstig en komen deze ontwikkelingen vooralsnog langzaam van de grond. Marktpartijen hebben onvoldoende inzicht in de ontwikkelingen op dit gebied.

Een belangrijk verbeterpunt is de verdere doorontwikkeling van onafhankelijke aggregatie. Hiervoor is een duidelijk, operationeel kader nodig dat zowel grootverbruik (GV) als

kleinverbruik (KV) omvat. Dit moet ook afspraken bevatten over de benodigde informatie-uitwisseling tussen marktpartijen. Zo'n kader is essentieel voor het effectief bundelen van aansluitingen, het versterken van de rol van aggregators en het vormgeven van expliciete flexibiliteitsproducten. Bovendien vormt het een belangrijke bouwsteen voor het realiseren van gebiedsoplossingen. In de EU Elektriciteitsmarktlijn en Energiewet wordt onafhankelijke aggregatie al geregeld, maar het wordt nog niet op operationeel niveau ondersteund.

Onafhankelijke aggregatie maakt daarnaast ruimte voor nieuwe toetreders: partijen die niet de rol van leverancier/BRP willen vervullen, maar zich richten op slimme achter-de-metersturing in combinatie met bijvoorbeeld congestiemanagement of ondersteuning bieden bij peer-to-peeradministratie en deelopovereenkomsten. Deze flexibiliteit in rollen en diensten is van groot belang voor de ontwikkeling van robuuste gebiedsoplossingen. Het maakt het mogelijk om over portfolio's van verschillende leveranciers/ BRP's heen te opereren, in tegenstelling tot de huidige situatie waarin collectieve sturing vaak alleen haalbaar is wanneer alle betrokken aansluitingen onder dezelfde leverancier of BRP vallen.

5 Theoretisch kader

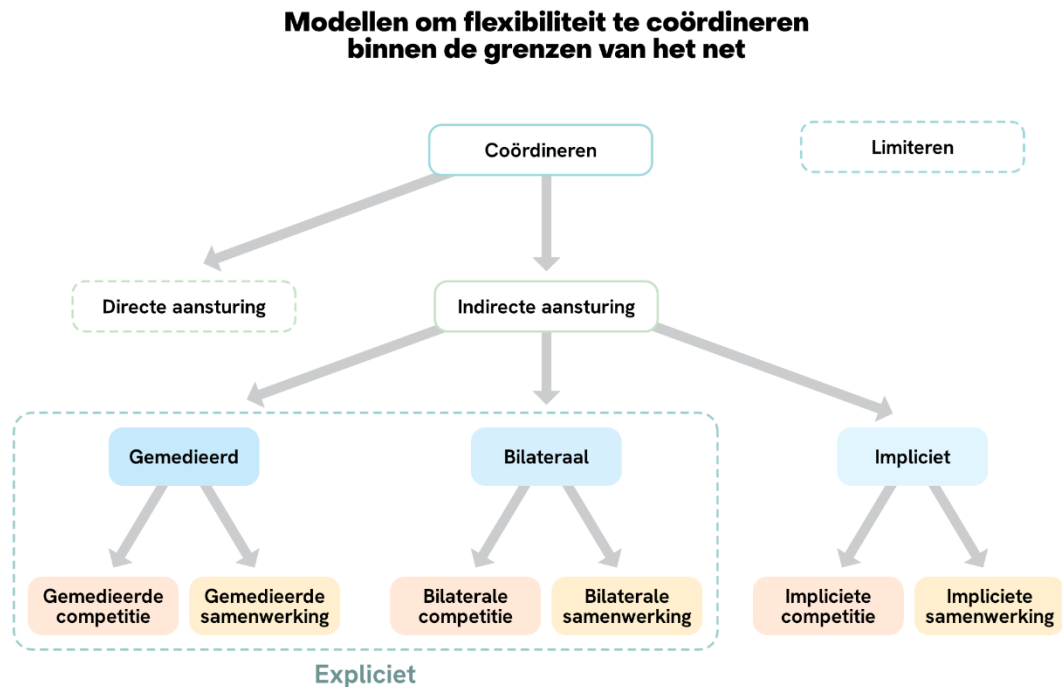
In dit hoofdstuk presenteren we een theoretisch kader om de informatie-inrichting en besluitvorming rond het inzetten van lokale flexibiliteit vanuit het perspectief van de netbeheerder te duiden.

Het kader beschrijft 5 dimensies die de verhouding tussen netbeheerder en aangeslotenen schetsen, zie Figuur 5:

- › *Coördineren of limiteren*: Wordt de inzet van flexibiliteit afgestemd met de netbeheerder of ligt voor een aangeslotene of een groep aangeslotenen gezamenlijk al vast waar naartoe gestuurd moet worden?
- › *Controle en zeggenschap*: Wie heeft controle en/of zeggenschap over de aansturing van flexibiliteitsbronnen? Ligt de keuze om flexibiliteit *aan te sturen direct* bij de netbeheerder of doen de aangeslotene en daarmee ook marktpartijen mee aan de besluitvorming (*indirecte aansturing*)?
- › *Impliciet of expliciet*: Vindt er tussen de netbeheerder en aangeslotenen (evt. via marktpartijen) afstemming plaats over de activatie van flexibiliteit of worden flexibiliteitsbronnen enkel gestuurd op prikkels?
- › *Centraal of decentrale besluitvorming*: Vindt de afstemming over flexibiliteitsinzet centraal plaats over meerdere aansluitingen heen door een centrale *mediërende* partij of wordt er *bilateraal* gecommuniceerd tussen de betrokkenen?
- › *Competitief of samenwerking*: Wat is het uitgangspunt bij afstemming? Is er sprake van een markt of wordt ervan uitgegaan dat partijen (vrijwillig of vanwege een onderliggende contractuele/wettelijke verplichting) samenwerken om een bepaald doel te bereiken?

De theorie waarop dit kader is gebaseerd wordt ook gebruikt om op andere niveaus dan 'netbeheerder' keuzes in beeld te brengen, bijv. binnen een energiehub, virtual powerplant, gemeenschap of achter de meter (binnen een huis, bedrijf)²⁹. In dit rapport richten we ons vooral op de afstemming tussen netbeheerder en aangeslotenen/groep/marktpartij en het theoretische kader hebben we daar ook op aangepast.

²⁹ In het Europese project U2DEMO is de theorie gebruikt om coördinatiemodellen binnen energiegemeenschappen te analyseren: <https://u2demo.eu/wp-content/uploads/2026/04/Deliverable-D-2.1-P2P-market-and-energy-sharing-designs-and-consumer-participation-processes.pdf>



Figuur 5 Modellen om lokale energieflexibiliteit in te zetten.

In hoofdstuk 2 laten we zien dat er verschillende instrumenten bestaan om flexibiliteit te benutten, zoals aansluitcontracten, nettarieven en flexibiliteitsmarkten. Deze instrumenten zijn elk ontwikkeld binnen hun eigen beleidsmatige en technische context, waarbij de onderliggende aannames over informatie-uitwisseling, aansturing en verantwoordelijkheden vaak al impliciet zijn vastgelegd. Ze volgen uit de institutionele context, waaronder de relevant wettelijke kaders waarin mechanismes zijn ontwikkeld. Het theoretische kader helpt de verschillende instrumenten te vergelijken op deze onderliggende aannames. Daarmee kunnen we de discussies, wensen en ideeën uit hoofdstuk 4 beter duiden en de relevante rollen en verantwoordelijkheden bij de instrumenten benoemen

Het theoretisch kader dat we in dit rapport presenteren sluit aan bij wetenschappelijke discussies over de aansturing van flexibiliteit in de haarvaten van het elektriciteitsnet. In de jaren '10 lag de nadruk vooral op het vergelijken van afzonderlijke controlemechanismes zoals prijssturing, globale en gedistribueerde optimalisatie-algoritmes en oplossingen met een marktmechanisme zgn. 'transactive energy'-benaderingen³⁰. In deze discussies was het uitgangspunt dat er één dominant model gekozen moest worden. Er werd daarom veel aandacht besteedt aan het duiden van verschillen en het benoemen van voor- en nadelen van bepaalde oplossingen.

Recente wetenschappelijke ontwikkelingen³¹ richten zich meer op situaties waarin meerdere modellen naast elkaar bestaan en op de vraag hoe die zich tot elkaar verhouden. Dat vraagt

³⁰ Transactive Energy oplossingen worden ook wel marktgebaseerde oplossingen genoemd. In het kader van deze studie werkt dat verwarrend omdat marktgebaseerd in de juridische kader ook kan betekenen dat je een tender uitschrijft. Voor meer informatie over Transactive Energy zie: 2022-TUe_TNO-Transactive_Energy-Survey_Report.pdf

³¹ Zie bijvoorbeeld: Creating Symphonies: Coordinating Capacity Limitation and Redispatch Instruments in Power Distribution Systems - Onderzoeksportaal Eindhoven University of Technology

om andere type analyses, minder gericht op 1-op-1 vergelijken en meer op de onderlinge relatie tussen modellen, maar nog steeds zijn er heldere onderscheidingskaders nodig.

Voor de analyse in dit rapport is gekozen om een kader te maken op basis van de taxonomie van Charbonnier et al.³². Deze taxonomie biedt nl. een systematische manier om flexibiliteitscoördinatie te duiden in discussies over rollen en verantwoordelijkheden. De taxonomie maakt onderscheid tussen verschillende vormen van sturing, informatie-uitwisseling en besluitvorming en legt daarmee de onderliggende informatie-architectuur en rolverdeling bloot. Daarnaast biedt het kader handvatten om modellen te analyseren in relatie tot institutionele randvoorwaarden, zoals transparantie, non-discriminatie en marktgebaseerde coördinatie binnen Europese regelgeving.

Er bestaan ook andere onderscheidingskaders die soortgelijke en andere theoretische ontwerpkeuzes³³ structureren of verschillende technische inrichtingen categoriseren^{34,35}. Deze andere kaders dragen ook bij aan het verkrijgen van begrip over verschillende oplossingen, maar deze type doorsnijdingen zijn minder relevant voor dit onderzoek.

5.1 Verschil tussen coördineren en limiteren

De taxonomie van Charbonnier et al. onderscheidt verschillende modellen voor flexibiliteitscoördinatie. Alvorens in te gaan op de specifieke elementen van deze taxonomie, is het zinvol eerst stil te staan bij de fundamentele vraag: wat verstaan we onder coördinatie, en wat valt daar expliciet niet onder?

Met *coördineren* bedoelen we dat er een mechanisme is ingericht om flexibiliteit aan te sturen op verzoek van een andere partij of na afstemming met een of meer andere partijen. De netbeheerder kan een van die partijen zijn. We spreken van coördineren als er enige vorm van afstemming is, en er dus informatie vanuit andere plekken dan het eigen domein gebruikt wordt om te bepalen over de aansturing van flexibiliteit. Bijv. een stuursignaal, een prijs, een resultaat van een onderhandeling of een meting van de staat van het lokale net.

De netbeheerder kan de inzet van flexibiliteit ook indirect activeren door te *limiteren*. Dat betekent dat flexibiliteit door aangeslotenen (evt. via marktpartij) wordt ingezet om te voldoen aan vooraf vastgestelde statische of aan vaste tijdsblokken gekoppelde beperkingen. In dat geval wordt er geen informatie- en communicatiesysteem ingericht tussen de netbeheerder en aangeslotenen, maar richt de aangeslotene een systeem in waarmee hij voldoet aan de eis of afspraak.

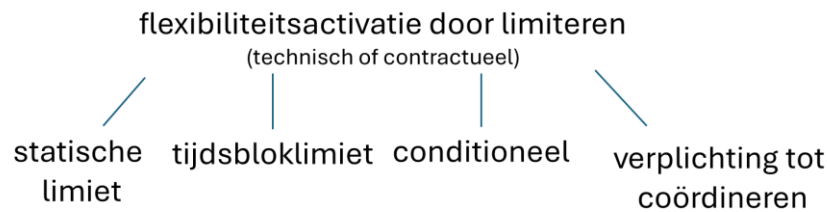
Limitering kan technisch worden ingericht door met de grootte van een aansluiting het maximale piekvermogen te begrenzen of conditionele (als-dan) voorwaarden in te bouwen. Die laatste kom je vooral tegen in de codes. Limitering kan ook contractueel worden vastgelegd, zoals in een capaciteitsturingscontract. In de praktijk zien we limitering vooral op aansluitingsniveau, maar het kan ook op apparaat- of op geaggregeerd niveau worden toegepast, zoals bij groepstransportovereenkomst (GTO).

³² Flora Charbonnier, Thomas Morstyn, Malcolm D. McCulloch, Coordination of resources at the edge of the electricity grid: Systematic review and taxonomy, Applied Energy, Volume 318, 2022

³³ Systematic evaluation of research methods and reporting types in Transactive Energy, Van der Veen, Chassin, Kok, work in progress.

³⁴ Roman J. Hennig, Laurens J. de Vries, Simon H. Tindemans, Congestion management in electricity distribution networks: Smart tariffs, local markets and direct control, Utilities Policy, Volume 85, 2023,

³⁵ Khawaja Khalid Mehmood, Ranier Alexander Arruda Moura, Anne van der Molen, Reinaldo Tonkoski, Peter Tzscheutschler, Peter van der Wielen, Phuong Hong Nguyen, A review of congestion management methods for power distribution networks: Current practices and future challenges, Applied Energy, Volume 407, 2026



Figuur 6 Limiteren van flexibiliteitsactivatie kan op verschillende manieren. Al

Een bijzondere vorm van limitering is tenslotte de verplichting om te coördineren. Een verplichting om op een bepaalde manier te coördineren (bijv. verplicht een redispatch bieding doen) zorgt ervoor dat je niet op andere manieren de flexibiliteit kan inzetten (bijv. balancering), daarom zijn verplichtingen per definitie ook limiteringen. In de praktijk kan een verplichting om te coördineren leiden tot meer coördinatie dan zonder, maar verplichtingen hebben meestal meer effect dan alleen ‘een stok achter de deur’.

Binnen een lager niveau dan waarop de limitering geldt kan er nog steeds worden gecoördineerd. Limitering op één niveau sluit coördinatie op een lager niveau dus niet uit. Limitering beperkt wel de mogelijkheid om op een hoger niveau flexibiliteitsinzet af te stemmen. Limiteren beperkt daarmee ook de markttoegang voor flexibiliteitsaanbieders.

Daarentegen is de complexiteit van limitering kleiner dan die van coördinatie. Zeker bij stevige beperkingen en met grote inzet van flexibiliteitsmiddelen om binnen die beperkingen te kunnen opereren, zullen profielen weinig dynamische zijn en vaker de uiterste waarden aanraken. Met veel en grootschalig limiteren wordt het dus uiteindelijk ook makkelijker om in te schatten wat er op hogere netvakken gebeurt. Aan de andere kant, coördinatie over verschillende niveaus biedt in principe altijd meer mogelijkheden om systeemefficiëntie te bereiken.

Flexibiliteitscoördinatiemechanismes kunnen in allerlei vormen voorkomen en kunnen meer en minder dynamisch van aard zijn. In het vervolg van dit hoofdstuk worden verschillende modellen beschreven.

5.2 Controle en zeggenschap

De eerste dimensie die in het theoretische kader wordt geadresseerd is die van regie (*‘agency’*): wie heeft de controle en zeggenschap over de flexibiliteitsbronnen? Vanuit de netbeheerder gezien zijn er twee fundamentele keuzes. Of de netbeheerder heeft zelf direct de controle of de uiteindelijke zeggenschap ligt bij de aangeslotene/markt.

Bij *direct sturen* ligt de regie bij de netbeheerder, dat wil zeggen dat de netbeheerder ofwel technisch in staat is de flexibiliteitsbron te sturen, ofwel (vanwege een contractuele of wettelijke verplichting) directe zeggenschappen heeft over de sturing en daarbij passende communicatiemiddelen hiervoor zijn ingericht. De netbeheerder bepaalt in dit geval dus wanneer en op welke manier flexibiliteit wordt geactiveerd.

Bij *indirect sturen* is de regie gedecentraliseerd: dat houdt in dat de aangeslotenen of marktpartijen in de basis beslissen over de inzet van flexibiliteit. De aangeslotenen of marktpartijen kunnen wel verplicht worden te participeren in indirecte sturingsmechanismes. Het verschil met directe sturing is dat ze een rol hebben in het beslisproces en dus hun eigen wensen en voorkeuren kunnen inbrengen.

Bij directe sturing krijg een flexibiliteitsbron of een energiemanagementsysteem een stuursignaal dat het moet opvolgen. Noodcurtailment en rechtstreeks gesloten capaciteitssturingscontracten zijn vormen van directe sturing. Deze vorm van aansturing wordt vooral gebruikt wanneer andere vormen van coördinatie niet meer mogelijk zijn.

Bij indirect sturen wordt energieflexibiliteit geactiveerd op basis van prikkels, of volgt uit afstemming of onderhandeling met netbeheerder en/of andere aangeslotenen/marktpartijen. De categorie indirecte sturingsmechanismen is zeer divers. In paragraaf 2 t/m 5 worden de sturingsmechanismen aan de hand van verschillende dimensies verkent. Te beginnen met indirecte en directe sturing.

De keuze tussen direct en indirect sturen heeft gevolgen voor de verdeling van verantwoordelijkheid, de voorspelbaarheid van inzet en de efficiëntie van de markt. Direct sturen biedt de netbeheerder hoge zekerheid over beschikbaarheid en activering en is over het algemeen gemakkelijker inpasbaar in netveiligheidsanalyses dan indirecte mechanismen. Directe sturing levert juist meer onzekerheid op bij marktpartijen en leidt mogelijk tot suboptimale sturing. Als het vaak wordt toegepast kan het ook worden gezien als marktverstoring.

Leveranciers moeten bij het optimaliseren van inkoop en flexibiliteitsinzet in hun portfolio rekening gaan houden met ingrijpen van een netbeheerder. Onzekerheid bij leveranciers over de timing en het volume van directe sturing zal leiden tot extra kosten voor aangeslotenen. Indirect sturen bevordert autonomie en marktoptimalisatie, maar geeft de netbeheerder minder directe controle over timing en omvang. In een juridisch kader dat inzet op marktgebaseerde en kosteneffectieve inkoop wordt directe sturing als standaard lastiger te rechtvaardigen wanneer andere coördinatiemodellen vergelijkbare waarborgen voor netveiligheid kunnen bieden.

5.3 Impliciete en expliciete sturing

De volgende dimensie gaat over de vraag of coördinatie plaatsvindt via impliciete of expliciete sturing. Bij impliciete sturing is er enkel sprake van eenrichtingscommunicatie richting de aangeslotene. Dat betekent dat er op niveau van de aangeslotene een signaal binnenkomt, maar dat de aangeslotene geen informatie naar andere partijen stuurt. Anders dan bij technisch conditionele limiteringen en directe sturing ligt de keuze bij de aangeslotene om op deze prikkel te reageren. De prikkel kan vanuit de netbeheerder komen maar kan ook elders vandaan komen. We noemen de partij die een prikkel formuleert een *incentive provider*.

Een voorbeeld van impliciete sturing is dat een aangeslotene een prijs ontvangt, bijvoorbeeld een dynamisch nettarieven of een bericht 'graag niet laden tussen 17 en 19'. De aangeslotene besluit op basis daarvan hoe hij zijn flexibiliteit gaat inzetten. Bij dit soort prikkels wordt ook wel gesproken van 'impliciete flexibiliteit'. Impliciete sturing kan ook voortkomen uit informatie uit het net: wanneer er wordt gereageerd op de gemeten spanning of temperatuur bijvoorbeeld.

Bij expliciete sturing is er sprake van tweerichtingscommunicatie tussen aangeslotene en netbeheerder, er wordt met elkaar afgestemd welke flexibiliteit hoe wordt ingezet. Zowel de netbeheerder als de aangeslotene sturen informatie. De communicatie kan verlopen via derden zoals marktpartijen en marktplatformen. De communicatie die verloopt via GOPACS is een vorm van expliciete afstemming.

Impliciete sturing ontstaat doordat alle betrokken partijen reageren op signalen, waardoor er toch een vorm van coördinatie tot stand komt zonder dat zij met elkaar communiceren. Het voordeel van impliciete coördinatie is dat de informatievoorziening eenvoudig is. Het nadeel is dat de reactie van de aangeslotene zowel voor de netbeheerder als leveranciers en aggregatoren onzeker blijft, omdat er in de basis niet wordt gecommuniceerd over hoe de flexibiliteitsbron reageert op een prikkel.

Bij expliciete sturing stuurt de netbeheerder een verzoek of instructie, en de partij die flexibiliteit levert bevestigt de ontvangst en geeft terugkoppeling over de uitvoering. Dit maakt het mogelijk om de inzet van flexibiliteit nauwkeuriger te plannen, te monitoren en te controleren, maar het vereist een complexere technische infrastructuur.

Impliciete en expliciete sturing kunnen ook gecombineerd worden. Dat brengt extra uitdagingen: de netbeheerder moet bij het inschatten van de benodigde in te kopen flexibiliteitrekening houden met de impliciete sturingsdynamieken, en kwantificatiemethodes voor de levering van flexibiliteitsdienst (met name bij gebruik van *baselines*³⁶) moeten robuust zijn ten aanzien van impliciete flexibiliteitsactivaties.

5.4 Centrale of decentrale besluitvoering

Binnen de categorie expliciete modellen is er een aanvullende dimensie van belang: de vraag of de optimalisatie van flexibiliteitsinzet plaatsvindt over meerdere aansluitingen heen, en zo ja, op welke manier deze coördinatie wordt georganiseerd. Deze afstemming kan centraal worden opgepakt, waarbij een *mediator* overzicht heeft over de mogelijkheden en wensen (al dan niet in de vorm van een prijs). Het kan ook decentraal waarbij optimalisatie ontstaat via een reeks *bilaterale* afstemmingen tussen netbeheerder, aangeslotenen en marktpartijen.

Uit de interviews met marktpartijen (Hoofdstuk 4) kwam naar voren dat de huidige praktijk, waarin bilaterale en dus decentrale afstemmingen plaatsvinden, als niet transparant en mogelijk inefficiënt wordt ervaren. Hoewel deze discussies gaan over langjarige statische afspraken (limiteringen), laat dit wel zien dat het als ongewenst wordt gezien als netbeheerders één-op-één-afspraken maken met aangeslotenen en marktpartijen, zeker als die afspraken niet openbaar zijn. Ook uit de analyse van de toepasselijke wet- en regelgeving volgt dat er beperkingen zijn voor de inzet van één-op-één-afspraken tussen de netbeheerder en de aangeslotenen, het gaat in tegen basisprincipes van elektriciteitsmarkten zoals non-discriminatie en vrije toegang.

Een gecentraliseerde, of in ieder geval transparantere, vormen van afstemming heeft dus de voorkeur. Een nu al beschikbare route daarvoor is dat het afstemmen via GOPACS onderdeel wordt van capaciteitssturingcontracten. De effecten van langjarige bilaterale afspraken worden dan wel dagelijks zichtbaar en andere partijen kunnen ook op de activatieprijs concurreren.

Centrale coördinatie hoeft overigens niet automatisch te betekenen dat er sprake moet zijn van een marktmechanisme (bijv. een veiling); ook in systemen zonder marktwerking kan een centraal platform bijdragen aan transparantie en een efficiëntere afstemming.

³⁶ Baselines zijn inschatting van de profielen 'zonder flexibiliteitssturing' van aangeslotenen of assets betrokken bij flexibiliteitslevering. Door vooraf met een berekeningsmethode of door nominatie te bepalen wat het elektriciteitsverbruik of invoeding zou zijn kan de hoeveel flexibiliteitssturing worden bepaald.

Aangeslotenen en marktpartijen kunnen ook zichzelf organiseren als groep. Dat zien we al in de praktijk. Binnen deze groepen ontstaan ook mediators die flexibiliteit verzamelen in een energiegemeenschap, energiehub of virtual power plant. Deze mediators zien was als *Resource Aggregators*, ze kunnen daarbij ook optreden als *Flexibility Service Providers* als ze namens een groep flexibiliteit verhandelen.

Tenslotte, in de wetenschappelijke literatuur is er veel aandacht voor decentrale mechanismes van afstemming die geen centrale partij vereisen maar toch leiden tot een net zo efficiënte en eerlijke afstemming. Deze systemen werken door een specifieke volgorde en manier van communicatie op te leggen. Het ontwerpen van zo'n systeem op grote schaal is lastig. Uitdagingen zijn deze systemen gaming-proof te maken en te borgen dat het in alle situaties werkt. Daarbij komt ook dat afdwingen van format en volgorde van communicatie lastig is in de praktijk. Hier kunnen distributed ledger technologieën en tokenisatieconcepten bij helpen.

5.5 Het uitgangspunt van meedoen

Coördinatie kan plaatsvinden op basis van competitie of samenwerking. Bij samenwerking zijn wederzijdse gunningen, verplichtingen en afspraken het uitgangspunt, bij competitie is het uitgangspunt dat partijen concurreren binnen een kader met marktregels. Dit aspect is belangrijk om bij stil te staan zowel bij impliciete, bilaterale en gemedieerde coördinatiemechanismes.

Of competitie of samenwerking het uitgangspunt is hangt af van het wettelijk kader, maar ook van de bredere institutionele context. Voor een commerciële uitbater van een batterij is het logisch om flexibiliteit dagelijks af te stemmen op basis van competitie, terwijl huishoudens het juist ongemakkelijk kunnen vinden om met de burens openlijk in competitie te zijn. In noodsituaties is er ook eigenlijk geen sprake meer van competitie; dan zijn wederzijdse verplichtingen om een basisvoorziening in stand te houden de basis voor coördinatie.

Er zijn in energiegemeenschappen, -hubs en bredere gebiedsinitiatieven significante ontwikkelingen waar aangeslotenen gezamenlijk tot een coördinatiemodel komen. Deze coöperatieve houding in de markt komt deels voort uit de netcongestieproblematiek en wordt dus deels geboren uit 'nood', maar deels ook uit meer maatschappelijk gedreven visie dat energie ook vooral een basisvoorziening is. We zien in hoofdstuk 2 dat in Europese wettelijke kaders vrijwillige samenwerking geen duidelijk plaats heeft, er wordt voornamelijk uitgegaan van competitie. Uitzondering daarop is dat energiegemeenschappen worden erkend als groepen waarbinnen samenwerking plaats vindt, maar hun relatie tot netbeheerders en deelnemers op de energiemarkt verandert daardoor niet.

Als we kijken naar de prioritering van instrumenten worden marktgebaseerd boven niet-marktgebaseerde mechanismes gesteld. Tegelijkertijd zien we ook dat juist in distributienetten (zeker laagspanning) er redenen (art. 13, 2018/943³⁷) zijn om niet-marktgebaseerde instrumenten in te zetten zowel vanwege een gebrek aan liquiditeit als het gebrek van een geschikt mechanisme.

De vraag of competitie of samenwerking het uitgangspunt is bij het ontsluiten en coördineren van lokale flexibiliteit is niet eenduidig te beantwoorden. De termen markt en niet-marktgebaseerd komen ook niet één-op-één overeen met de termen competitie en

³⁷ 1. er is geen marktgebaseerd mechanisme beschikbaar, 2. Marktgebaseerde oplossingen zijn al ingezet, 3. de markt is niet toereikend; liquiditeit, 4. Er is een technisch acuut probleem (geen tijd, acute netingrijpen noodzakelijk)

samenwerking in het theoretisch kader dat we hier schetsen. Belangrijk bij deze overwegingen is om te kijken naar hoe de meer fundamentele basisprincipes van energiemarkten zoals non-discriminatie, transparantie, gewaarborgd kunnen blijven.

Het gebrek aan een voldoende liquide markt op lokaal niveau kan ertoe leiden dat lokale competitie geen geschikt uitgangspunt vormt. Op nationale schaal kan echter wel sprake zijn van een functionerende markt voor flexibele apparaten, opslagsystemen en energiemanagementoplossingen. Het ontbreken van een liquide flexibiliteitsmarkt in een specifiek gebied betekent bovendien niet dat er geen oplossingen mogelijk zijn: er bestaat immers een breed spectrum tussen volledig competitieve, marktgebaseerde oplossingen en volledig niet-marktgebaseerde interventies.

In dit kader bieden ook minder liquide markten ruimte voor vormen van competitie, mits deze worden aangevuld met nadere afspraken over bijvoorbeeld de openheid en collectieve besluitvorming binnen een groep. Hoewel mechanismen van competitie en samenwerking gecombineerd kunnen worden, is het van belang deze te onderscheiden om misbruik en onrealistische verwachtingen te voorkomen. De basis voor samenwerking moet helder zijn voor alle betrokken, deze uitdaging speelt al in de ontwikkeling van energiehubbs (dan gaat het dus om samenwerking tussen partijen in de hub en nog niet over een eventuele samenwerking met de netbeheerder). De ontwikkeling van standaardcontracten en best practices maakt de drempel voor samenwerking steeds lager.

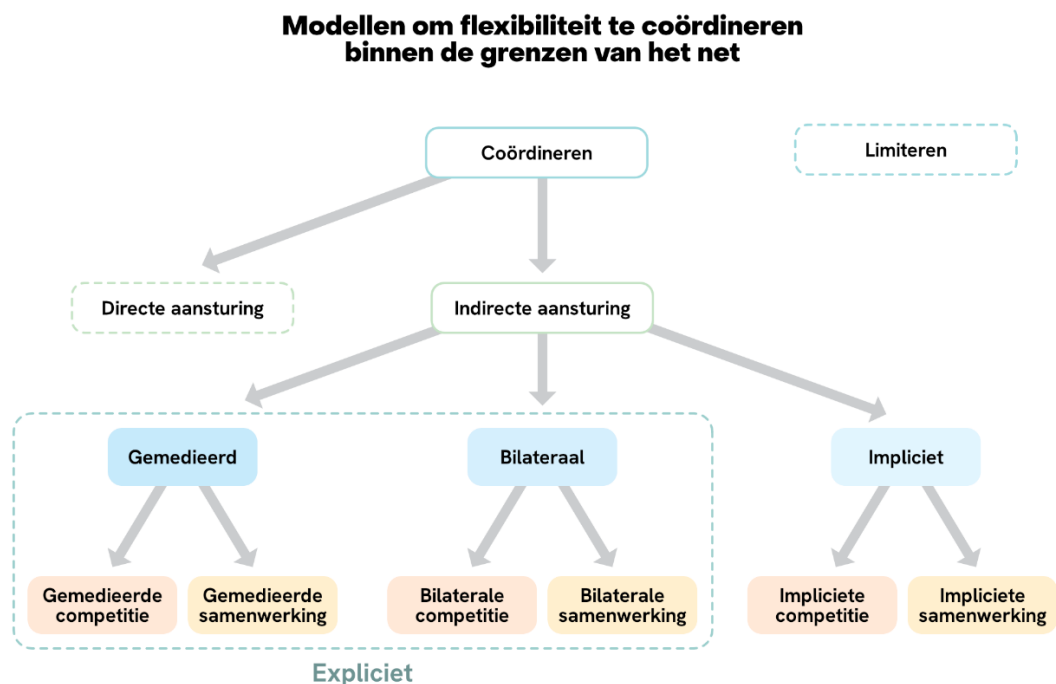
In dit kader verdient ook het risico van strategisch gedrag (gaming) aandacht. Hoewel dit vaak wordt geassocieerd met competitieve mechanismen, kan dergelijk gedrag zich ook voordoen binnen coöperatieve modellen. Partijen kunnen bijvoorbeeld informatie achterhouden of selectief delen om zo hun onderhandelingspositie te versterken.

6 Coördinatiemodellen voor lokale flexibiliteit

In dit hoofdstuk worden verschillende modellen besproken voor de coördinatie van lokale flexibiliteit. Deze modellen zijn uitgewerkt op basis van het theoretisch kader zoals beschreven in hoofdstuk 4 en zijn beschreven vanuit het perspectief van de netbeheerder als partij die coördineert/ stuurt. Aanvullend zijn op basis van de analyses in hoofdstuk 2 en 3, de relevante randvoorwaarden, rollen en bestaande producten per model in kaart gebracht. Waar relevant zijn ook de inzichten en reflecties van geïnterviewde stakeholders in de beschrijving van de modellen verwerkt (Hoofdstuk 4). Dit hoofdstuk vormt daarmee een synthese van het uitgevoerde onderzoek naar de theorie van coördinatie, het wettelijk kader en de verschillende rolmodellen.

Veel van de in dit hoofdstuk beschreven modellen zijn in de praktijk al zichtbaar, zij het nog in ontwikkeling. In dit hoofdstuk wordt uiteengezet wat nodig is om deze modellen toe te passen. Daarbij wordt ingegaan op vragen als: welke afspraken zijn vereist, welke randvoorwaarden zijn van belang, welke informatievoorziening is nodig en hoe dienen rollen en verantwoordelijkheden te worden ingericht.

Er bestaan verschillende manieren waarop de netbeheerder van coördineren met de markt op zo flexibiliteit te ontsluiten. De analyse in dit hoofdstuk is bedoeld als eerste inventarisatie en is niet compleet en uitputtend.



Figuur 7: Theoretische modellen voor coördinatie van flexibiliteit.

In dit hoofdstuk worden de volgende modellen besproken:

1. Statisch limiteren
2. Directe sturingsmechanismes
3. Gemedieerde competitie
4. Gemedieerde samenwerking
5. Impliciete competitie
6. Impliciete samenwerking
7. Bilaterale samenwerking

6.1 Statisch limiteren

Het eerste model dat we introduceren betreft de keuze om aan de voorkant te limiteren met vaste, tijdsblokgebonden of conditionele beperkingen. Er wordt dan niet gecoördineerd met de markt, maar er is sprake van een limiet. Hier bespreken we het model van *Statisch limiteren*. Dit model komt in de praktijk voor in de vorm van technische beperkingen, zoals kleinere aansluiting inclusief cable pooling, en contractuele afspraken in de vorm van tijdsblokgebonden transportrechten (TBG-TR) en permanente capaciteitsbeperkende contracten (CBC-T). Ook de aansluit- en transportovereenkomst is een limiet, maar als deze groot genoeg heeft het geen limiterend effect.

In vereisten voor invoeders komen we ook conditionele beperkingen tegen zoals *fault ride through*: als de spanning wegvalt blijf je nog een tijd aangesloten om te voorkomen dat je de problemen erger maakt. De meeste van deze type afspraken worden op dit moment gemaakt tussen netbeheerder en aangeslotene. Uitzondering is de GTO die wordt afgesloten tussen netbeheerder en een groep aangeslotenen.

Om statisch te limiteren wordt er een afspraak tussen netbeheerder en aangeslotene of groep gemaakt, maar bij de uitvoering is de netbeheerder niet betrokken. Het sturen is de verantwoordelijkheid van de aangeslotene of groep die hierbij de hulp van een derde partij (die acteert als *Resource Operator*) kan of zelfs moet invoeren omdat hij zelf de technische daarvoor benodigde vaardigheden en middelen niet heeft.

	Statisch limitering
Voorwaarden	Er moet een afspraak gemaakt worden over de limitering: wat is de limiet, op welk niveau (apparaat, aansluiting, groep) is hij van toepassing, hoe wordt die ingeregeld (contractueel, fysiek) en wanneer is de limiet geldig? De aangeslotene heeft in operatie geen keuze om de limiet niet te volgen, maar soms lukt dat niet (de batterij is uit bedrijf bijv.), daar moet ook over worden nagedacht. Bij de technische beperkingen staan dit soort vragen al vast, bij contractuele afspraken is er ruimte voor individuele onderhandeling.
Informatievoorziening	Het is nodig om een energiemanagementsysteem in te richten om te zorgen dat technische of contractuele grenzen worden bewaakt. Ook is er communicatie nodig richting de onderliggende niveaus (achter de meter of binnen een GTO richting de betrokken aansluitingen en/of assets). Binnen de onderliggende niveaus kan ook coördinatie plaatsvinden. Het model voor coördinatie kan gekozen worden door de aangeslotene of groep, dat is nu verder niet gereguleerd.
Rollen betrokken bij de uitvoering - <i>Resource Provider</i> - <i>Resource Aggregator</i> De DSO is niet betrokken bij de uitvoer, maar zal wel monitoren of contractuele afspraken worden nagekomen.	Wanneer afspraken zijn gemaakt tussen aangeslotene en netbeheerder kan het handig zijn een derde partij die als <i>Resource provider</i> optreedt te betrekken. Deze partij helpt de aangeslotene met het uitvoeren van de afspraken. Het hebben van een professionele partij kan evt. als voorwaarde worden gesteld door de netbeheerder. Wanneer limiteringen worden afgesproken met een groep aansluitingen heb je ook een <i>Resource Aggregator</i> nodig. Dit kan dezelfde partij zijn als de <i>Resource Provider</i> .
Status	In productie voor grootverbruik en beperkt beschikbaar voor groepen grootverbruikers.

Tabel 1 Voorwaarden, informatievoorziening en rollen bij statische limitering vanuit de netbeheerder.

In de praktijk zien we dat dienstverleners al optreden als *Resource Provider* of *Resource Aggregator* om aangeslotenen te helpen om als individu of als groep te voldoen aan de afgesproken of technisch ingeregelde limitering. Deze partijen kunnen onafhankelijke dienstverleners zijn, maar ook leveranciers en (onafhankelijke) aggregators kunnen deze rol vervullen.

Er zijn discussies over het verplicht stellen van de betrokkenheid van een professionele *Resource Provider* bij een CBC-T en *Resource Aggregator* bij een GTO. Op dit moment bestaat geen erkenning voor deze rollen en worden deze termen ook niet gebruikt in de discussie. Wel wordt erover gesproken in hoeverre de CSP-erkenning hiervoor geschikt is en er wordt gekeken naar het verplicht stellen van een bepaald type energiemanagementsysteem. Het is belangrijk om goed te kijken naar de verschillen tussen partijen die alleen als *Resource Provider* of *Resource Aggregator* optreden en partijen die dat combineren met taken als *Flexibility Service Provider* en/of ook leverancier/ BRP zijn. Een te hoge drempel voor erkenning zorgt voor hogere kosten.

Het is nodig om leveranciers op de hoogte te stellen van geldende afspraken³⁸, zodat zij bij de inkoop en balancering van de energierekening kunnen houden met *peak shaving* op bepaalde momenten en *rebound* op een ander moment. Als er wordt gestuurd op limieten voor de meter is het ook nodig informatie te delen met de leverancier over hoe de profielen van individuele aangeslotenen veranderen door limitering. Dit is extra belangrijk als aangeslotenen elk een andere BRP hebben.

Limiteren als groep vraagt om extra coördinatielaag

Om als groep aan de eisen van een limiet te voldoen, zoals bij een GTO, is er ook een coördinatiemechanisme nodig binnen de groep, die kan ook zowel met limiteren als met verschillende coördinatiemodellen.

Dit gebeurt ook al in de praktijk, waarin de partijen georganiseerd als energiehub in overleg in plaats van op basis van competitie of samenwerking, de schaarse ruimte die zij binnen de GTO hebben verdelen. Dit vraagt o.a. om een structuur waarin dit overleg kan plaatsvinden en de stem van de betrokken aangeslotenen en nieuwkomers voldoende is geborgd. In de praktijk worden coöperatieve modellen en de governance-structuur van de energiegemeenschap, zoals beschreven in de Energiewet, ingezet om de bedrijven die een GTO hebben te organiseren.

Het neerzetten van een dergelijke structuur waarin samenwerking plaats kan vinden is complex en tijdrovend. Om energiegemeenschappen handvatten te bieden wordt op dit moment gewerkt aan verdere standaardisatie van de governance-vereisten van de energiegemeenschap. Deze ontwikkelingen laten zien dat samenwerking goed moet worden uitgedacht, maar dat er ook interesse in de maatschappij is om gemedieerde samenwerkingsmodellen te ontwikkelen en mogelijk ook op grotere schaal in te zetten.

6.2 Directe sturingsmechanismes

Als er niet wordt gelimiteerd, dan kan de netbeheerder coördineren met de netgebruikers. Hierin maken we het onderscheid tussen aan de ene kant coördineren door middel van directe sturing en indirecte sturing (zie figuur 7). Belangrijkste verschil is dat er bij directe sturing de zeggenschap bij de netbeheerder ligt en dat bij indirecte sturing de 'agency' om te sturen is verlegd; gedecentraliseerd. Voor een uitgebreide toelichting op het onderscheid tussen directe en indirecte sturing lees hoofdstuk 5.

Bij *directe sturingsmechanismes* is er sprake van een beperkte vorm van coördinatie, namelijk coördinatie met eenrichtingscommunicatie van netbeheerder richting aangeslotenen evt. via marktpartijen. Er wordt een stuursignaal gestuurd dat automatisch wordt opgevolgd of moet worden opgevolgd.

Dit type coördinatie veronderstelt dat de netbeheerder het beste in staat is om te bepalen hoe flexibiliteit aangestuurd moet worden. In de praktijk komt deze vorm van aansturing dan ook vooral voor in fall-back mechanismes zoals noodcurtailment uitgevoerd via de real-time interface.

In hoofdstuk 2 en 5 beschrijven we directe sturing. De netbeheerder speelt een centrale rol in het proces. Er kunnen andere partijen betrokken zijn om te zorgen dat een signaal bij een flexibiliteitsbron terecht komt. Deze partijen, inclusief aangeslotenen zelf hebben geen keuze met betrekking tot het wel/niet uitvoeren van het verzoek van de netbeheerder maar hebben

³⁸ [20210921-Power-to-the-People-rapport-TKi-1621504](#)

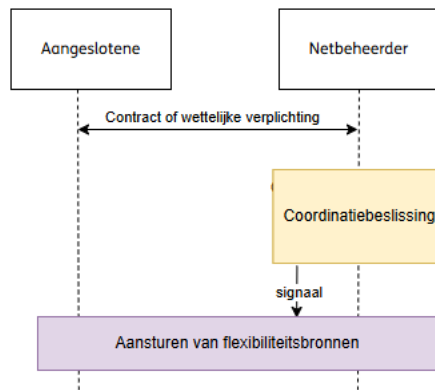
soms nog wel de mogelijkheid om te bepalen hoe (o.a. met welke bron achter de meter) flexibiliteit wordt ingezet.

	Directe sturing door netbeheerder
Voorwaarden	Er moet een afspraak gemaakt worden over wanneer en hoe een netbeheerder een stuursignaal kan sturen. Dit soort afspraken worden geregeld in de netcode/ systeemcode en via algemene contractvoorwaarden. De aangeslotene heeft in operatie geen keuze om het stuursignaal niet te volgen, maar soms lukt dat niet (een asset staat uit bijv.). Er moeten ook afspraken gemaakt worden om deze risico's te mitigeren en de verdeling van bijkomende kosten.
Informatievoorziening	De netbeheerder moet een stuursignaal kunnen sturen naar een energiemanagementsysteem dat werkt op apparaat, aansluiting of groepsniveau afhankelijk waar de sturing plaats moet vinden. Het is ook nodig om andere partijen die een rol hebben in het energiemangement (leveranciers, aggregators, partijen binnen domein van de klant) op de hoogte te stellen dat directe sturing plaats kan vinden.
Rollen <ul style="list-style-type: none"> - DSO (er bestaat (nog) geen specifiek rol voor de DSO die direct stuurt) - Resource Operator - Resource Aggregator <p>De DSO kan het bepalen van het stuursignaal ook overlaten aan een derde partij aan wie hij de verantwoordelijkheid voor het bewaken van netgrenzen en/of netveiligheid mandateert.</p>	Bij het uitvoeren van de directe sturing kan de netbeheerder zelf optreden als <i>Resource Provider</i> , maar er kan ook nog een derde partij betrokken worden die ervoor zorgt dat het signaal wordt opgevolgd. Deze partij kan ook de leverancier zijn of een aggregator die op dat moment actief is op het niveau waarop wordt gestuurd. Leveranciers en mogelijk ook aggregators moeten hun prognoses bijstellen en maatregelen nemen om posities te herstellen wanneer energieflexibiliteit wordt ingezet via directe sturing. Als een sturingssignaal op groepsniveau gegeven wordt heb je ook een Resource Aggregator nodig die ervoor zorgt dat het verzoek op groepsniveau tijdig en volgens de afgesproken processen terecht komt bij flexibiliteitsbronnen.
Status	Alleen verplicht voor grotere invoeders. Beschikbaar voor grootverbruikers via real-time interface. Noodmechanisme bij kleinverbruikers wordt onderzocht ³⁹ .

Tabel 2 Voorwaarden, informatievoorziening en rollen bij directe sturing door de netbeheerder.

We zien in de praktijk dat directe sturing vooral wordt ingezet op aansluitingsniveau. In Figuur 8 hebben we aangegeven hoe de communicatie tussen aangeslotene en netbeheerder er dan in dit model uit ziet. Bij directe sturing op groepsniveau komt het signaal binnen bij de *Resource Aggregator* die kan het signaal doorzetten of zelfs nog (als er voldoende tijd is) een coördinatiemodel inzetten om te bepalen welke assets worden ingezet.

³⁹ [Technische opties voor netbescherming bij kleinverbruikers | Rapport | Rijksoverheid.nl](#)



Figuur 8 Directe aansturingsmechanismes op aansluitingsniveau. De netbeheerder heeft als centrale partij de regie over de aansturing van een flexibiliteitsbron of geaggregeerde flexibiliteit achter de meter. Daartoe zijn vooraf afspraken gemaakt of dit volgt uit een wettelijke verplichting.

6.3 Gemedieerde competitie

Als er niet sprake is van *directe sturing* kan de netbeheerder ook *indirect sturen*. De indirecte sturingsmodellen vallen uiteen in drie hoofdcategorieën: 1. Gemedieerd, 2. Bilateraal en 3. Impliciet. In de volgende paragrafen worden in elke categorie een of twee mechanismes toegelicht.

Gemedieerde modellen maken gebruik van een ‘mediator’: er zit iets tussen de netbeheerder en de aangeslotenen. Zij onderscheiden zich van bijvoorbeeld bilaterale indirecte sturing (sturing van 1 aansluiting), doordat er over meerdere aangeslotenen heen wordt gestuurd. Het eerste model dat we hier bespreken is dat van de *Gemedieerde competitie*.

In hoofdstuk 2 wordt de term marktgebaseerde producten geïntroduceerd als marktmechanismen op basis waarvan op een open en transparante manier wordt gehandeld in flexibiliteit. Een specifieke vorm van marktgebaseerde producten zijn coördinatieproducten in de vorm van gemedieerde competitie. Als eerste karakteriseert dit model zich door als uitgangspunt te nemen dat partijen in competitie flexibiliteit afstemmen. Het gaat vaak om coördinatieproducten die werken op kortere termijn (Day Ahead, Intraday, Real Time). Ten tweede stemmen ze flexibiliteit af via een daarvoor bij wet of door de netbeheerder aangestelde tussenpartij en dus niet door bilaterale afspraken.

De manier (variant Procuring System Operator, PSO) waarop dit model nu in wet en praktijk (bieding redispatch via GOPACS) wordt vormgegeven zijn modellen waar de netbeheerder optreedt als flexibiliteitsvragende partij op een transparant en open platform. In de Netcode Vraagsturing (NC DR) wordt deze taak specifiek gemaakt als één van de taken van netbeheerders, die dan optreden als Procuring System Operator. Er worden ook eisen gesteld aan de platforms die PSOs daarvoor gebruiken, zoals GOPACS. De energiehandel die onderliggende is aan de flexibiliteitshandel wordt voorzien via Energy Market Operators, die zijn geregistreerd als georganiseerde markten⁴⁰

In deze paragraaf beschrijven we wat ervoor nodig is om deze variant te implementeren. We beschrijven deze variant product-neutraal. Er kan namelijk naast day-ahead en intraday

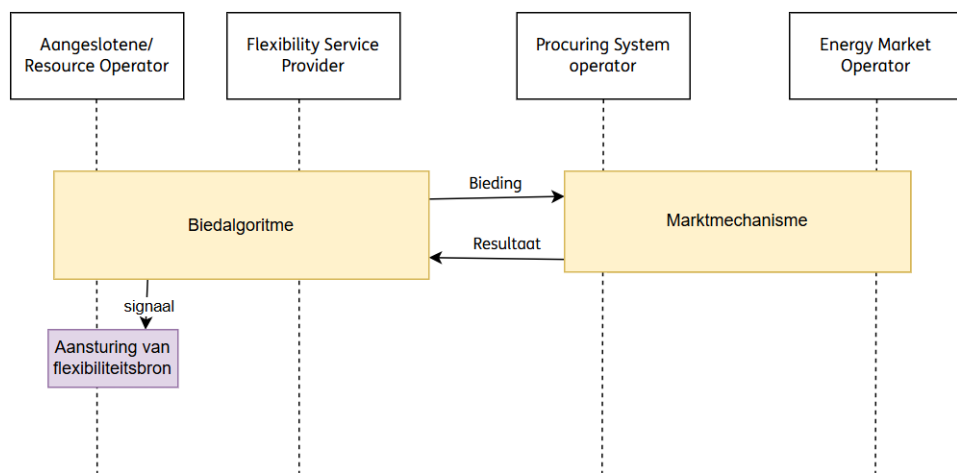
⁴⁰ De term georganiseerde markt is een term uit de REMIT-regulatie, voor de lijst van exchanges zie: [REMIT PORTAL](#)

congestiemanagement op termijn ook meer real-time varianten en andersoortige flexibiliteitsvraag, bijv. *voltage support* op deze manier worden ingericht.

	Gemedieerde competitie met flexibiliteitsvragende netbeheerder
Voorwaarden	Er moeten marktregelen worden opgesteld. Er moet worden besloten hoe het platform in te richten en wat voor marktalgoritme te kiezen (type veiling bijv., gate closure time, etc.). Daarbij moet ook naar de regulering worden gekeken en aansluiting bij andere markten (groothandelsmarkt, balancering). Er moet bepaald worden onder welke voorwaarden deelnemers kunnen meedoen en de toegankelijkheid van het platform moet voldoende geborgd zijn. Ook moet er worden nagedacht over hoe er voldoende aanbiedingen binnenkomen. Er kan een marktonderzoek worden uitgevoerd. Het is ook mogelijk om bieden verplicht te stellen. Dit zorgt wel voor een limitering om te participeren op andere markten, of dat wenselijk is moet worden afgewogen.
Informatievoorziening	Er moet een platform worden ingericht waarop de netbeheerder zijn flexibiliteitsvraag kan aanbieden. Als er voor een flexibiliteitsproduct een redispatch nodig is, is het nodig om het platform te koppelen aan een EMO. FSPs die gaan inbieden op de markt. Daarvoor moet ook een biedlogica geïmplementeerd worden. De input van aangeslotene en evt. betrokken Resource Operators en Resource Aggregators om biedingen te formuleren moet ook worden afgesproken, sturen zij ook een bieding of delen ze hun data en wensen met de Flexibility service provider (FSP)? De netbeheerder moet informatie over de staat van het net (verwachte congestie bijv.) vertalen naar marktparameters (prijzen, volumes).
Rollen <ul style="list-style-type: none"> - <i>Energy Market Operator (EMO)</i> - <i>Procuring System Operator (PSO)</i> - <i>Flexibility Service Provider (FSP)</i> - <i>Resource Aggregator (RA)</i> - <i>Resource Operator (RO)</i> De netbeheerder kan ook het kopen van flexibiliteit overlaten aan een derde partij aan wie hij de verantwoordelijkheid voor het bewaken van netgrenzen en/of netveiligheid mandateert.	Figuur 9 toont de interacties tussen de netbeheerder die optreedt als PSO en de partijen die flexibiliteit aanbieden (FSPs), de operator van de onderliggende markt (EMO) en de partijen die betrokken zijn bij de verdere verwerking van de flexibiliteitsactivatie (RA, RO).

<p>Status</p>	<p>GOPACS voorziet in een platform waarop netbeheerders als PSO kunnen acteren om ID en DA-flexibiliteit t.b.v. Congestie management in te kopen. Er is ook een koppeling met EMOs. Er is nog geen platform beschikbaar voor operatie in real-time of voor andere type flexibiliteitsvraag (<i>power quality</i>). Er bestaan nog wel diverse barrières om te participeren voor grootverbruikers o.a. value stacking, onafhankelijk aggregatie. Dit model is nog niet beschikbaar voor kleinverbruikers.</p>
---------------	--

Tabel 3 Voorwaarden, informatievoorziening en rollen bij gemedieerde competitie met netbeheerder optredend als de flexibiliteitsvragende partij.



Figuur 9 Gemedieerde competitie met netbeheerder als flexibiliteitsvragende partij. Het plaatje toont de aansturing zonder tussenkomst van een Resource Aggregator. De FSP is verantwoordelijk voor het inbieden, hij maakt afspraken met de Aangeslotene en/of dienst Resource provider hoe biedingen tot stand komen. In de praktijk kan het biedalgoritme geïmplementeerd zijn op niveau van de RO of de FSP of zijn er twee delen. Hetzelfde geldt voor de relatie tussen de PSO en de EMO. Verantwoordelijkheden zijn duidelijk gescheiden, maar het mechanisme geven ze gezamenlijk vorm.

Gemedieerde competitie kan ook worden ingericht in de vorm van een lokale energiemarkt of een transportcapaciteitsmarkt. In deze vorm treden marktpartijen op als flexibiliteitsvragende partij: zij hebben een reden (verplichting, economische prikkel, sociale prikkel) om transportcapaciteit of lokale energie in te kopen en daarvoor flexibiliteitsmiddelen in te kopen. Als we de theorie strikt volgen en, zoals we in dit rapport steeds doen, redeneren vanuit de netbeheerder, zien we dat dit soort gemedieerde competitie modellen voortkomen uit een andere vorm van flexibiliteitscoördinatie, bijv. limitering op groepsniveau of impliciete prikkels (bijv. energiedelen of nettarieven met een locatiecomponent of een lokaal groen certificaat).

Een extreme vorm van gemedieerde flexibiliteitscompetitie zonder rol voor de netbeheerder als PSO is een model waarin alle firm transportrechten verdwijnen en alle aangeslotenen in competitie transportcapaciteit moeten kopen en power quality aspecten moeten afstemmen. Deze variant is ook te combineren met een energiemarkt zoals bij nodal pricing.⁴¹ Gegeven de gevoeligheid van de discussie over verworven rechten (zie hoofdstuk 4) en huidige wettelijke kader zijn is dit model geen oplossing voor korte termijn.

⁴¹ Nodal pricing: een prijsmechanisme in elektriciteitsmarkten waarbij de stroomprijs per netpunt ("node") wordt bepaald afhankelijk van lokaal vraag en aanbod en eventuele netbeperkingen zoals congestie en transportverliezen

6.4 Gemedieerde samenwerking

Er is ook een ander gemedieerd mechanisme mogelijk en dat is niet gebaseerd op competitie, maar op samenwerking. In geval van gemedieerde samenwerking stemmen DSO, marktpartijen en aangeslotenen gezamenlijk de inzet van flexibiliteitsbronnen af door data en aansturingsopties te delen met een mediator die een optimalisatie-algoritme of een set van regels/ afspraken uitvoert. De mediator verbindt het netbeheerdomein met het marktdomein maar bevindt zichzelf in één van deze domeinen om te voorkomen dat de basisprincipes van elektriciteitsmarkten worden doorkruist.

Op basis van de analyse in hoofdstuk 2 zien we veel beperkingen voor de DSO om de mediatorrol uit te voeren. Het is onwenselijk dat de DSO exclusief met één marktdeelnemer informatie deelt, het kan deze partij een betere positie opleveren ten aanzien van andere marktdeelnemers. Een marktpartij kan deze rol ook lastig invullen, omdat de DSO waarschijnlijk informatie deelt die niet openbaar is. Of nu de markt (een groeps-EMS) of de netbeheerder (gebieds-EMS) deze rol gaat uitvoeren, het is de kunst om te zoeken naar een manier om de domeinen markt en netbeheer goed gescheiden te houden en de basisprincipes van elektriciteitsmarkten, met name ten aanzien van openheid en transparantie, niet te doorkruisen.

We zien dat bij gemedieerde competitie de scheidslijn wordt gelegd door de Procuring System Operator te scheiden van de Energy Market Operator. Gemedieerde samenwerking kan op eenzelfde manier worden vormgegeven.

In Tabel 4 beschrijven we wat er nodig is voor gemedieerde samenwerking gezien vanuit de netbeheerder of marktpartij. De rol van de netbeheerder of een partij die hij mandateert om deze taak uit te voeren hoeft niet heel groot te zijn, het kan puur een uitvoerende rol zijn die data van de verschillende domeinen combineert volgens een vastgestelde set (optimalisatie) regels.

	Gemedieerde samenwerking door de netbeheerder of door een marktpartij
Voorwaarden	Er moet een basis zijn voor de samenwerking en de samenwerking mag geen inbreuk hebben op markttoegang of positie voor deelnemers. Het is lastig dat te bepalen omdat Europese richtlijnen niet gericht zijn op het beoordelen van samenwerkingsmechanismen. Partijen kunnen samenwerken vanuit een gedeeld doel of omdat samenwerken individuele partijen helpt om hun doelen te optimaliseren. Het kan ook zijn dat samenwerken voortvloeit uit wettelijke of contractuele verplichtingen. Daar bestaat nu nog geen duidelijke basis voor (zie Hoofdstuk 2).
Informatievoorziening	Er moet informatie beschikbaar zijn over de staat van het lokale net. Daarnaast is er ook inzicht nodig in het verbruik, opwek en de flexibiliteit van aangesloten. Ook is er informatie nodig over de aanwezigheid en werking van andere flexibiliteitsmechanismen. Deze informatie kan in sommige gevallen worden geaggregeerd in groepen. Hoe gedetailleerder en meer real-time de control mogelijk is en de inzichten in netbelasting en verbruik, opwek en flexibiliteit, hoe effectiever het net kan worden benut. Er is tenslotte nog een algoritme of een set samenwerkingsregels nodig. Het is mogelijk dat er voor een deel van de optimalisatie een marktalgoritme gebruikt wordt.
Rollen - Een of twee nieuwe rollen die vergelijkbaar zijn met de rollen bij gemedieerde competitie - Resource Operator - Resource Aggregator De DSO kan de mediatorrol ook uitbesteden aan een derde partij die geen marktpartij is en zich dus bevindt in het netbeheerdomein.	De rollen betrokken bij gemedieerde samenwerking zijn nog niet uitgewerkt. Ook is niet duidelijk of dit model vorm gaat krijgen vanuit juist het netbeheerder of juist vanuit het marktdomein.
Status	Nog veel onduidelijk, verder onderzoek is nodig. In het project REFORMERS ⁴² wordt deze vraag verkend.

Tabel 4 Voorwaarden, informatievoorziening en rollen bij gemedieerde samenwerking.

Deze manier van aansturen heeft als voordeel dat er in vergelijking tot andere modellen gemakkelijker gestuurd kan worden over meerdere doeleinden en toegang niet via competitie wordt bepaald. Omdat informatie op een plek bij elkaar wordt gebracht is het bijvoorbeeld mogelijk om multi-level congestiemanagement uit te voeren. Echter, multi-objectieve en met name multi-stakeholderoptimalisatie is uitdagend, omdat dit gedetailleerde afspraken over prioriteiten vereist.

Het model geeft veel ruimte voor verdere invulling maar dat zorgt er juist ook voor dat het uitdagend is om deze vorm van coördinatie technisch en juridisch goed uit te voeren.

⁴² Reformers Renewable Energy Valleys: [Regional Ecosystems FOR Multiple-Energy Resilient Systems](#)

Zeker als er ook andere vormen van coördinatie worden toegepast bijv. gemedieerde competitie. Ook roept het gezamenlijk oplossen vragen op over de compatibiliteit met mededingingsregels.

In de wetenschappelijk wereld worden coöperatieve algoritmes voor het afstemmen van energieflexibiliteit onderzocht.⁴³ De focus ligt vaak op het optimaliseren over meerdere doelen en het daarbij kunnen waarborgen van netveiligheid. Deze mechanismes en daarbij ontwikkelde algoritmes reduceren de werkelijkheid vaak sterk. Ook maken ze specifieke keuzes over prioritering van doelen en zijn daarmee niet gelijk toepasbaar in de Nederlandse context. Toch bieden deze modellen een interessant perspectief op wat er allemaal mogelijk is in het domein van coördineren op basis van samenwerking.

6.5 Impliciete competitie

Competitie kan ook plaatsvinden zonder biedingen en onderhandelingen: bijvoorbeeld doordat er een prijs gecommuniceerd wordt waarop aangeslotene de keus hebben of een flexibiliteitsrepons volgt. Deze vorm van competitie noemen we impliciete competitie.

Een archetypische vorm van impliciete competitie is een vorm waarin een prijs die gekoppeld is aan de staat van het net, wordt gestuurd naar aangeslotenen. Elke aangeslotene bepaalt of hij reageert op een verandering in prijs en de veranderingen in prijs leiden tot een andere situatie en dus weer een andere prijs. De onbalansprijs is een goed voorbeeld hiervan. In distributienetten, los van kleinschalige projecten⁴⁴ is er weinig ontwikkeling op dit gebied ten aanzien van nettarieven. Gegeven de eisen die worden gesteld aan nettarieven zoals voorspelbaarheid en non-discriminatie zien we veel beperkingen om competitie via impliciete instrumenten vorm te geven.

Tegelijkertijd zien we dat energiemanagementsystemen, met name die op apparaatniveau, vaak zijn ingericht op het krijgen van een prijsprikkel. Ook in groepsenergiemanagementsystemen zien we regelmatig impliciet competitieve mechanismes terugkomen met als belangrijkste reden dat onderliggende energiemanagementsystemen daar goed mee kunnen omgaan. Deze populariteit van impliciete competitief ingerichte systemen is te verklaren. Het is een simpel uit te leggen mechanisme en er is relatief weinig voor nodig om het aan de klant-kant in te richten.

Als consumenten impliciet willen participeren betekent dit dat partijen tussen de consument de vertaalslag moeten maken van een expliciet mechanisme naar een prikkelprijs. De partijen die dat doen vanuit hun rol als Resource Operator, Resource Aggregator of Flexibility Service Provider worden hiermee ook een *Incentive Provider*.

Om impliciete competitie in te richten vanuit de netbeheerder, moet de netbeheerder als *Incentive Provider* veel regelen. Bij een dynamische variant kan het ook uitdagend worden voor de klant om goed te reageren op de prikkel, omdat zijn eigen respons ook weer een effect uitlokt. De Incentive Provider moet goed nadenken over de beprijzing. Als die te hoog is, schiet de prikkel zijn doel voorbij, en als de prikkel te laag is, heeft het geen effect.

⁴³ Zie Flora Charbonnier, Thomas Morstyn, Malcolm D. McCulloch, Coordination of resources at the edge of the electricity grid: Systematic review and taxonomy, Applied Energy, Volume 318, 2022: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119188>

⁴⁴ [Home | Easy Smart Grid](#)

	Impliciete competitie met de netbeheerder als incentive provider
Voorwaarden	Het moet duidelijk zijn wat de prikkel is en wat het wel of niet erop reageren voor effect heeft voor de aangeslotene of een groep. Energie- en nettarieven zijn sterk gereguleerd. Ze mogen niet discriminerend zijn en moeten kostenreflectief zijn. Hiermee zijn de mogelijkheden om nettarieven in te zetten als prikkel gericht op lokale coördinatie beperkt.
Informatievoorziening	De netbeheerder moet een systeem inrichten om de prikkel te sturen naar de aangeslotenen. De slimme meter is voor statische evt. tijdsgebaseerde prikkels geschikt. De aangeslotene of een groep hoeft niet te reageren op de prikkel, maar heeft daar waarschijnlijk wel baat bij. Als die baten groot genoeg zijn kan een energiemanagementsysteem worden ingericht om optimaal te reageren.
Rollen <ul style="list-style-type: none"> - <i>Resource Operator</i> - <i>Resource Aggregator</i> - <i>DSO als Incentive Provider</i> 	De Incentive Provider voorziet erin dat de prikkel bij de Resource Operator of evt. op groepsniveau (Resource Aggregator) terecht komt. Hij is ook verantwoordelijk voor de response en moet de hoogte van de prikkel daarop afstemmen. Ook moet hij ervoor zorgen dat het effect in de keten goed geborgd is, bijv. bij leveranciers.
Status	Impliciete competitie bestaat in dynamische vorm alleen bij balancering (onbalansprijs). Er bestaan wel statische prikkels en met tijdsblokgebaseerde nettarieven ontstaat een variant met iets meer granulariteit. De respons zorgt niet voor een verandering in de prikkel. Europese regelgeving laat slechts beperkte ruimte voor (hyper) dynamische nettarieven, omdat nettarieven voldoende transparant en stabiel moeten zijn om voorspelbare prijssignalen te geven aan netgebruikers. Ook uit het oogpunt van consumentenbescherming is het de vraag of dit mogelijk is. Tijdsgebonden nettarieven, capaciteitsgebaseerde tarieven en locatieprijssignalen zijn mogelijk, mits voldaan aan de eisen die volgen uit o.a. art. 18 EMV.

Tabel 5 Voorwaarden, informatievoorziening en rollen bij impliciete competitie.

6.6 Impliciete samenwerking

Bij impliciete prikkels denken we vaak aan prijsprikkels, maar ook binnen deze categorie is het mogelijk dat de prikkels gericht zijn op het stimuleren van samenwerking. We merken in de interviews dat er behoefte is aan dit soort prikkels; verschillende partijen geven aan dat zij *het juiste gedrag* kunnen vertonen, mits de netbeheerder duidelijk maakt hoe het net ervoor staat.

Er zijn diverse ontwikkelingen bij netbeheerders rondom het delen van inzichten over het net. Netstatus- en prognosedata delen met aangeslotenen en/of marktpartijen, die vervolgens hun planning en control daarop aanpassen, bestaat nog niet. Er zijn ook nog veel vragen over onder welke voorwaarde welke data mag en kan gedeeld worden.

Coöperatieve impliciete mechanismes zijn minder bekend dan prijsprikkels. Deze categorie heeft volgens de wetenschappelijke literatuur potentie zeker in situaties waarbij communicatie niet mogelijk is of als fall-back bij uitval van communicatiemiddelen (digitale uitval). Er is al toenemend inzicht in lokale capaciteit, echter dit is vaak zeer geaggregeerd en nog niet uniform en (close to) realtime/ continue beschikbaar.

	Impliciete coöperatie met netbeheerder als incentive provider
Voorwaarden	De netbeheerder moet een bepaald inzicht in de status van het net kunnen verschaffen. Er moet meer duidelijkheid komen over onder welke voorwaarden er meer close to realtime netdata gedeeld kan worden. Ook moet het effect dat de prikkel heeft zowel op het netbeheerdomein als op de markt worden onderzocht.
Informatievoorziening	Vergelijkbaar met impliciete competitie.
Rollen - <i>Resource Operator</i> - <i>Resource Aggregator</i> - <i>Netbeheerder als Incentive Provider</i>	De interacties zijn vergelijkbaar met impliciete competitie, maar er wordt gecommuniceerd in een andere vorm, mogelijk met meer data dan enkel een prijs.
De netbeheerder als partij die data deelt moet verder onderzocht worden.	
Status	Nog veel onduidelijk, verder onderzoek nodig.

6.7 Bilaterale samenwerking

Naast sturing via een gemedieerd model of op basis van impliciete sturing, kan flexibiliteit ook ontsloten worden via *bilaterale modellen*. Er is dan sprake van een 1-op-1 afspraak tussen de netbeheerder en een aangeslotenen. In een volledige theoretisch P2P model maakt de netbeheerder afspraken met verschillende partijen die ook weer met elkaar afspraken maken.

Het maken van bilaterale afspraken kan ook verlopen via een (P2P-) platform. Deze facilitering kan voorkomen in de vorm van een continuous auction, maar kan ook voorzien in uitgebreidere onderhandelingen. Wetenschappelijk onderzoek richt zich vooral op het vanuit speltheorieën (competitief en coöperatief) ontwerpen van onderhandelingsmechanismes⁴⁵.

Op basis van het toepasselijke Europese wettelijk kader concluderen wij dat er beperkingen bestaan aan de mate waarin netbeheerders individuele (1-op-1) afspraken met aangeslotenen kunnen maken, aangezien congestiemanagement in beginsel marktgebaseerd, transparant en non-discriminatoire moet worden ingericht.

Bilaterale coördinatie binnen marktdomein wel mogelijk

Binnen het marktdomein is er wel ruimte voor het inrichten van bilaterale afspraken, dus tussen aangeslotene/marktpartijen. Bij het toestaan daarvan moet de toezichthouder alert blijven op het doorkruisen van basisprincipes uit het wettelijk kader en voorkomen dat er een systeem van prijsafspraken en gesloten systemen ontstaat. Competitie en samenwerking lopen bij bilaterale afspraken meer door elkaar. Toch blijft het ook hier belangrijk om met elkaar af te spreken hoe de insteek van de afstemming bedoeld is.

⁴⁵ Zie Charbonnier et al. (2022)

7 Conclusies en aanbevelingen

7.1 Flexibiliteitscoördinatie is nodig voor een betaalbaar en gedragen energiesysteem

Conclusie: Flexibiliteit kan op verschillende manieren worden ontsloten

Er zijn verschillende manieren waarop flexibiliteit ontsloten kan worden. Ten eerste kan er onderscheid gemaakt worden tussen limiteren en coördineren als manieren om de inzet van flexibiliteit in het energiesysteem te organiseren. Limiteren houdt in dat de netbeheerder vaste grenzen oplegt aan het vermogen dat een apparaat, aansluiting of groep mag gebruiken. Dit kan contractueel worden geregeld of door een technische beperking (bijv. kleinere aansluiting). Met coördineren bedoelen we dat er een mechanisme is ingericht om flexibiliteit aan te sturen op verzoek van een andere partij of na afstemming met een of meer andere partijen.

Conclusie: Limiteren beperkt ontsluiting van flexibiliteit

Hoewel limiteren op korte termijn helpt om fysieke grenzen te bewaken, blijkt uit zowel de theorie als de praktijk dat het elektriciteitssysteem hiermee belangrijke flexibiliteitsmogelijkheden verliest.

Verschillende pilots in de praktijk illustreren dit: een bedrijventerrein dat opereert achter een relatief kleine aansluiting investeert in een behoorlijke hoeveelheid flexibiliteit. Door te kiezen voor de optie technische limitering kan dit gebied maar beperkt bijdragen aan het verhelpen van netcongestie op andere netvlakken of het bieden van handels- en balanceringsdiensten. Met name keuzes voor technische limitering kunnen lastig zijn om aan te passen. Bij een contractuele limiet is er meer ruimte om aan te sluiten bij een veranderde flexvraag in het gebied.

Limiteren per aansluiting wordt door geïnterviewde partijen als te beperkend ervaren. Limiteren op groepsniveau, bijvoorbeeld in de vorm van een GTO, in combinatie met goede inzet van coördinatiemodellen, wordt gezien als kansrijker. Limitering op groepsniveau vormt echter in theorie nog altijd een barrière om flexibiliteitsbronnen in te zetten voor energie- en flexibiliteitshandel en daarmee ook voor een efficiënt energiesysteem.

Aanbeveling: stuur op coördinatie, limiteren alleen als back-up

Op basis van zowel praktijkervaringen als theoretische inzichten concluderen we dat coördinatie (als alternatief voor limitering) essentieel is voor een betaalbaar, efficiënt en breed gedragen energiesysteem. Limitering en directe sturing blijven voorlopig nodig als back-up, maar vormen geen duurzame strategie voor het grootschalig en adaptief inzetten van flexibiliteit. Ze zijn minder effectief dan systemen waarin flexibiliteit dynamisch wordt afgestemd. Ook vanuit de wettelijke kaders volgt dat beperkingen op aansluitniveau uitsluitend als uitzonderlijke maatregel en fallback-optie moeten worden beschouwd.

Aanbeveling: limiteer zoveel mogelijk contractueel en niet technisch

Als het noodzakelijk wordt geacht om beperkingen toe te passen, verdienen contractueel vastgelegde beperkingen in de aansluit- en transportovereenkomst de voorkeur boven permanente technische begrenzingsen, vanwege hun grotere flexibiliteit en aanpasbaarheid in de tijd.

Een energiesysteem dat structureel is ingericht rondom het limiteren van aansluitingen verkleint de beschikbare oplossingsruimte en staat op gespannen voet met het doel om flexibiliteit via coördinatie met de markt/aangeslotenen te ontsluiten. Met limiteren wordt juist daar waar flexibiliteit het meest nodig is, het vermogen van de markt om alternatieven voor netverzwaring te ontwikkelen beperkt.

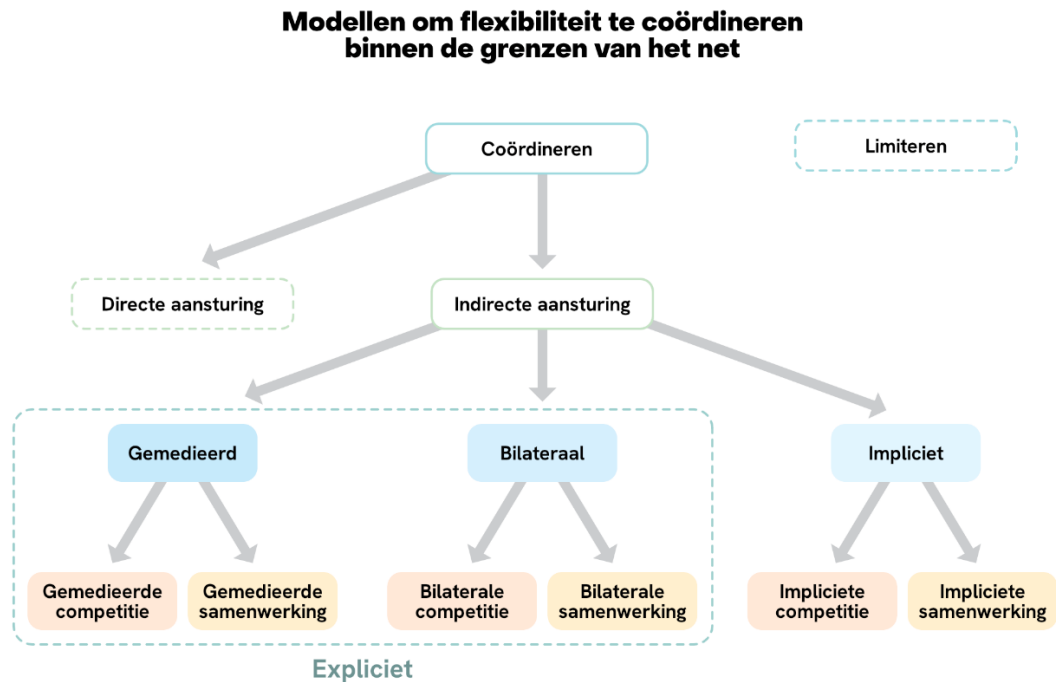
Aanbeveling: Coördinatie begint met investeren in ICT

Ondanks dat er een wettelijk kader bestaat voor onafhankelijke aggregatie, waarmee ook flexibiliteit bij kleinverbruikers kan worden ontsloten, wordt dit in de praktijk nog niet operationeel ondersteund. Er bestaan diverse barrières, voor kleinverbruikers, groepen, maar ook nog voor individuele grootverbruikers, om flexibiliteit op afroep beschikbaar te stellen via een platform zoals GOPACS. Ten eerste wordt er nog beperkt gebruik gemaakt van dit soort platforms. Maar ook een belangrijke voorwaarde zoals operationele ondersteuning van onafhankelijke aggregatie is nog niet geregeld. Ook grotere flexibele assets kunnen momenteel nog niet deelnemen aan biedingen over portfolio's van verschillende leveranciers en balanceringsverantwoordelijken (BRP's) heen.

De benodigde ICT-ondersteuning en de facilitering van data-uitwisseling tussen netbeheerders en relevante marktpartijen zijn op dit moment ook nog onvoldoende ontwikkeld, met name voor kleinverbruikersaansluitingen. Hierdoor is het nog niet mogelijk om flexibiliteit op alle spanningsniveaus daadwerkelijk te ontsluiten via marktmechanismen of via open en transparante samenwerkingsvormen.

7.2 Er bestaan meerdere manieren om flexibiliteit te coördineren

Uit zowel de theorie als de praktijk volgt dat er verschillende manieren bestaan om flexibiliteit te ontsluiten, zie figuur 7 en lees hoofdstuk 4 en 5.



Figuur 7: Theoretische modellen voor coördinatie van flexibiliteit.

Als er wordt gecoördineerd tussen de netbeheerder en de aangeslotenen kan dit door middel van directe sturing, bijvoorbeeld met behulp van een Real Time Interface (RTI). De regie ligt dan direct bij de netbeheerder, of door middel van indirecte sturing. Als er sprake is van indirecte sturing zit er nog ‘iets’ tussen die netbeheerder en de aangesloten, de regie is gedecentraliseerd.

Bij indirect sturen wordt energieflexibiliteit geactiveerd op basis van prikkels, of volgt uit afstemming of onderhandeling met netbeheerder en/of andere aangeslotenen/marktpartijen. De categorie indirecte sturingsmechanismen zijn divers en er bestaan 3 hoofdcategorieën: 1. gemedieerd, 2. bilateraal en 3. impliciet.

Bij de laatste categorie, moet de aangeslotenen reageren op een prikkel, bijvoorbeeld een prijsprikkel en is er alleen communicatie in één richting van de netbeheerder naar de aangeslotenen. De eerste twee categorieën onderscheiden zich van de laatste categorie doordat er bij de eerste twee vormen van sturen sprake is van een tweewegscommunicatie tussen netbeheerder en aangeslotenen; er wordt iets afgestemd. Bijvoorbeeld via een platform (GOPACS) of bilateraal.

In de gemedieerde mechanismen vindt dit via een centrale partij plaats, of platform, (de mediator). In de bilaterale mechanismen treedt de netbeheerder met meerdere aansluitingen één-op-één in gesprek en hebben partijen onderling geen of beperkte inzage in het proces en de uitkomsten van dit proces. Lees voor een uitgebreide toelichting op de verschillende modellen hoofdstuk 4.

Een generiek ‘beste’ coördinatiemechanisme bestaat niet; het gaat om het vinden van een passende mix van instrumenten. Dat gebeurt deels van bovenaf (wetgeving, processen bij netbeheerder) en deels van onderop (marktwerking en samenwerking).

Aanbeveling: ontwikkel continu een mix van modellen die aansluit bij de institutionele context

Van belang is dat de in de praktijk geïmplementeerde coördinatiemodellen goed aansluiten bij de institutionele context waarin betrokken partijen opereren. Deze context omvat regels, bestaande processen, verwachtingen en verantwoordelijkheden binnen het elektriciteitssysteem, evenals binnen aanpalende waardeketens. Deze institutionele kaders beïnvloeden mede welke modellen beter aansluiten bij de praktijk en regelgeving. Modellen die open en toegankelijk zijn, zoals marktgebaseerde modellen als een redispatch via een platform (model: indirecte sturing via gemedieerde competitie), genieten daarbij de voorkeur boven modellen die slechts beperkt toegankelijk zijn en waar niet op basis van een marktmechanisme wordt gecoördineerd.

Aanbeveling: Verkies transparante en open coördinatie boven bilaterale afspraken

Uit de Europese kaders volgt een duidelijke voorkeur voor coördineren boven limiteren en voor transparante en open marktgebaseerde coördinatie boven niet-marktgebaseerde, afspraken zie ook figuur 1 en hoofdstuk 2.

Rangorde van maatregelen volgens de Clean Energy package (2019/943 en 2019/944) en EMD-reform (2024/ 1711 en 2024/1747

Nettariefstructuur	Netuitbreiding	Marktgebaseerde congestiemanagement	Niet-marktgebaseerde congestiemanagement	Flexibele aansluitovereenkomst	Weigering van toegang (aansluiting en of transport)	Splitsen biedzone
Nettarieven ondersteunen algehele systeemefficiëntie en stimuleren DSO tot kostenefficiënte exploitatie, en Flexibeleaansluitovereenkomsten als permanente oplossing (art. 18 en 6bis 2024/1711)	Netuitbreiding	Objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria, marktgebaseerd art. 13 (2019/943) Inkopen vraagrespons Art.32 (2019/944)	netbeheerder verkrijgt flexibiliteit via niet-marktgebaseerde methode Partijen worden financieel vergoed	Flexibeleaansluitovereenkomsten voor gebieden waar de netwerkcapaciteit voor nieuwe aansluitingen beperkt of niet beschikbaar is	Fysieke congestie voorkomen door weigeren van een verzoek om transportcapaciteit, van een nieuwe of uitbreiding van een aansluiting	Biedzone: het grootste geografische gebied waarin marktdeelnemers in staat zijn energie uit te wisselen zonder capaciteitstoeiwijzing

basisprincipes voor toegang en transport (EU/NL)

Figuur 1 rangorde van maatregelen voor efficiënt netgebruik en netontwikkeling

Conclusie: Er wordt nog weinig gewerkt met gemedieerde marktgebaseerde modellen en steeds meer met één-op-één afspraken

In de Nederlandse praktijk zien we echter dat met de introductie van nieuwe congestiemanagementproducten juist dergelijke één-op-één contracten terrein winnen, terwijl meer marktgebaseerde modellen nog niet (laagspanning) en in beperkte mate (MS/HS) worden ingezet. Het is belangrijk te onderkennen dat capaciteitsstuuringscontracten (CSC's), zoals zij momenteel tot stand komen, niet op een open en transparante wijze worden afgesloten. De prijsvorming vindt daardoor slechts in beperkte mate plaats op basis van competitie. Deze bilaterale contracten kunnen mogelijk de ontwikkeling van andere marktmechanismen (gemedieerde modellen) belemmeren. Het gevaar is dat de flexibiliteit in grote mate bilateraal wordt verkocht of vastzit of zelfs vastzit in alternatieve contracten.

Daarnaast worden de uitkomsten van deze contracten niet openbaar gemaakt, volgt uit de interviews, waardoor voor andere marktpartijen vaak onduidelijk blijft welke afspraken in een gebied al zijn gemaakt. Dit belemmert het ontstaan van een integraal en actueel inzicht in de beschikbare en daadwerkelijk ingezette flexibiliteit. Risico is ook dat niet voor de goedkoopste flexibiliteit wordt gekozen.

Aanbeveling: verbeter transparantie rond flexproducten

Transparantie en toegankelijkheid zou daarom een centraal uitgangspunt moeten vormen voor alle flexibiliteitsproducten en -afspraken. Het openbaar maken van informatie over bilaterale afspraken is daarbij inherent complexer dan het bieden van inzicht via gestandaardiseerde instrumenten. Expliciete flexibiliteitsproducten, die werken met uniforme definities en openbare biedstructuren, lenen zich in de basis beter voor het realiseren van transparantie en toegankelijkheid. Denk daarbij bijvoorbeeld aan het publiceren van biedladders, gemiddelde prijzen of andere geaggregeerde marktinformatie. Hierdoor kunnen marktpartijen beter inzicht krijgen in de werking van de flexibiliteitsmarkt en wordt effectieve, niet-discriminerende coördinatie bevorderd.

Aanbeveling: Prioriteer expliciete coördinatie boven dynamische prikkels

Coördinatie kan ook plaatsvinden via impliciete sturing (zie figuur 7). Dit betreft bijvoorbeeld sturing via tarieven. Impliciete prikkels kunnen een krachtig instrument zijn binnen het elektriciteitssysteem, mits zorgvuldig toegepast. Zo kan via een kWh-tarief meer (close to) real-time gestuurd worden op energiegebruik.

Tegelijkertijd ligt bij nettarieven, mede vanwege het wettelijke kader en het belang van toegankelijkheid voor aangeslotenen, maar ook lange termijn systeemefficiëntie (zie ook figuur 1), de nadruk vooral op het bieden van meer langetermijnprikkels.

Naast tariefprikkels kunnen ook relatief eenvoudige maatregelen effect hebben. Denk hierbij aan een vrijblijvend verzoek van de netbeheerder of overheid om tijdens specifieke tijdsvensters het energiegebruik te beperken. Dergelijke oproepen kunnen al leiden tot gedragsverandering.

Meer dynamische nettarieven kunnen eveneens bijdragen aan flexibilisering, binnen de kaders van de tariefregulering. Dit vraagt echter ten eerste om een zorgvuldige inschatting van de te verwachten respons door netbeheerders en energieleveranciers/BRP's. Wanneer de respons van gebruikers onvoldoende betrouwbaar kan worden ingeschat, bestaat het risico dat prikkels niet het beoogde effect hebben. In plaats van extra ruimte op het net te creëren, kunnen zij bijvoorbeeld leiden tot hogere kosten of ongewenste verschuivingen in belasting. Daarom is het van belang impliciete coördinatie alleen in te zetten wanneer de verantwoordelijkheden voor de verwachte respons helder zijn belegd, en het aannemelijk is dat de prikkel daadwerkelijk bijdraagt aan de gewenste uitkomsten.

Impliciete prikkels, zoals tijdsblokgebonden nettarieven, moeten zorgvuldig worden geëvalueerd in samenspraak met betrokken partijen, waaronder leveranciers, aggregatoren, DSO's en de TSO. Deze partijen moeten goed inzicht hebben in de werking en effectiviteit van dergelijke prikkels om hun rol binnen het elektriciteitssysteem adequaat te kunnen vervullen.

Hoewel het belangrijk is om de juiste prikkels in te bouwen voor effectiever netgebruik (zie ook figuur 1, lijken nettarieven, mede door de eisen waaraan zij moeten voldoen, minder geschikt om dynamisch met de markt te coördineren.

Conclusie: Er is behoefte aan samenwerking en gebiedsmanagement

Naast de gangbare coördinatiemodellen, zoals marktgebaseerde selectie via een mediator, bilaterale afspraken of impliciete sturing, geven steeds meer partijen aan dat zij flexibiliteit juist willen ontsluiten via (gemedieerde) samenwerking. In plaats van onderlinge competitie binnen een gebied (via een mediator), zoeken zij naar vormen van overleg en gezamenlijke afstemming om tot een passend flexibelheidsaanbod te komen. Daarbij worden ook rollen geschetst voor partijen die de belangen en behoeften van zowel bestaande als nieuwe aangeslotenen in een gebied bijeenbrengen. Deze partijen positioneren zich feitelijk als een vorm van lokale flexibelheids- of gebiedscoördinator.

Een dergelijke vorm van coördinatie sluit minder direct aan bij de huidige Europese elektriciteitsmarktregels die benadrukken dat flexibiliteit in beginsel via transparante, niet-discriminerende en marktgebaseerde modellen moet worden verworven. Dit betekent echter niet dat coördinatie op basis van samenwerking tussen aangeslotenen onderling en de netbeheerder is uitgesloten. Integendeel: gezien vanuit het uitgangspunt dat de markt toegankelijk moet zijn en dat kleinverbruikers recht hebben op toegang tot energievoorziening (universele dienstverlening) en mogen meedoen (actieve afnemers), is verdeling op basis van competitie niet in alle gevallen wenselijk.

Aanbeveling: Onderzoek het ontsluiten van lokale flexibiliteit door middel van modellen gebaseerd op gemedieerde samenwerking

Voorwaarde is wel dat dergelijke samenwerkingsvormen open en transparant zijn ingericht, geen exclusieve of gesloten structuren creëren en geen afbreuk doen aan gelijke toegang voor marktpartijen. Wanneer samenwerking functioneert binnen een helder kader, met duidelijke spelregels, rolafbakening en waarborgen tegen discriminatie, kan zij in aanvulling op competitieve modellen bijdragen aan effectieve coördinatie tussen de DSO en aangeslotenen.

7.3 Leren coördineren

Conclusie: Rol van de netbeheerder verandert

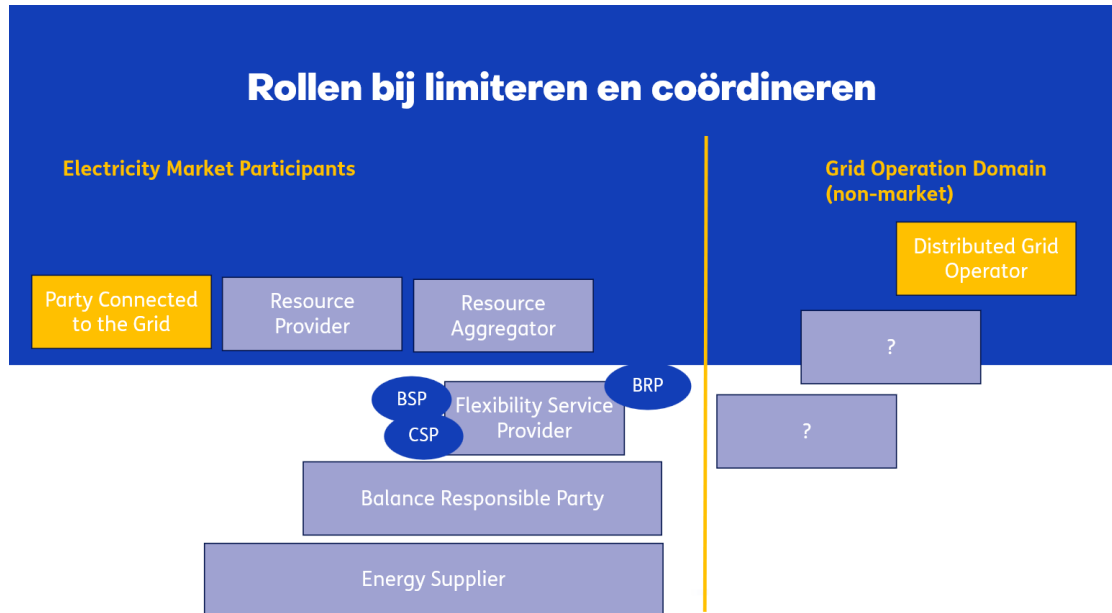
Het sturen op het ontsluiten van flexibiliteit in laagspanningsnetten is nieuw. Dit brengt ook een verandering in de taakomschrijving van distributienetbeheerders (DSO's) met zich mee. De hervorming van de elektriciteitsmarkt (pakket 2024) en de in ontwikkeling zijnde Demand Response Netcode laten zien dat deze veranderende rol van DSO's op Europees niveau wordt onderkend en ondersteund.

Tegelijkertijd blijkt uit bestaande rolmodellen dat DSO's al een breed pakket aan taken vervullen, terwijl de invulling van nieuwe taken rondom flexibiliteit nog niet altijd duidelijk is uitgewerkt. Dit komt ook tot uiting in de huidige rolmodellen, waarin de rol van DSO's minder ver is uitgewerkt dan die van recent ontstane marktrollen. Gegeven de exclusieve bevoegdheden van systeembeheerders kunnen deze taken bovendien niet zonder meer worden overgedragen aan marktpartijen.

De nieuwe taken en verantwoordelijkheden in het organiseren van het ontsluiten van flexibiliteit, met name via gemedieerde modellen, vragen daarom om verdere uitwerking. Daarbij is het ook van belang te onderzoeken hoe DSO's in deze context effectief kunnen samenwerken met marktpartijen.

Aanbeveling: Erken de rol van tussenpartijen in flexibiliteitscoördinatie vanuit de kaders van Europese richtlijnen en standaarden

In alle coördinatiemodellen (zie hoofdstukken 5 en 6) identificeren we rollen tussen de aangeslotene en netbeheerder, zie ook figuur 10.



Figuur 10 Illustratie van verschillende rollen die actief zijn zowel aan de marktkant als bij de netbeheerder

Conclusie: Marktrollen rond ontsluiten (lokale) flexibiliteit al uitgewerkt

Rollen die zich dichterbij de aangeslotene en markt bevinden zijn al grotendeels geharmoniseerd op Europees niveau, zie hoofdstuk 3. Om als netbeheerder beter te coördineren met de markt en aangeslotenen, raden we aan deze rollen explicieter te erkennen en benoemen in beleidsdiscussies in Nederland zodat alle type partijen betrokken worden bij de ontsluiten van flexibiliteit betrokken.

Bestaande rollen (Harmonized Role Model)	Status en relevante partijen in Nederland
Resource Operator	Deze rol is beschreven op Europees niveau maar nog niet volledig gestandaardiseerd in het HEMRM. Er bestaat geen erkenning voor. De rol kan worden ingevuld door leveranciers, aggregators, aangeslotenen, energiegemeenschappen en derde dienstverleners.
Resource Aggregator	Deze rol is in het HEMRM gestandaardiseerd, maar er zijn nog ontwikkelingen rondom de definitie. Er bestaat geen erkenning voor in Nederland. De rol kan worden ingevuld door leveranciers, aggregators, energiegemeenschappen en derde dienstverleners.

Flexibility Service Provider	De rol in het Europese rolmodel HEMRM is gestandaardiseerd en er zijn in Nederland drie typen erkenningen voor: de CSP, BSP en BRP. Het is nuttig ook in het algemeen naar partijen die handelen in flexibiliteit te kijken, ze hebben deels eenzelfde behoefte in informatie- en communicatievoorziening. ⁴⁶
------------------------------	--

Tabel 6 Europees al gestandaardiseerde rollen rondom lokale flexibiliteit die explicieter aandacht verdienen in Nederland.

Conclusie: Rol van de netbeheerder in ontsluiten van lokale flexibiliteit niet erkend en beperkt uitgewerkt

Rollen die taken van de netbeheerder overnemen zijn nog niet erkend en nog in beperkte mate uitgewerkt in Europese wet- en regelgeving of standaarden. We raden aan deze rollen die nu in de Nederlandse praktijk relevant worden in te brengen in Europese discussies rondom wet- en regelgeving en standaarden. Daarbij is ook verder onderzoek nodig naar hoe het mandateren van taken van de netbeheerder in te passen zijn in de Europese interne energiemarkt.

Potentieel nieuwe rollen	Relevante bedrijven in Nederland
Partij die een mandaat krijgt van de netbeheerder om de netveiligheid in een gebied te bewaken.	Nieuwe dienstverleners die geen energiemarktdeelnemer zijn. Vooruitgeschoven post van de DSO.
Partij die onderzoekt of en hoe lokale flexibiliteit in een bepaald gebied tijdelijk of structureel kan worden ingezet.	Gebiedsmanagers bij gemeentes, provincies, netbeheerders of commerciële bedrijven die worden ingehuurd voor deze taak.
Netbeheerder die optreedt in een model van gemedieerde samenwerking	Netbeheerder of marktpartij die mandaat krijgt van de netbeheerder. Dit kunnen ook weer aanbieders zijn van groeps-EMSen. Ze bieden in dit geval het product aan de netbeheerder aan in plaats van aan de markt.

Tabel 7 Potentiële nieuwe rollen geïdentificeerd in dit rapport.

Aanbeveling: sluit aan bij de ontwikkeling en uitwerking van deze rollen op EU-niveau

Daarbij raden we aan bij te dragen aan Europese standaardisatie en reguleringsdiscussies rondom deze rollen. Het is namelijk belangrijk om de praktijkervaring en de behoefte naar nieuwe rollen die er ontstaat als gevolg van de beperkte netcapaciteit in Nederland goed te borgen in de ontwikkeling van Europese wetgeving en standaarden, en zo te zorgen voor een ontwikkeling van de Europese markt die aansluit bij de behoefte van Nederlandse burgers en bedrijven.

Aanbeveling: Onderzoek het formaliseren van de erkenning van Resource Provider en Resource Aggregators

Het erkennen van de Resource Provider en Resource Aggregator zorgt al voor meer duidelijkheid in beleidsdiscussies. Daarnaast kan het ook nuttig zijn deze rol verder te formaliseren. Bijvoorbeeld door een register bij te houden van partijen die deze rol uitvoeren of zelfs te kiezen voor een pre-kwalificatieproces om in zo'n register te kunnen worden opgenomen.

⁴⁶ Congestiebeheersdienstverlener, balanceringsdienstverlener (systeemcode elektriciteit)

Er is vooralsnog niet voor gekozen om deze rollen verder te formaliseren in de Europese Demand Response Netcode. Als er goede redenen zijn in Nederland om deze rollen verder te formaliseren is dat ook belangrijk om in Europa daarvoor steun te krijgen.

Aanbeveling: Onderzoek de voorwaarden voor mandatering van netgrens- en netveiligheidsverantwoordelijkheid

We zien in de markt nieuwe partijen ontstaan die de verantwoordelijkheid voor netgrensbewaking op zich kunnen en willen nemen. Hoewel deze partijen onderling nog sterk verschillen zowel in techniek (IT/OT of alleen IT-oplossing) in de manier waarop zij coördineren (directe sturing of coördinatievorm), vertegenwoordigen zij een potentieel waardevolle toevoeging aan het energiesysteem en vormen zij interessante nieuwe spelers om zich in Nederland verder te laten ontwikkelen.

In dit rapport hebben we gekeken naar de mogelijkheden om taken van de netbeheerder te combineren met bestaande marktrollen, zoals balansverantwoordelijke, energieleverancier of congestie-serviceprovider. Taken van netbeheerders dienen helder gescheiden te zijn van de markt. Verdere uitwerking van deze rollen aan de netbeheerkant is nodig om een beeld te krijgen van hoe operationeel gebiedsmanagement vorm kan worden gegeven als aanvulling op het model waarin de netbeheerder puur optreedt als partij die vraagt om flexibiliteit.

Conclusie: Er is behoefte aan een partij die zich richt op gebiedsmanagement

Naast een mandatering van technische taken van de DSO identificeerden we ook in de interviews dat er behoefte is aan een partij die (deels) de taak van de netbeheerder op zich neemt in gebiedsontwikkeling. Netplanning valt buiten scope van dit project, maar uit de gesprekken bleek dat hier ook nog veel vragen over zijn.

Aanbeveling: Houd rekening met veranderende flexbehoefte in een gebied

Daarbij geven we mee dat gebieden geen vaststaand gegeven zijn. De flexbehoefte in een gebied verandert in tijd, bijvoorbeeld door autonome groei, en staan bovendien in wisselwerking met omliggende gebieden. Vanuit dat perspectief is het verstandig om terughoudend te zijn met het ijken van kostbare investeringen of grote beleidskeuzes op vaste gebiedsindelingen. Op langere termijn kan dat namelijk tot nieuwe complexiteit of knelpunten en inefficiëntie leiden. Een schaalbaar model gaat uit van netcomponenten en maakt abstracties waar dat niet anders kan (er is geen data of stuurmogelijkheid) of doelmatig is.

7.4 Ondersteun ontsluiten lokale flexibiliteit

Uit de interviews (hoofdstuk 4) komt naar voren dat de discussie over netcongestie en flexibiliteit momenteel vaak wordt gevoerd in termen van de vraag of sprake is van een structureel probleem en een structurele behoefte aan flexibiliteit, veelal in samenhang met het al dan niet bestaan van een 'koperen plaat'⁴⁷. Deze benadering leidt echter af van de kern van de opgave.

Het wettelijk kader gaat nadrukkelijk niet uit van een koperen plaat: netinvesteringen dienen doelmatig te zijn en alternatieven voor fysieke netverzwaring moeten worden meegewogen. Flexibiliteit wordt daarbij expliciet erkend als mogelijk alternatief. Tegelijkertijd constateren wij

⁴⁷ Koperen plaat: is een metafoor voor een elektriciteitsnet zonder transportbeperkingen, waarbij het netwerk wordt voorgesteld als onbeperkt verbinding tussen alle producenten en verbruikers. In deze benadering kan alle gevraagde en aangeboden elektriciteit op elk moment en elke locatie volledig worden getransporteerd, zonder fysieke en operationele beperkingen.

dat de randvoorwaarden om flexibiliteit daadwerkelijk via marktmechanismen te organiseren, ontsluiten en benutten, op dit moment nog onvoldoende zijn uitgewerkt en operationeel toegepast. Hierdoor is het in de praktijk lastig om de bijdrage, betrouwbaarheid en kostenefficiëntie van flexibiliteit goed te beoordelen en volwaardig mee te nemen in afwegingen.

Daarmee is niet zozeer sprake van een te vroege discussie, maar van een discussie die langs de verkeerde lijn wordt gevoerd. De centrale vraag zou niet moeten zijn of flexibiliteit al dan niet structureel nodig is, maar hoe de markt en aangeslotenen zodanig in positie kunnen worden gebracht dat zij flexibiliteit daadwerkelijk kunnen aanbieden. Het is vervolgens aan de aangeslotenen zelf om te bepalen of, en onder welke voorwaarden, het inzetten van flexibiliteit voor hen kostenefficiënt en aantrekkelijk is.

De gesprekken met marktpartijen en aangeslotenen laten zien dat er een grote bereidheid en een aanzienlijk oplossend vermogen aanwezig is. In veel gevallen blijken oplossingen mogelijk met bestaande assets, zonder dat dit noodzakelijkerwijs tot hoge kosten leidt. Dit benadrukt het belang van een benadering waarin niet vooraf theoretisch wordt vastgesteld of flexibiliteit structureel nodig is, maar waarin ruimte wordt gecreëerd voor de praktijk om dit te laten zien.

Wij bevelen daarom aan om de focus te verleggen naar het creëren van heldere, transparante en toegankelijke randvoorwaarden die het voor aangeslotenen en marktpartijen mogelijk maken om flexibel vermogen aan te bieden, o.a. in de vorm van een gemedieerd model.

Dit omvat onder meer duidelijkheid over rollen en verantwoordelijkheden, transparante marktprocessen, voorspelbaarheid in toepassing en adequate prikkels. Wanneer deze randvoorwaarden op orde zijn, kan in de praktijk blijken of en in welke mate flexibiliteit een structurele bijdrage levert aan het oplossen van netkelpunten. Op die manier ontstaat een lerende praktijk waarin investeringskeuzes en systeemontwikkeling gebaseerd worden op daadwerkelijk gerealiseerde mogelijkheden, in plaats van op veronderstellingen vooraf.

Aanbeveling: Streef naar gelijke toegang voor alle flexibiliteitsbronnen

De coördinatie rondom flexibiliteit met de markt is op dit moment gering en vindt voornamelijk plaats op hoogspanningsniveau en in beperkte mate op middenspanningsniveau. Op laagspanningsniveau is hier nog nauwelijks sprake van. Tegelijkertijd bestaat de neiging om nu al bepaalde vormen van flexibiliteit, met name afkomstig van grotere assets, te verkiezen boven andere potentiële flexbronnen. In de praktijk constateren wij echter dat deze bronnen, met name achter de meter, nog nauwelijks of geheel niet zijn ontsloten.

Of deze vormen van flexibiliteit een effectief en kostenefficiënt alternatief kunnen vormen voor netverzwaring, zal in de praktijk moeten blijken. Om die afweging te kunnen maken, is het echter noodzakelijk dat deze bronnen daadwerkelijk toegang krijgen tot de relevante markten. Daarbij is het van belang dat nieuwe en bestaande flexbronnen op een gelijkwaardige en niet-discriminerende wijze kunnen participeren. Een voorkeur voor bilaterale afspraken die niet op open en transparante wijze tot stand komen, kan leiden tot marktverstoring en het uitsluiten van mogelijk goedkopere en innovatieve vormen van flexibiliteit die momenteel nog onvoldoende worden herkend of erkend.

Het is dus noodzakelijk de markt toegankelijk te maken voor nieuwe, ook kleinschalige, bronnen van flexibiliteit en te zorgen voor open en transparante coördinatie tussen netbeheerders en marktpartijen. Onder deze randvoorwaarden kan de markt haar rol

vervullen en ontstaat ruimte voor de ontwikkeling van kostenefficiënte alternatieven voor netverzwaring. In dat licht wordt de vraag of flexibiliteit structureel is minder bepalend.

ICT, Strategy & Policy

Anna van Buerenplein 1
2595 DA Den Haag
tno.vector.nl

TNOvector