

STUREN OP HET GEBRUIK VAN LOKALE ENERGIENETTEN

STUDIE IN OPDRACHT VAN HET MINISTERIE VAN ECONOMISCHE ZAKEN, LANDBOUW EN INNOVATIE

Rudi Hakvoort en Annelies Huygen

Zwolle, 5 oktober 2012

Opgesteld door:

D-Cision B.V.
Postbus 44
8000 AA Zwolle

TNO
Brassersplein 2
2612 CT Delft

Opdrachtgever:

Erik ten Elshof, Ministerie van Economische Zaken, Landbouw & Innovatie

Samenstelling begeleidingsgroep:

Jeroen van Berghenegouwen, Ministerie van Economische Zaken, Landbouw & Innovatie

Jan van Beuning, Ministerie van Economische Zaken, Landbouw & Innovatie

Marcel Eijgelaar, Essent

Joris Knigge, Enexis

Elozona Ochu, Nederlandse Mededingingsautoriteit

Olivier Ongkiehong, AgentschapNL

Geert Verbong, Technische Universiteit Eindhoven

De rol van de begeleidingsgroep is geweest om te bevorderen dat de verschillende ontwikkelingen en visies voldoende in het rapport tot uiting zouden komen. *D-Cision* en TNO zijn echter verantwoordelijk voor de uiteindelijke inhoud van het rapport.

INHOUD

MANAGEMENT SAMENVATTING	5
1 Inleiding	9
2 Lokale energiesystemen en intelligente netten	11
2.1 Intelligente netten	11
2.2 Op weg naar een nieuwe energie-infrastructuur	14
2.3 De transitie naar lokale energiesystemen	15
2.4 <i>Drivers</i> voor lokale en intelligente energiesystemen	18
2.5 Gehanteerde systeemmodel.....	21
3 Veranderende rollen in het lokale energiesysteem	27
3.1 Naar een nieuwe rolverdeling.....	27
3.2 De energiegebruiker	31
3.3 Systeemfuncties	37
3.4 Handelsfuncties.....	47
3.5 Dienstenfuncties.....	52
3.6 De overheid en het energiesysteem	56
3.7 Nieuwe rollen en nieuwe randvoorwaarden	57
4 Alternatieve denkmodellen voor lokale netten	59
4.1 Uitgangspunten van de denkmodellen.....	59
4.2 Inrichting van de denkmodellen	60
4.3 Het dienstenmodel	67
4.4 Het coördinatiemodel	72
4.5 Invulling van de functies in het energiesysteem.....	77
4.6 Reflectie op de denkmodellen	79
5 Specifieke vraagstukken rondom de lokale voorziening	81
5.1 Het coördinatievraagstuk	82
5.2 <i>Split-incentive</i> problematiek.....	88
5.3 Relatie met nettarifiering	94
5.4 Activering van de kleinverbruikers.....	100
5.5 Dynamische prijzen en tarieven	106
6 Ruimte voor lokale energiesystemen	117
6.1 Inleiding.....	117
6.2 Waar liggen de uitdagingen?	118

6.3	Experimenteren met lokale transporten	121
6.4	Experimenteren met lokale energiesystemen.....	127
7	Conclusies en aanbevelingen	133

MANAGEMENT SAMENVATTING

Dit rapport gaat over de lokale energievoorziening. Energiegebruikers willen steeds meer bij het energiesysteem betrokken zijn en deze ook helpen verduurzamen. Veel huishoudens en bedrijven nemen het initiatief om – zelf of in een samenwerkingsverband – elektriciteit, (bio)gas of warmte te produceren en te gebruiken. Daarbij willen zij soms productie en afname ook op elkaar afstemmen. Dit kan een bijdrage leveren aan het realiseren van de hoofddoelen van het energiebeleid: betrouwbaar, betaalbaar en schoon.

Een efficiënte ontwikkeling van de energievoorziening

De toekomstige energievoorziening bestaat uit een combinatie van een centraal, grootschalig systeem met lokale voorzieningen. Hoe centraal en lokaal zich tot elkaar (in omvang) verhouden, weten we nog niet. Dat wordt bepaald door de innovaties die plaatsvinden en de wijze waarop marktpartijen hiermee omgaan.

Het is wenselijk dat de energievoorziening zich op efficiënte wijze ontwikkelt. Dit is het geval als de totale kosten, gegeven de duurzaamheid en betrouwbaarheid, zo laag mogelijk zijn. Marktpartijen dragen aan een efficiënte ontwikkeling bij als zij de juiste prikkels krijgen. Om dat te bereiken moet aan een aantal voorwaarden worden voldaan. Zo moeten de kosten van de voorziening worden betaald door degenen die deze veroorzaken en moeten de baten toevloeien aan degenen die daarvoor de kosten maakten. In de energievoorziening is dit soms lastig te realiseren omdat onderdelen van de voorziening het karakter van een collectief goed hebben. Een andere voorwaarde voor efficiëntie is een vrije toetreding tot de markt voor iedereen. Dit biedt ruimte aan innovatie, die vaak door nieuwe partijen wordt ingebracht. Daarom is ook een gelijk speelveld belangrijk. Nieuwe partijen, zoals partijen in een lokale voorziening, moeten onder dezelfde voorwaarden op een markt kunnen werken als gevestigde partijen.

Het kader waarbinnen lokale energiesystemen tot ontwikkeling komen, en de relatie met de beleidsdoelen en maatschappelijke wensen wordt in hoofdstuk 2 geschetst. Daarbij wordt ingegaan op de voordelen van intelligente netten en het belang van participatie van gebruikers. Specifiek gaat het over hun mogelijkheden om flexibiliteit te verschaffen en de voordelen daarvan voor het systeem.

Veranderende rollen

Voor marktpartijen zal de ontwikkeling van de lokale voorziening grote veranderingen met zich meebrengen. Afnemers gaan produceren en worden daarmee ook leverancier. Ze kunnen nieuwe producten aan marktpartijen of beheerders van transportfaciliteiten aanbieden. Gedreven door ICT kunnen ook allerlei nieuwe diensten op de markt komen, bijvoorbeeld om lokaal vraag en aanbod in de tijd op elkaar af te stemmen of om flexibiliteit te leveren.

Hoofdstuk 3 rafelt de energievoorziening uiteen in verschillende functies. De huidige rolverdeling kan ingrijpend veranderen in de lokale voorziening. Bestaande partijen kunnen nieuwe functies op zich nemen, zoals kleinverbruikers die gaan produceren. Functies die traditioneel geïntegreerd waren en door één partij werden uitgevoerd, kunnen nu worden afgesplitst en door andere of nieuwe partijen worden uitgeoefend. Dat geldt bijvoorbeeld voor de functie van ‘aggregator’ voor kleinverbruikers. Tot nu toe werd deze functie door de leverancier

uitgeoefend, maar in de toekomst kunnen ook nieuwe partijen dit als afzonderlijke dienst aanbieden. Installateurs kunnen de financiering en exploitatie van installaties op zich nemen en zo aan consumenten ‘comfort’ in plaats van alleen apparatuur leveren. Een nieuwe functie (op lokale schaal) is het commerciële meten en beïnvloeden van het gebruik om vraagsturing mogelijk te maken.

Het ontstaan van nieuwe rollen en de nieuwe invulling van bestaande functies kan zich op efficiënte wijze ontwikkelen als voldaan wordt aan de hierboven genoemde economische randvoorwaarden voor een efficiënte ontwikkeling van markten: een gelijk speelveld voor alle partijen, het ontbreken van toetredingsbelemmeringen en het toedelen van de kosten en baten van de voorziening aan degenen die deze veroorzaken. Dit laatste geldt met name voor het transport van elektriciteit, een functie waarvan de meeste marktpartijen afhankelijk zijn.

Denkmodellen

De lokale voorziening kan op allerlei wijzen georganiseerd worden, al naar gelang de behoeften van de deelnemende partijen, hun kenmerken en de aanwezige bronnen. Er is niet één beste organisatievorm. Hoofdstuk 4 schetst twee (extreme) denkmodellen voor een lokale voorziening. Door de consequenties op de korte en lange termijn te analyseren en naast het Nederlandse model te leggen, wordt duidelijker hoe het energiesysteem verder kan verduurzamen en op welke vlakken nadere wet- en regelgeving mogelijk zijn.

- Het *dienstenmodel* is gebaseerd op de Angelsaksische literatuur, waar een grote nadruk ligt op de ontwikkeling van *Energy Service Companies* (ESCOs). Deze ESCOs vormen een nieuwe groep dienstenleveranciers, waarin veel functies voor de gebruiker samenkomen.
- In het *coördinatiemodel* wordt de scheiding tussen net, productie en gebruik op micro-niveau opgeheven en vindt lokale planning en coördinatie plaats. Het uitgangspunt is dat de deelnemende partijen de voorziening gezamenlijk exploiteren en dat zij allemaal meedoen.

De modellen zijn voorbeelden van hoe een lokale voorziening eruit zou kunnen zien. Aanzetten tot deze modellen zijn in de praktijk te vinden. De wet- en regelgeving zouden zoveel mogelijk ruimte moeten scheppen voor partijen om deze (en andere) modellen ook daadwerkelijk uit te proberen. Bindende regels van Europees recht, zoals een vrije toegang tot het net en een vrije leverancierskeuze, dienen daarbij uiteraard gehandhaafd te blijven. In de praktijk kan dan blijken welke modellen levensvatbaar zijn en welke niet.

Bijzondere vraagstukken

De lokale voorziening krijgt meer ruimte als de regelgeving meer daarop wordt toegesneden. De huidige wet- en regelgeving vormen een complex bouwwerk, waarbij verschillende onderdelen nauw met elkaar samenhangen. Het kan lastig zijn om het ene onderdeel te veranderen zonder daarbij een ander essentieel onderdeel aan te tasten, waardoor de voorziening als geheel uit balans raakt. Hoofdstuk 5 bespreekt een aantal specifieke vraagstukken die bij veranderingen van belang zijn.

Allereerst komt het *coördinatievraagstuk* aan de orde. Dit gaat over de beschikbaarheid van flexibele capaciteit in de lokale voorziening, bijvoorbeeld door vraagsturing. Flexibiliteit kan worden aangeboden aan leveranciers, zodat productie en consumptie efficiënt op elkaar worden aangepast, maar ook aan de netbeheerder voor het reduceren van de transportpiek. Deze flexi-

biliteit hebben netbeheerders nodig als zij netinvesteringen willen uitstellen of inefficiënte uitbreiding van het net willen voorkomen. Besparingen in de netten zijn echter alleen mogelijk als netbeheerders bij een tekort aan transportcapaciteit ook altijd voldoende flexibiliteit vanuit de markt kunnen oproepen. Doordat flexibiliteit ook aan leveranciers (en andere partijen) verkocht kan worden, is onderlinge afstemming hierover nodig.

Ook wordt ingegaan op de *split-incentive problematiek*. Deze doet zich voor als andere partijen de voordelen verkrijgen dan degenen die in de duurzame, lokale voorziening hebben geïnvesteerd. Een voorbeeld daarvan is wanneer huishoudelijke afnemers een energiemanagementsysteem aanschaffen, maar de baten van de daarmee gegenereerde flexibiliteit bij andere partijen terechtkomen. Of wanneer afnemers op grote schaal van zonnepanelen profiteren, maar de netbeheerder hiervoor extra investeringen in de netten moet doen. In zulke gevallen is het de vraag of de investeringen efficiënt tot stand komen. Via samenwerking (onderlinge compensatie) of via regulering kan dit gecorrigeerd worden.

Een volgend punt van aandacht zijn de *tariefstructuren voor het transport van elektriciteit*. Lokale voorzieningen hebben dezelfde kansen als grote partijen wanneer de kosten van het transport zoveel mogelijk worden toegedeeld aan degenen die deze veroorzaken. In dat geval zijn er ook prikkels voor een efficiënt gebruik van het net. Het ontwerpen van tarieven is echter een complexe exercitie, waarbij allerlei (economische en beleidsmatige) keuzes moeten worden gemaakt.

Ten slotte gaat hoofdstuk 5 in op de *bereidheid van gebruikers om flexibiliteit te leveren* aan het systeem. De criteria waaraan het systeem moet voldoen om kleinverbruikers (huishoudens) te prikkelen om flexibiliteit te leveren en de verschillende manieren waarop consumenten flexibiliteit beschikbaar kunnen stellen, worden besproken. Specifiek wordt ingegaan op het gebruik van *dynamische prijzen en tarieven*.

De ontwikkeling van de lokale voorziening en intelligente netten

Het uitgangspunt van dit rapport is dat het energiesysteem zich efficiënt ontwikkelt als de lokale voorziening zich (als innovatie) onder dezelfde voorwaarden kan ontwikkelen als de traditionele voorziening. Dit past bij een economisch beleid dat technologieneutraal is en waarbij de overheid alleen via generieke maatregelen (zoals belastingen en subsidies) bijstuurt.

Op dit moment reflecteert het systeem van wet- en regelgeving de traditionele situatie in de energievoorziening, waarbij gebruikers aan het distributienet passief zijn en (via het net) door grote producenten worden beleverd. In dit rapport is onderzocht op welke wijze sturing kan plaatsvinden om de lokale voorziening dezelfde kansen te geven als de centrale voorziening.

Andere invulling van het transport

Volgens de literatuur kan intelligentie bijdragen aan een verlaging van de investering in de netten. Deze voordelen kunnen echter niet gerealiseerd worden bij de huidige transportplicht. Als alternatief zouden netbeheerders de transporten afhankelijk kunnen maken van de specifieke situatie op het net (en het effect op de kosten daarvan). Hierbij kan dan ook van flexibiliteit gebruik worden gemaakt. Concreet vraagt dit om experimenten met locatieprikkels en met dynamische nettarieven.

Ook experimenten met een meer actieve rol van de netbeheerder, waarbij interactie plaatsvindt tussen de netbeheerder en de gebruikers, kunnen inzicht verschaffen in de mogelijkheden om vraag en aanbod beter te sturen. Ten slotte zou geëxperimenteerd kunnen worden met andere technische voorwaarden voor transport.

Vrijheid van inrichting van het lokale initiatief

Lokale voorzieningen kunnen op verschillende wijzen worden ingericht, al naar gelang de soorten partijen, hun behoeften en de beschikbare energiebronnen. Ook hier kan met experimenten ervaring opgedaan worden, bijvoorbeeld met een ongereguleerde *local loop*. Dit biedt partijen ruimte om hun eigen energiesysteem te ontwikkelen. Daarin kunnen zij onderling afspraken maken over de verdeling van de kosten. Als er op de microschaal behoefte zou blijken aan opheffing van de ontvlechting van netbeheer en productie/levering, zou hieraan (op microschaal) ruimte gegeven kunnen worden.

Flexibele inrichting van de finale functie

In een lokale voorziening heeft de gebruiker soms ook de functie van producent. De wetgeving gaat er evenwel vanuit dat levering een aparte functie is. Dit biedt weinig ruimte voor smelting met de functie van eindgebruiker en belemmert een aantal inrichtingen van de lokale voorziening. Zo kan een collectief zichzelf niet beleveren, want daarvoor is een leveranciersvergunning nodig. Regelgeving verhindert daarnaast soms de implementatie van nieuwe dienstenfuncties, bijvoorbeeld als een leverancier ook apparatuur wil installeren en hiertoe een langdurig contract met zijn klant wil afsluiten. Wellicht kunnen de eisen van de leveranciersvergunning worden verlicht of kan een ontheffingsmogelijkheid voor kleine producenten of leveranciers worden gecreëerd.

Ditzelfde geldt voor de mogelijkheden voor kleinverbruikers om (vanaf een andere aansluiting) rechtstreeks elektriciteit aan zichzelf te leveren, zonder tussenkomst van een leverancier. Als kleinverbruikers in staat worden gesteld om meer dan één leverancier te hebben, kunnen zij bijvoorbeeld energie betrekken van de eigen coöperatie of een eigen windmolen elders en daarnaast een (tweede) contract met een suppletieleverancier sluiten.

Vooraf van belang is dat kleinverbruikers meer geprikkeld worden om flexibiliteit beschikbaar te stellen. Alleen dan zullen afnemers hun energiegebruik en -productie willen optimaliseren en komt flexibiliteit voor het systeem beschikbaar op basis van vraagrespon. Dit kan op haar beurt de ontwikkeling van nieuwe diensten bevorderen, zoals rond aggregatie. Hierdoor kunnen kleinverbruikers gezamenlijk flexibiliteit op de onbalansmarkt of de APX bieden. In experimenten kan de effectiviteit van verschillende beloningssystemen voor flexibiliteit worden onderzocht, zowel op de markt voor elektriciteit als op de markt voor transport.

Ten slotte kan meer ruimte worden gecreëerd voor de vorming van (diensten)leveranciers die niet langer *commodities* leveren maar *comfort*. Zulke dienstverleners kunnen bijvoorbeeld de investeringen in besparingsmaatregelen en installaties zoals zonnepanelen overnemen en desgewenst ook het energietransport voor de afnemers regelen. Dit biedt kansen om een grotere energiebesparing te realiseren, financiële voordelen voor de energiegebruiker te realiseren en om meer flexibiliteit (in de vorm van vraagrespon) voor het systeem beschikbaar te krijgen.

1 Inleiding

Dit rapport biedt een verkennende studie omtrent de beleidsontwikkeling en gewenste regulering rondom lokale energiesystemen en slimme netten. De hoofdvraag hierbij is:

Welke sturingsmogelijkheden zijn er nu en op termijn (2015-2020) wenselijk om de ontwikkeling van regionale en lokale energienetten te faciliteren, en wel zodanig dat de maatschappelijke baten van zogenaamde intelligente netten kunnen worden gerealiseerd?

Op dit moment is er in Nederland een groot aantal lokale initiatieven, waarbij burgers, bedrijven en/of lokale overheden zijn betrokken. De omvang en de mate van samenwerking van deze initiatieven varieert. Deelnemers aan deze initiatieven oefenen druk uit om de regulering aan te passen om de lokale voorziening aantrekkelijker te maken. Deze studie heeft de lokale energiesystemen als onderwerp. Via beleidsmaatregelen en wet- en regelgeving kunnen hiervoor kaders worden gesteld op de middellange termijn, bijvoorbeeld twee tot tien jaar. Dat is met name belangrijk in de energiesector, omdat investeringen voor langere tijd worden gedaan.

Een 'beleidsoriëntatie' op de nieuwe werkelijkheid van lokale energiesystemen en de rol van intelligente netten is daarom wenselijk. Immers, de 'paradigma's' in de energievoorziening zijn onderhevig aan verandering:

- Grootschalige (vaak op fossiele brandstoffen gebaseerde) elektriciteitsproductie wordt deels vervangen door kleinschalige, disperse elektriciteitsproductie.
- De dominante elektriciteitsstromen door het net worden steeds minder van hoogspanning naar laagspanning. Veel nieuwe productie voedt in in distributienetten.
- Elektriciteit, gas en warmte zijn niet langer onderscheiden energiebronnen met elk hun eigen 'toepassingsgebied'. In toenemende mate wisselen energiedragers met elkaar uit en wordt er lokaal geoptimaliseerd.
- Institutionele rollen vervagen: Huishoudens en (kleinere) bedrijven zijn niet langer alleen 'consument' van energie, maar kunnen ook elektriciteit gaan leveren.
- De huidige regulering richt zich vooral op de transporten van de hoogspanningnetten naar lagere spanningsniveaus. Van belang is dat de regulering ook ruimte biedt voor lokaal geproduceerde energie. Kernwoorden van nieuwe regulering zijn lokale productie, energie-uitwisseling binnen de wijk, vraagrespons, flexibiliteit en benutting van disperse opslagsystemen voor elektriciteit.

In dit rapport worden de effecten van deze ontwikkelingen in kaart gebracht, met als doel om de kaders te schetsen waarin de nieuwe werkelijkheid zal gaan functioneren. Die zal naar verwachting bestaan uit een balans tussen centrale en decentrale energieproductie. De rol van energieafnemers is daarbij meer verweven met het systeem dan tot op heden. Dit vraagt een nieuwe balans tussen sturing van de overheid en ruimte voor lokale initiatieven. En het vraagt om nieuwe technologie, met name in de vorm van nieuwsoortige intelligentie in het energiesysteem. De passieve energiegebruiker verdwijnt en maakt plaats voor de actieve, producerende, interactieve energiegebruiker. Zulke proactieve energiegebruikers vormen de bouwstenen van het energiesysteem van de 21^e eeuw.

2 Lokale energiesystemen en intelligente netten

Doel van het hoofdstuk

Dit hoofdstuk schetst het kader waarin lokale energiesystemen tot ontwikkeling komen. Hierbij wordt de relatie met de beleidsdoelen en maatschappelijke wensen in kaart gebracht. Lokale energiesystemen kunnen alleen functioneren bij de gratie van ICT, zodat een sleutelrol is weggelegd voor 'intelligente netten'.

Voordelen van intelligente netten

Intelligente netten maken de verduurzaming van het energiesysteem mogelijk. Verduurzaming volgt niet alleen uit de Europese ambities (de 20-20-20 doelstellingen), maar komt ook overeen met de maatschappelijke wens voor een lagere milieubelasting en participatie aan (duurzame) energieproductie.

Intelligente netten maken het voor gebruikers mogelijk om aan een duurzame energievoorziening tegen redelijke prijzen en met behoud van comfort bij te dragen. Lokale opslag en vraagrespons bij gebruikers komen voor het systeem beschikbaar, waarbij energiebedrijven en andere partijen innovatieve energiediensten leveren. Dit creëert meer flexibiliteit in het energiesysteem, zodat duurzame productiemiddelen beter in het energiesysteem kunnen worden ingepast. Daarnaast kan het energiesysteem efficiënter worden benut en de voorzieningszekerheid worden verhoogd.

Meer participatie van gebruikers

Het uitgangspunt bij lokale energiesystemen is dat intelligente netten gebruikers in staat stellen om, direct of via tussenpersonen, actief op de energiemarkten te participeren. Hierdoor kunnen zij een aanbieder van flexibiliteit worden. Dit heeft allerlei voordelen. Pieken in de vraag kunnen worden afgevlakt, zodat minder reservecentrales nodig zijn (en waardoor de totale kosten van de voorziening dalen). Het intermitterende aanbod van elektriciteit uit duurzame bronnen kan beter worden ingepast, omdat de vraag zich meer richt naar het aanbod. Ten slotte kan congestie op of overbelasting van het net worden voorkomen door de vraag te beïnvloeden. Hierdoor kan worden bespaard op de kosten van uitbreiding van het net.

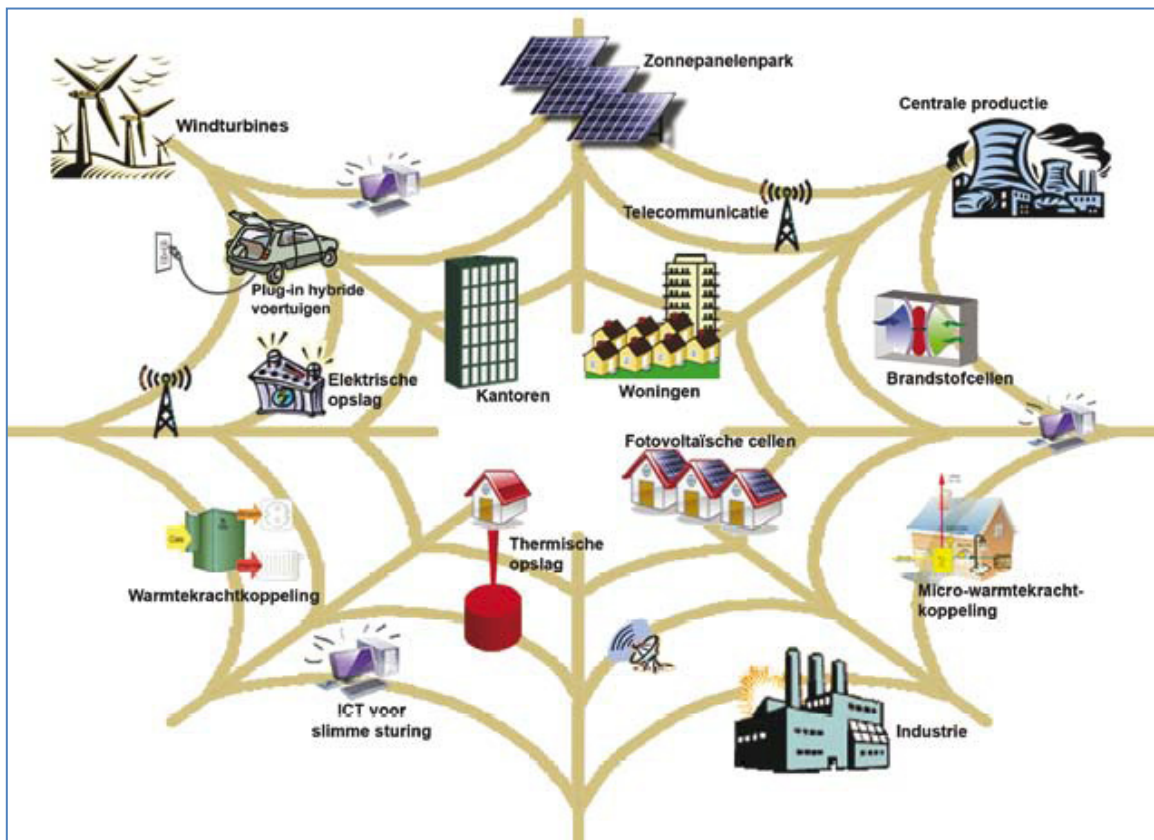
2.1 Intelligente netten

Intelligente netten – ook wel 'smart grids' genoemd – vormen de basis voor lokale energiesystemen¹. Intelligente netten zijn ook essentieel om de energietransitie gestalte te geven. Ze vormen het instrument voor producenten en consumenten aan het distributienet om actief deel te nemen aan de energiemarkt. Ze zijn noodzakelijk om elektriciteit uit duurzame, variabele bronnen in te passen, ze maken nieuwe diensten voor afnemers mogelijk en ze maken het mogelijk om aan de toekomstige transportvraag naar elektriciteit te voldoen.

Kenmerkend voor intelligente netten is verder dat ze een ondersteuning vormen voor de verschuiving van elektriciteitsproductie naar lagere spanningsniveaus (in de wijk en in

¹ Onder 'lokale energiesystemen' worden energiesystemen verstaan op een relatief kleine schaal. Indicatief betreft dit het niveau van een stadswijk of een middelgroot dorp. Kenmerkend hierbij is dat de afnemers lokaal samenwerken om hun energievoorziening te ontwikkelen en te beheren. Zo'n lokaal energiesysteem wordt in dit rapport in de breedste zin opgevat. Het omvat niet alleen productie, transport en verbruik, maar ook de bijbehorende juridische arrangementen, de marktregels en prijsmechanismen die de interactie tussen de partijen bepalen en afspraken over de benutting van de systemen en het net (waaronder ook congestiemanagement kan vallen). Zie hiervoor verder §2.3.

huishoudens), het grotere aandeel duurzame elektriciteitsproductie hierin, opslagmogelijkheden voor elektriciteit alsmede meer interactie tussen productie en vraag ('vraagrespons'), dit alles vanwege de toepassing van ICT (zie Figuur 1).



Figuur 1. Illustratie van de diversiteit in een smart grid.²

Consumenten en ondernemingen kunnen met intelligente netten beter bijdragen aan een duurzame energievoorziening, tegen redelijke prijzen en met behoud van (of: verhoging van) comfort. Gemeenten kunnen duurzamer en leefbaarder wijken en bedrijfsterreinen bevorderen en stimuleren dat burgers meer betrokken en energiebewuste zijn. Voor de overheid bieden intelligente netten duurzame en betaalbare netten met behoud van een betrouwbare energievoorziening. Voor energieleveranciers bieden intelligente netten de mogelijkheid om afnemers bij de energielevering te betrekken en zich te ontwikkelen tot 'energy service providers' voor die afnemers. Met intelligente netten kan het bedrijfsleven nieuwe markten aanboren, waarbij Nederlandse bedrijven de *lead* kunnen nemen. Voor netbeheerders vormen intelligente netten het instrument bij uitstek om de energietransitie te accommoderen en de uitdagingen van het stijgende belang van elektriciteit beantwoorden. Tenslotte maken intelligente netten het voor de maatschappij als geheel mogelijk om het energiesysteem te optimaliseren en tegen de laagste mogelijke kosten en met de hoogst mogelijke flexibiliteit in de energiebehoefte van de samenleving te voorzien.

Intelligente energiesystemen ('smart energy systems') bieden evenzo meerwaarde (zie ook Figuur 2): Ze dragen bij aan de inpassing van elektriciteitsproductie op allerlei plaatsen in het net. Door de mogelijkheden voor sturing en onderlinge afstemming wordt in principe optimalisering van de energiebenutting over de hele energieketen (elektriciteit, gas en warmte)

² Afbeelding afkomstig van internet, maar de oorspronkelijke bron kon niet worden achterhaald.

mogelijk. Intelligente energiesystemen maken ook de energiegebruiker ‘intelligent’, omdat financiële besparingen gerealiseerd kunnen worden door pieken in de vermogensbehoefte af te vlakken. Daarnaast bieden ze mogelijkheden voor nieuwe, energiegerelateerde diensten. En tenslotte wordt het energiesysteem door de toepassing van intelligente netten ‘dynamischer’ en bevorderen ze de voorzieningszekerheid.



Figuur 2. Waarde van smart energy systems, geclusterd rond zes aspecten.

In 2009 is door de Taskforce Intelligente Netten het discussiedocument ‘Op weg naar Intelligente Netten in Nederland’ uitgebracht. In dit discussiedocument is beschreven welke rol intelligente netten voor Nederland kunnen spelen. Daarbij is door de Taskforce voor zichzelf de volgende rol voorzien:³

Het werkveld rondom de intelligente netten is te zien als een ecosysteem waarin verschillende organismen van elkaar afhankelijk zijn. In een dergelijke omgeving zijn de onderlinge interacties essentieel. Deze leiden tot de ontwikkeling van een gedeelde visie, kennisontwikkeling en kennisuitwisseling. Dit ecosysteem zal – in een internationale context – verder moeten worden ontwikkeld en onderhouden. De Taskforce draagt hieraan graag naar vermogen bij.

In vervolg hierop is het IPIN-programma gestart waarin een aantal proeftuinen voor intelligente netten zijn ingericht. Deze proeftuinen zijn zodanig vormgegeven dat hiermee ‘leerdoelen’ kunnen worden gerealiseerd.⁴

³ Taskforce Intelligente Netten, *Op weg naar intelligente netten in Nederland*, juli 2010, p.13.

⁴ Zie AgentschapNL, *Proeftuinen Intelligente Netten 2011-2015*, december 2011, <http://www.agentschapnl.nl/sites/default/files/bijlagen/Proeftuinen%20intelligente%20netten%20december%202011.pdf>.

2.2 Op weg naar een nieuwe energie-infrastructuur

In de *Toekomstvisie Smart Grids 2025* van Netbeheer Nederland is een aantal nieuwe eisen aan de energie-infrastructuur geformuleerd die afgeleid zijn uit een aantal technologische trends:⁵

- *Groei van kleinschalige decentrale opwekking van elektriciteit en biogas:* In 2025 bedraagt de kleinschalige decentrale productie tussen de 15 en 20 % van de totale productiecapaciteit van elektriciteit.
- *Toename van warmtepompen in woningen:* In 2025 heeft circa 80 % van de nieuwbouwhuizen een warmtepomp.
- *Elektrificatie van vervoer:* In 2025 rijden er circa 1 miljoen elektrische auto's in Nederland.
- *Groei en verandering van de energievraag efficiënt faciliteren:* In 2025 is de vraag naar elektriciteit tussen de 32 en 45 % toegenomen, de vraag naar gas zal met name door betere isolatie van huizen zijn afgenomen.

In hoeverre deze ontwikkelingen zich daadwerkelijk zullen voltrekken is onduidelijk. Maar als deze ontwikkelingen zich inderdaad doorzetten, zal de energievoorziening in 2025 op fundamentele punten verschillen van de huidige. Niet alleen de bedrijfsvoering van het elektriciteitsnet zal ingrijpend veranderen, maar ook de inrichting van de energiesystemen bij producenten en energiegebruikers. Daarom bestaat er een noodzaak tot vergaande samenwerking om de energietransitie succesvol vorm te geven.

Intelligente netten verbinden producenten, consumenten en netbeheerders. Hierdoor ontstaat een systeem op verschillende schaalgroottes:⁶

1. Op het laagste niveau kan gedacht worden aan de interactie van het energiesysteem (en energiegebruik) van *huishoudens en bedrijven* met elkaar en met het net. Intelligente netten stellen afnemers bijvoorbeeld in staat om hun energiegebruik te *finetunen* zodat de energie-efficiëntie toeneemt. Verder komen er nieuwe dienstverleners met nieuwe diensten die bijdragen aan een verhoging van het comfort, zo mogelijk tegen lagere kosten. Zo zijn prijsgerelateerde energiediensten mogelijk (verschuiving van belasting om de dure piek te omzeilen, energielevering gerelateerd aan actuele productie-informatie over duurzame bronnen, etc.) alsmede comfortverhogende energiediensten (in- en uitschakeling van ruimteverwarming op basis van behoefte in plaats van op vaste kloktijden).
2. Op een hoger schaalniveau kan gedacht worden aan de rol van intelligente netten in de *wijk*. Door onderlinge energie-uitwisseling tussen woningen en bedrijven in combinatie met decentrale productie (warmte/krachtinstallaties op wijkniveau), warmte/koudeopslag en biogasinstallaties worden wijken in toenemende mate zelfvoorzienend. Het net verbindt producenten met afnemers, die overigens ook zelf produceren ('prosumenten'). Lokale tekorten of overschotten worden met de 'buitenwereld' verhandeld, dat wil zeggen met naburige wijken of met de bredere Nederlandse elektriciteitsmarkt.

⁵ Netbeheer Nederland, *ToekomstVisie Smart Grids 2025*, juli 2009, p.10.

⁶ Met betrekking tot intelligentie kan een onderscheid worden gemaakt tussen intelligentie die gerelateerd is aan de interne bedrijfsvoering van een systeem (bijvoorbeeld van het distributienet) en intelligentie die communicatie tussen de gebruikers van het net onderling en met de systeembeheerder mogelijk maakt. Dit rapport richt zich vooral op deze tweede soort van intelligentie. De eerste vorm vindt in de praktijk steeds bredere toepassing, bijvoorbeeld in toenemende distributieautomatisering. In beginsel betreft dit echter de toenemende rol van ICT ten behoeve van de bedrijfsvoering. Dit onderscheidt zich niet principieel van ontwikkelingen in andere sectoren waar ICT eveneens een instrument vormt om de efficiëntie van de bedrijfsvoering te bevorderen.

3. Op het hoogste niveau spelen intelligente netten ook een rol in het management van de (gewijzigde) transportstromen in de hoogspanningsnetten. Deze zijn onder meer het gevolg van de grootschalige toepassing van elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energie, zoals (bijvoorbeeld) *offshore* windparken op de Noordzee en grootschalige zonnethermische elektriciteitsproductie in Noord-Afrika. De hoogspanningsnetten zijn reeds lang ‘smart’. Nieuw is echter dat er nu ook gecommuniceerd kan worden met producenten en consumenten aan het distributienet.

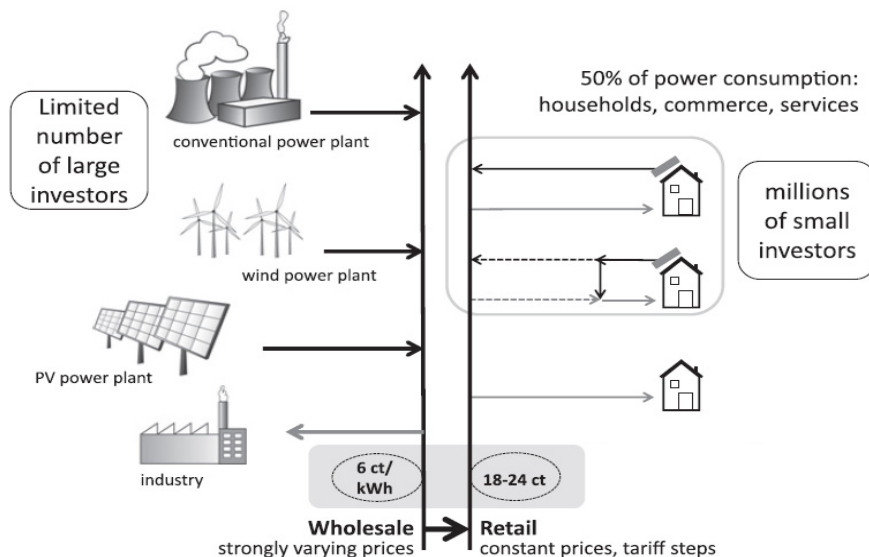
In dit rapport ligt de nadruk op de eerste twee schaalniveaus: de interactie van huishoudens en bedrijven met het energiesysteem en de nieuwe dynamiek op het niveau van wijken en bedrijfsterrinen. Overigens zal het komende decennium naar verwachting een toenemende integratie van de elektriciteitsvoorziening met de warmte- en gaslevering plaatsvinden. Ook die wordt mogelijk gemaakt door de intelligentie in de voorziening. Juist de toenemende elektrificatie van vervoer (hybride en elektrische auto's) en verwarming (vooral warmtepompen op basis van lucht en geothermie) vormen belangrijke (verwachte) trends bij de energietransitie.

2.3 De transitie naar lokale energiesystemen

Het energiesysteem omvat de infrastructuur voor elektriciteit, aardgas en warmte. Voor elk van deze energiedragers zijn er technische ontwikkelingen die een transitie naar een meer kleinschalige inrichting suggereren.

2.3.1 Naar een lokaal elektriciteitssysteem

Het huidige energiesysteem wordt gekenmerkt vooral grootschalige elektriciteitsproductie, dat via de transport- en distributienetten naar de gebruikers wordt gebracht. Hierbij bestaat een relatief scherp onderscheid tussen de grootverbruikersmarkt, waar *bulkelektriciteit* wordt verhandeld tegen prijzen die elk uur van de dag variëren, en de kleinverbruikersmarkt, met vlakke tarieven (zie Figuur 3).



Figuur 3. Huidige interactie tussen de grootverbruikersmarkt en de kleinverbruikersmarkt.⁷

⁷ Bron: R. Schleicher-Tappeser, *How Renewables will Change Electricity Markets in the Next Five Years*, Energy Policy, *in press*.

Een belangrijke technische ontwikkeling is de trend naar lokale, kleinschalige elektriciteitsproductie:

- Op grote schaal is het laatste decennium geïnvesteerd in decentrale elektriciteitsproductie via warmte/krachtinstallaties (vooral bij tuinders) en windvermogen (in kleine windparken en bij agrariërs). Hierbij gaat het om productie door afnemers, meestal invoedend op het middenspanningsnet.
- Vanwege de snel dalende kosten van fotovoltaïsche zonne-energie ('zon-PV') wordt verwacht dat deze systemen (bij huishoudens en kantoren) de komende jaren een sterke vlucht zullen nemen.⁸ Invoeding hiervan vindt voor een deel op de laagspanningsnetten plaats.
- Als de vervanging van de huidige generatie cv-ketels door elektriciteitsproducerende HRe-ketels doorzet, komt veel in- en afschakelbare disperse elektriciteitsproductie beschikbaar bij huishoudens en andere kleine afnemers.⁹

In combinatie met het toenemende aantal elektrische auto's (waarvan het laden in principe op afstand gestuurd kan worden en die eventueel ook als opslagmiddel kunnen worden gebruikt), het sturen van elektrische warmtepompen en een toenemende vraagresponso bij huishoudens door toepassing van ICT verandert de rol van gebruikers in die van een 'prosumert' die dynamisch met het energiesysteem interacteert.¹⁰

2.3.2 Naar een lokaal gassysteem

Ook het gassysteem maakt een ontwikkeling naar lokale productie door. Hoewel het overgrote deel van het aardgas uit productievelden (in Nederland en daarbuiten) afkomstig zal blijven, is het aantal vergistingsinstallaties (met name co- en allesvergisters) in Nederland het afgelopen decennium aanzienlijk toegenomen.¹¹ Deze produceren (ruw) biogas en staan meestal bij agrariërs.

Slechts een klein deel van dit biogas wordt tot groen gas (aardgaskwaliteit)¹² opgewaardeerd. In 2011 betrof dit slechts circa 1 % van de hernieuwbare energie in Nederland, maar dit aandeel

⁸ Wereldwijd is er ultimo 2011 circa 70 GW opgesteld vermogen aan zon-PV, waarvan circa 50 GW in Europa. Verwacht wordt dat het marktaandeel van zon-PV de komende jaren snel verder toeneemt. Zie voor de verwachte kostenontwikkeling van fotovoltaïsche zonne-energie: International Renewable Energy Agency, *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series: Solar Photovoltaics*, June 2012, http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-SOLAR_PV.pdf.

⁹ Deze ontwikkeling wordt al langere tijd verwacht, maar op dit moment is (nog steeds) onzeker of HRe-ketels inderdaad een grote vlucht zullen maken.

¹⁰ Lokale elektriciteitsnetten komen overeen met de 'microgrids' in de zogenoemde LENS-scenario's van Ofgem: "Microgrids, in which customers are at the centre of activity in electricity networks. The self-sufficiency concept has developed very strongly in power and energy supplies. Electricity consumers take much more responsibility for managing their own energy supplies and demands. As a consequence, microgrid system operators (MSOs) emerge to provide the system management capability to enable customers to achieve this with the new Technologies." Zie G. Ault, D. Frame, N. Hughes en N. Strachan, *Electricity Network Scenarios for Great Britain in 2050*, Final Report for Ofgem's LENS Project, Ref.no. 157a/08, 2008. Zie ook: T.J. Foxon, G.P. Hammond en P.J. Pearson, *Transition pathways for a low carbon energy system in the UK: Assessing the compatibility of large-scale and small-scale options*, paper for 7th BIEE Academic Conference, Oxford, 2008.

¹¹ In 2011 werd het geproduceerde biogas vooral voor de productie van elektriciteit (3,8 PJ) en warmte (4 PJ, excl. ruw gas productie) ingezet. In totaal bedroeg dit 9 % van het bruto eindverbruik van hernieuwbare energie. Zie AgentschapNL, *Statusdocument bio-energie 2011*, <http://www.agentschapnl.nl/sites/default/files/bijlagen/Printversie%20Statusdocument%20bio-energie%20mei%202012.pdf>.

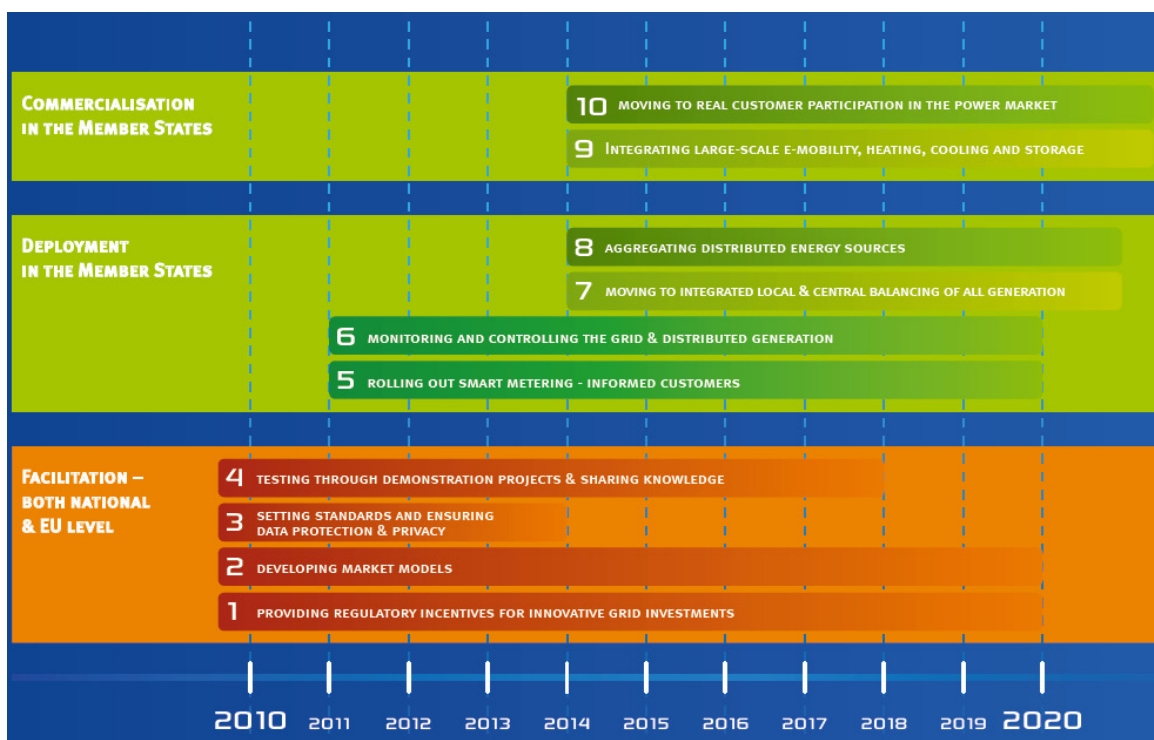
¹² Groen gas wordt gemaakt door het opwaarderen van ruw biogas tot aardgaskwaliteit, waarna het in het bestaande aardgasnet wordt ingevoerd en daarmee aardgas vervangt. Het in te voeden gas dient

kan naar verwachting de komende jaren aanzienlijk toenemen (als hiervoor tenminste voldoende biomassastromen beschikbaar zijn).¹³

2.3.3 Naar een lokaal warmtesysteem

Het warmtesysteem is – vanwege de beperkte transportafstand – nu al regionaal georganiseerd. Afgezien van de eigen voorziening (bij industrie en bij huishoudens met een eigen ketel) leveren warmtenetten op verschillende locaties stadsverwarming. Hierbij wordt steeds meer gebruik gemaakt van de benutting van industriële restwarmte.

Qua lokale voorzieningen kunnen afnemers – behalve de gangbare warmteproductie op basis van verbranding van (vooral) aardgas en hout – ook gebruik maken van zonnecollectoren en warmtepompen. Bij deze laatste is een warmtebron nodig, waarvoor bijvoorbeeld aardwarmte kan worden gebruikt. In combinatie met geothermische opslag is ook seizoenbuffering mogelijk (voor warmte/koudelevering).



Figuur 4. Eurelectric's tienstapenplan voor de ontwikkeling en uitrol van intelligente energiesystemen (bron: Eurelectric). De werkelijkheid loopt inmiddels al iets achter bij de indertijd ingeschatte tijdlijn.

2.3.4 Rol van intelligente netten

Dat intelligente netten een rol spelen bij het ondersteunen van de energietransitie staat vast, maar welke rol dit precies zal zijn, is nog onduidelijk. Er vindt veel onderzoek plaats naar de stappen die gezet moeten worden, de waarde die intelligentie aan het energiesysteem kan toevoegen, het tempo waarin de ontwikkeling kan plaatsvinden en de mogelijke eindsituatie(s).

dan dezelfde eigenschappen te hebben als aardgas (maar de definitieve kwaliteitseisen van groen gas zijn nog niet vastgelegd). Om aangesloten te worden op de regionale netten moeten aanbieders voldoen aan artikel 12b van de Gaswet, de 'Aansluit- en transportvoorwaarden Gas - RNB'.

¹³ Tweederde van de in 2011 toegekende SDE+-subsidies betrof groengasprojecten, met name allesvergisters. De sector heeft diverse *Green Deals* met de minister gesloten om de groengasproductie te stimuleren en is voornemens om de productie in 2014 te vertienvoudigen.

Zie voor de voortschrijdende ontwikkeling en uitrol van intelligente netten bijvoorbeeld de fasering zoals die door Eurelectric is voorgesteld¹⁴ en die in Figuur 4 is weergegeven. De eerste fasen vormen de faciliterende stappen op weg naar meer systeemintelligentie, terwijl fasen 9 en 10 grootschalige implementatie en uitrol van innovatieve technologieën en diensten voorziet.

Deze fasering van de geleidelijke ontwikkeling en uitrol van intelligente energiesystemen biedt een handvat om de veelheid van onderzoeksvragen te structureren en aan elkaar te relateren. Aan elk van de voorziene fasen kunnen namelijk (generieke) onderzoeksgebieden worden gekoppeld, onderscheiden naar technische, economische en institutionele aspecten (zie Tabel 1). De verschillende cellen in de matrix vormen evenzoveel clusters waar nader onderzoek en ontwikkeling nodig zijn.

Tabel 1. Generieke onderzoeksgebieden gerelateerd aan de tien stappen van Eurelectric's tienstappenplan (bron: D-Cision).

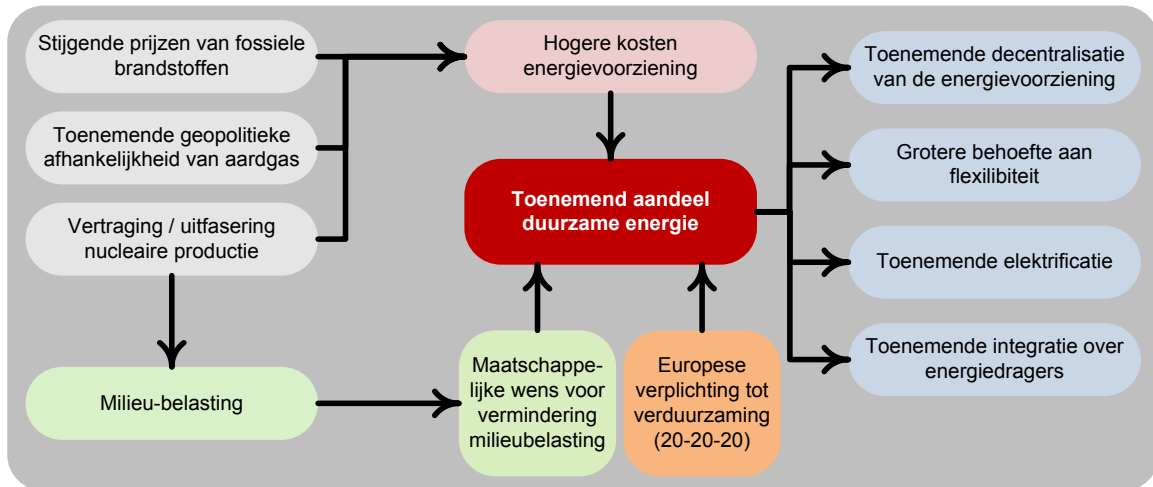
		Technisch	Economisch	Institutioneel
1	Regulatorische incentives	Identificatie van innovaties en mogelijke systeemintegratie	Bekostiging, subsidies, fiscale aspecten	Regulatorische beperkingen & mogelijkheden
2	Ontwikkeling van marktmodellen	Procedures en protocollen (levering, teruglevering, saldering, PV en onbalans, data-aggregatie)	Prijzen/tarieven bij teruglevering en balancering	Nieuwe rollen: netbeheerder, systeembeheerder, energiebedrijven en serviceproviders
3	Standaardisatie, databeveiliging en privacy	Open standaarden voor communicatie, dataprotocollen en beveiliging	Kosten/prijs van uitwisseling van meetdata	Regelen van toegang tot data
4	Testen, demonstratie-projecten en kennisdeling	Signaleren en oplossen van implementatie-problemen	In kaart brengen van kosten en baten van diverse partijen	Samenwerkingsmodellen tussen diverse partijen en noodzaak voor nieuwe rollen
5	Uitrol slimme meter	Metten van energieverbruik; interactie met gebruiker en integratie met huishoudelijke apparaten	Voorzien van actuele prijsinformatie aan consumenten	Protocollen voor toegang tot meetdata door marktpartijen
6	Netwerk monitoring en automatisering	Sensoren en actuatoren in het net en stations; integratie van data met bedrijfsvoering	Kosten en baten van netwerkautomatisering	Interactie tussen netwerktoestand en gedrag van marktpartijen
7	Plaatselijke balancering van alle productie	Monitoring van plaatselijke (on)balans en regelen van productie-eenheden	Waardering van plaatselijke (on)balans en vertaling naar prikkels voor marktpartijen	Rollen en verantwoordelijkheden van marktpartijen m.b.t. lokale balans; communicatie met systeembeheerder
8	Aggregatie van gedistribueerde bronnen	Aansturing en operatie van disperse productie en verbruik als virtuele entiteiten	Financiële verrekening van inzet van gedistribueerde bronnen	Procedures voor aggregatie en rol in de markt; verdeling van verantwoordelijkheden
9	Integratie van elektrisch vervoer, verwarming, koeling en opslag	Benutting van disperse (productie en) belasting voor ancillary services en flexibiliteit	Kosten en baten van benutting van disperse bronnen en verrekening van kosten en opbrengsten	Procedures voor sturing van disperse bronnen en opslag; verdeling van verantwoordelijkheden
10	Actieve participatie van afnemers in de markt	Schakelmogelijkheden bij consumenten en home automation voor automatische demand response	Financiële prikkels voor consumenten en beïnvloeding van energieverbruik	Interactie van consumenten met diverse markten en marktpartijen (marktmodellen)

2.4 Drivers voor lokale en intelligente energiesystemen

Het aandeel van duurzame energie in het energiesysteem neemt toe. Dit wordt niet alleen gestimuleerd door de stijgende prijzen van fossiele brandstoffen, de toenemende doorberekening van de kosten die met CO₂-emissies gepaard gaan (op Europese schaal beprijsd via het EU ETS, het *Emissions Trading System*) en de geplande uitfasering van kernenergie in verschillende landen, maar ook door een maatschappelijke wens voor verduurzaming. Ook

¹⁴ Eurelectric, *10 Steps to Smart Grids Electric DSOs Ten-Year Roadmap for Smart Grid Development in the EU*, <http://www.eurelectric.org/10StepsToSmartGrids/>.

afgesproken beleidsdoelstellingen, zoals de 20-20-20 doelen van de Europese Commissie, vragen een groter aandeel duurzame energie.



Figuur 5. Drivers voor een toenemend aandeel duurzame energie en consequenties hiervan voor het energiesysteem.

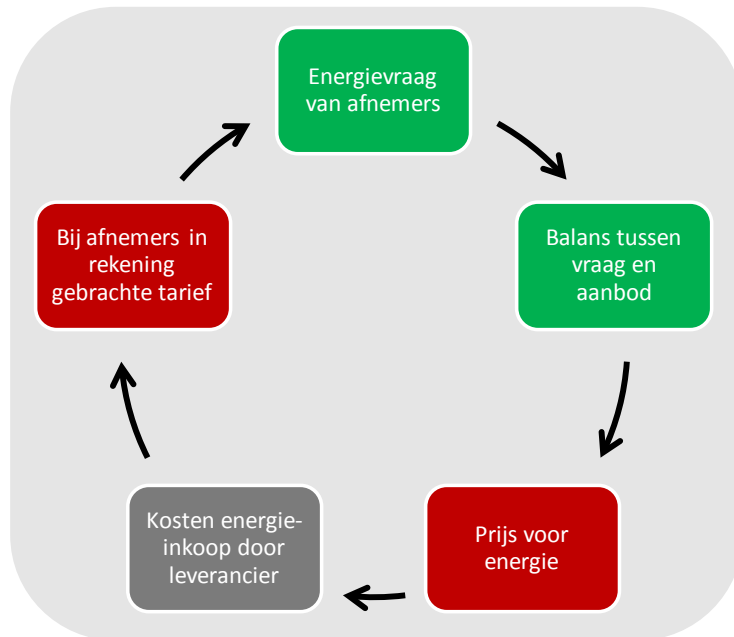
Deze ontwikkeling heeft (tenminste) vier consequenties (zie Figuur 5):

1. Vanwege de beschikbaarheid van decentrale energieopties wordt elektriciteit steeds meer decentraal geproduceerd. *Drivers* zijn niet alleen de wensen van afnemers¹⁵, maar ook de gestelde beleidsdoelen van sommige gemeenten om energieneutraal en/of duurzaam te bouwen. Het energiesysteem moet zijn ingericht om deze lokale elektriciteitsproductie te assimileren en faciliteren.
2. Als gevolg van het toenemende aandeel duurzame energie, dat voor een aanzienlijk deel uit intermitterende bronnen afkomstig is, ontstaat de behoefte aan meer flexibiliteit in het systeem. Plotselinge wijzigingen in de *output* van productie-eenheden moeten immers door het systeem kunnen worden opgevangen. Behalve het beschikbare regelvermogen van grote centrales wordt verwacht dat hiervoor ook steeds meer vraagrespons kan worden benut.¹⁶
3. Als gevolg van het grotere aandeel warmtepompen voor warmtelevering (die cv-ketels op aardgas verdringen) en de verwachte marktpenetratie van elektrische auto's (ter verdringing van benzine- en dieselauto's) neemt elektriciteit een steeds (naar verwachting) op termijn belangrijker plaats in het energiesysteem in. Dit kan gevolgen hebben voor de belasting van het elektriciteitsnet.
4. Ten slotte worden (via verschillende conversiesystemen) energiedragers meer onderling uitgewisseld en de energiesystemen onderling meer verweven. Dit blijkt bijvoorbeeld bij de ontwikkeling van nieuwe woonwijken, waar in de praktijk een mix van energietechnologieën wordt benut. De ontwikkeling en bedrijfsvoering van de afzonderlijke energiesystemen wordt hierdoor complexer.

¹⁵ De wens tot 'zelfvoorzienendheid' is hiervan de meest extreme vorm. Zulke afnemers wensen alle benutte energie zelf (en duurzaam) te produceren. Toch blijft de netkoppeling in de praktijk nodig, omdat in veel gevallen het net als buffer wordt gebruikt. Energieneutraliteit betreft vaak een gemiddelde op jaarbasis, en niet een voortdurende balans tussen geproduceerde en gebruikte energie. Zolang energieopslag (van zowel gas als elektriciteit) duur is, blijft het autarkische ideaal vooral een dure droom.

¹⁶ Het terugregelen van de vraag heeft hetzelfde herstellende effect op de energiebalans als het opregelen van productievermogen. Vraagreductie van op afstand geschakelde apparaten kan verder eenzelfde snelle respons leveren als een draaiende gasturbine.

Omdat de vraag naar energie en het aanbod hiervan (per energiedrager) in de tijd variëren, zullen de kosten van het voorzien hierin eveneens in de tijd fluctueren. Dit uit zich in de volatiliteit van de marktprijzen voor elektriciteit en gas¹⁷: lagere prijzen bij een groot aanbod en/of een lage vraag, hoge prijzen bij een hoge vraag in relatie tot het aanbod. Deze prijschommelingen worden echter nog maar beperkt doorvertaald naar huishoudelijke en kleinzakelijke eindverbruikers.¹⁸ Verwacht mag worden dat een meer directe en actuele terugkoppeling van de *realtime* energiekosten naar afnemers wel tot een veranderende vraag en aanbod leidt. Het gedrag van vragers en aanbieders zal zich dan immers aanpassen aan de omstandigheden, wat vervolgens ook weer invloed zal hebben op de prijzen (zie Figuur 6).



Figuur 6. *Feedback loop* van het energiegebruik van afnemers bij directe terugkoppeling van de actuele energieprijzen via de tarieven.

Als gevolg van de toename van elektriciteit uit duurzame bronnen (zoals windenergie en zon-PV) kunnen de prijzen gedurende uren van forse duurzame productie (extreem) laag worden.¹⁹ Als de vraag in reactie daarop toeneemt, zullen de prijzen weer kunnen stijgen (bijvoorbeeld door toenemend gebruik van airco tijdens warme perioden met veel zoninstraling). De prijspatronen kunnen daarom (als de energieprijzen sneller aan de gebruikers worden teruggekoppeld) in de

¹⁷ Zowel elektriciteit als warmte worden op de ‘markt’ verhandeld en hebben tijdsafhankelijke (maar zo lang er geen congestie is: geen plaatsafhankelijke) prijzen. Voor warmte gelden vaak regionale prijzen (gedifferentieerd per warmtenet) die gebaseerd zijn op de integrale systeemkosten en over alle gebruikers worden omgeslagen. In de regel zijn deze prijzen niet tijdsafhankelijk.

¹⁸ De prijsvariaties worden via ‘profielen’ bij gebruikers in rekening gebracht. De gebruikers betalen conform standaardafnameprofielen voor elektriciteit en gas, zodat afnemers geen direct effect merken van bijvoorbeeld een vraagreductie gedurende de piek. Alleen als alle afnemers gezamenlijk tot zo’n piekreductie komen, dalen de kosten voor alle gebruikers en wordt dit (in theorie) in de energierekening verrekend. Dit wordt echter (op zijn vroegst) pas in de energierekening van het jaar erop merkbaar.

¹⁹ Op de Duitse elektriciteitsbeurs (de *European Energy Exchange*, kortweg EEX) worden geregeld zeer lage elektriciteitsprijzen genoteerd op momenten dat veel zonnestroom en windenergie op het net worden ingevoerd.

toekomst veranderen ten opzichte van de huidige situatie.²⁰ Vraag- en aanbodsturing kan verder ook ingezet worden om overcapaciteit op het net te voorkomen.²¹

Het uitgangspunt bij lokale energiesystemen is dat gebruikers (door toepassing van ICT en direct of via tussenpersonen) actief op de energiemarkt participeren. Hierdoor kunnen zij een aanbieder van flexibiliteit worden.²² Dit heeft verschillende voordelen. Pieken in de vraag kunnen afgevlakt worden, zodat minder reservecentrales nodig zijn (waardoor de totale kosten van de voorziening dalen). Het intermitterende aanbod van elektriciteit uit duurzame bronnen kan beter worden ingepast, omdat de vraag zich meer richt naar het aanbod. Tenslotte kan congestie op of overbelasting van het net worden voorkomen door de vraag te beïnvloeden. Hierdoor kan worden bespaard op kosten van netuitbreiding.

Op dit moment lijkt de noodzaak om vraag- en aanbodsturing toe te passen (nog) niet heel groot. Maar deze behoefte kan toenemen als de volgende toepassingen een vlucht nemen:²³

- Een toenemende elektrificatie van verwarming en vervoer.
- Een toename van (lokale) productie, die op het distributienet invoedt.
- Een toename van intermitterende (met name: duurzame) en inflexibele (met name: starre basislast) productie.
- Een verschuiving van de elektriciteitsvraag van consumenten, die tot stijging van de piekvraag leidt.

Bovenstaande drivers voor de ontwikkeling van het energiesysteem zijn niet autonoom. Ze zijn onder meer weer afhankelijk van beleidsmatige kaders en het systeem van regulering. Zo wordt het tempo van uitrol van zonnepanelen mede bepaald door de kosten daarvan, die op hun beurt weer bepaald worden door de belastingen, transportkosten en terugleververgoedingen.

2.5 Gehanteerde systeemmodel

2.5.1 Beschrijving

De energievoorziening kan op allerlei manieren worden beschouwd.²⁴ Ten behoeve van de analyse in dit rapport wordt een systeemmodel gehanteerd in de vorm van vier 'dwarsdoorsneden' van het energiesysteem (zie Figuur 7):²⁵

²⁰ Het is lastig om precies te voorspellen tussen welke grenzen de prijzen zich in de toekomst zullen bewegen. Ook onbekend is in hoeverre vraag en aanbod daadwerkelijk te sturen vallen. Onduidelijk is bijvoorbeeld op welke prikkels aanbieders en gebruikers reageren, en hoe groot deze prikkels moeten zijn. Zie verder de discussie in §5.4 en §5.5.

²¹ Een relevante vraag hierbij is *wie* zulke sturing verzorgd. Hierop wordt in hoofdstuk 4 nader ingegaan.

²² Onder 'flexibiliteit' wordt in dit rapport verstaan: het verhogen of verlagen van de energievraag of het verhogen of verlagen van de energieproductie (door het wijzigen van de belasting, de instellingen van productiemiddelen of het inzetten van opslagmiddelen) als respons op een verzoek hiertoe vanuit het systeem. Flexibiliteit kan zowel direct op de markt of aan de net- of systeembeheerder worden aangeboden als via dienstverleners op de markt worden gebracht (bijvoorbeeld een energiebedrijf of een *energy service company*).

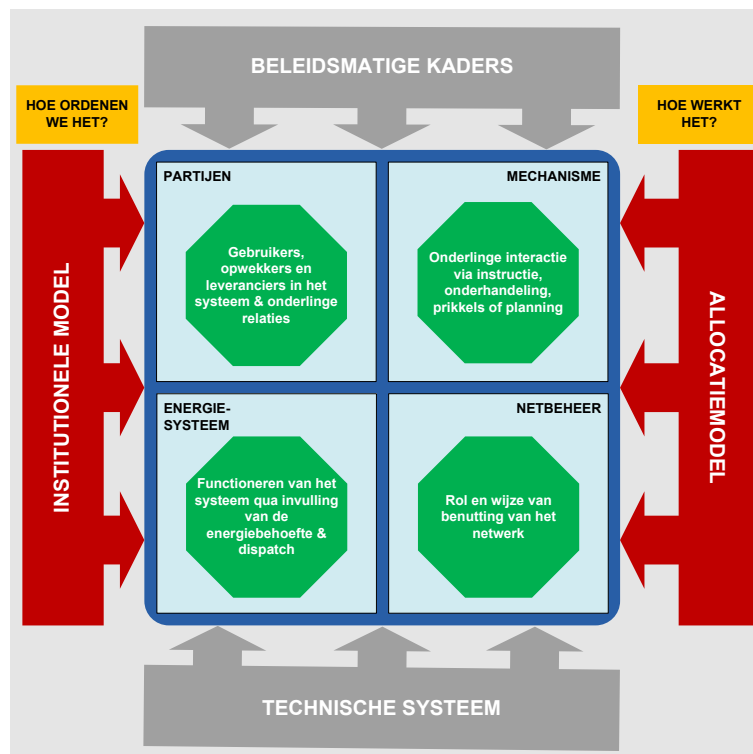
²³ Zie bijvoorbeeld Frontier Economics & EA Technology, *A Framework for the Evaluation of Smart Grids*, London, 2012; zie ook al J.M. Meij, *Stroomversnelling – De volgende elektrische innovatiegolf*, STT61, Stichting Toekomstbeeld der Techniek, Den Haag, 1999.

²⁴ Bekend is bijvoorbeeld de opdeling tussen het technische systeem en het economische systeem, al dan niet aangevuld met een institutionele laag. Zie bijvoorbeeld H.P.A. Knops, *A Functional Legal Design for Reliable Electricity Supply*, Delft University of Technology, 2008.

²⁵ Genoemde 'dwarsdoorsneden' bevinden zich niet alle op hetzelfde systeemniveau en zijn evenmin hiërarchisch aan elkaar gerelateerd.

- **Partijen:** Een eerste gezichtspunt betreft de positie en rol van alle actoren in het systeem, zoals de gebruikers, producenten, handelaren en dienstenleveranciers (overigens met uitzondering van de netbeheerders).
- **Mechanisme:** Een tweede dwarsdoorsnede beschouwt de onderlinge interactie tussen deze partijen. Specifiek gaat het hierbij om de wijze waarop de betreffen met elkaar interacteren, dat bijvoorbeeld via instructies, prikkels, planning of onderhandeling kan.
- **Netbeheer:** Een derde benadering is het beschouwen van het energiesysteem vanuit het ‘netwerk’, de logistieke drager van het systeem. De focus hierbij ligt op de wijze waarop het net de partijen onderling verbindt.
- **Energiesysteem:** Ten slotte kan ook het energiesysteem ook op het niveau van de voorziening worden beschouwd. Hierbij gaat het om de wijze waarop in de energievraag wordt voorzien, en wel door de inzet van (grootschalige en kleinschalige) productiemiddelen en het voortdurend balanceren van vraag en aanbod in het systeem.

Elk van deze vier ‘dwarsdoorsneden’ functioneert binnen vier ‘randvoorwaarden’. Het *technische systeem* bepaalt wat wel en niet mogelijk is. De *beleidsmatige kaders* bepalen welke doelen worden nagestreefd. Het *institutionele model* gaat in op de vraag hoe het systeem is ingericht en bepaalt zo wat wel en wat niet mag. En het *allocatiemodel* bepaalt op welke manier de onderlinge uitwisseling plaatsvindt, dus hoe het systeem in de praktijk werkt.



Figuur 7. In dit rapport gehanteerde systeemmodel voor de energievoorziening.

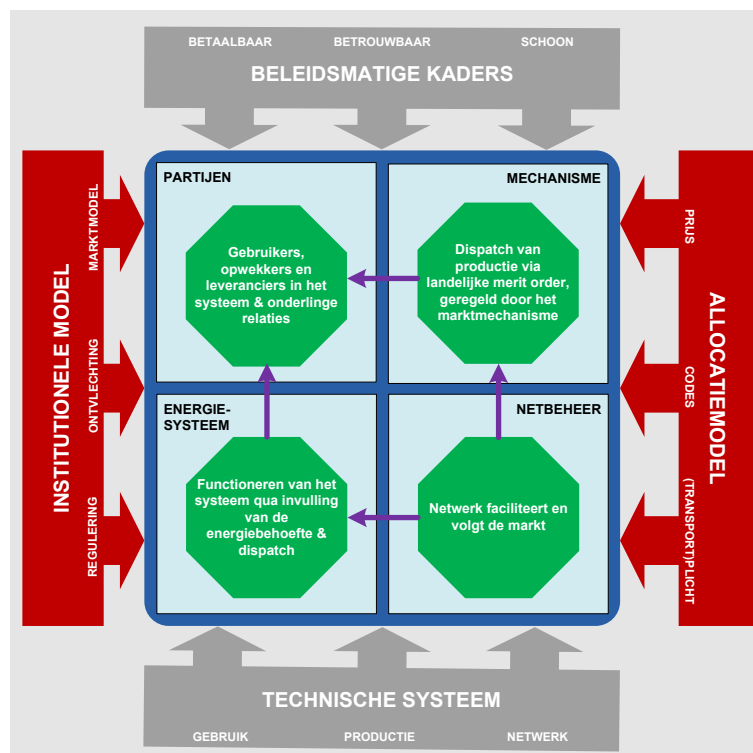
2.5.2 Huidige invulling van het systeemmodel

Invulling van het systeemmodel voor de huidige inrichting van het energiesysteem leidt tot de volgende uitwerking (zie Figuur 8):

- Het *technische systeem* bestaat uit componenten die energie verbruiken (bijvoorbeeld huishoudelijke apparaten, cv-ketels, etc.), componenten die energie in een bepaalde vorm

produceren (gasproductie-installaties, elektriciteitsproductie-eenheden) en het net dat de hiervoor benodigde transporten van productie naar verbruik verzorgt (de energienetten).

- De *beleidsmatige kaders* bepalen de ‘hogere’ maatschappelijke doelen die het energiesysteem voor ogen heeft. Deze worden kernachtig samengevat door de trits ‘betaalbaar, betrouwbaar, schoon’, maar zijn vervolgens uitgewerkt in het energiebeleid.
- Zoals gezegd omvat het *institutionele model* de kaders die aan de inrichting van het energiesysteem ten grondslag liggen (en die in specifieke wet- en regelgeving zijn uitgewerkt). Een belangrijk uitgangspunt is dat het marktmodel dominant is voor de wijze waarop de verschillende commerciële partijen zich jegens elkaar gedragen terwijl het netbeheer aan regulering onderworpen is. Cruciaal is ook dat productie en verbruik aan de ene kant en het systeem en de netten aan de andere kant zijn ontvlochten.
- Het huidige *allocatiemodel* schrijft ten slotte verschillende soorten interacties voor. Zo bepaalt het marktmechanisme de interactie tussen aanbieders van energie en vragende partijen. De interactie tussen het net en deze markt wordt echter bepaald door de technische voorwaarden. Daarbij blijkt dat het allocatiemodel voor netbeheer feitelijk neerkomt op de (aansluit- en) transportplicht: In elke transportvraag moet door de netbeheerder worden voorzien.



Figuur 8. Modelmatige uitwerking van de huidige systeemstructuur van het energiesysteem.

Kenmerkend voor de huidige inrichting van het systeemmodel is de ondergeschikte rol van het netbeheer. De netbeheerder dient elke door de markt (d.w.z. de door marktpartijen gewenste) transactie te accommoderen²⁶ – ook in situaties dat de maatschappelijke waarde van het

²⁶ De enige uitzondering lijkt de toepassing van congestie management te zijn, waarbij schaarste aan transportcapaciteit (op korte termijn) via een marktmechanisme wordt bepaald. Bij langdurige congestie is een netbeheerder echter verplicht om de transportcapaciteit uit te breiden.

transport de kosten hiervan overstijgen. Ook dienen de netten het integrale functioneren van het systeem te ondersteunen. Gebruikers betalen daarvoor een (volgens de Tarievcodes bepaalde) vergoeding.

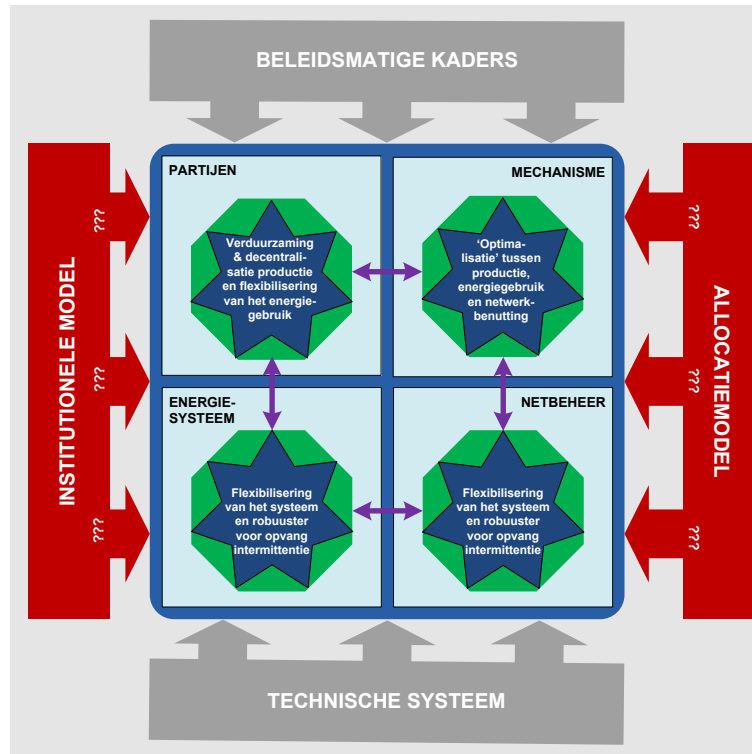
In Figuur 8 is deze dominantie van de markt boven het systeem weergegeven door de pijlen die weergeven dat het netbeheer ‘ten dienste staat’ van het energiesysteem en het marktmechanisme, die weer ‘ten dienste staan’ van de marktpartijen.

2.5.3 Uitdagingen voor het energiesysteem

De huidige ontwikkelingen in de energietechnologie duiden erop dat het energiesysteem de komende jaren forse veranderingen zal (kunnen) ondergaan. Voor de vier geïdentificeerde ‘dwarsdoorsneden’ betreffen dit bijvoorbeeld de volgende ontwikkelingen (zie Figuur 9):

- De wensen van *marktpartijen* ten aanzien van energiegebruik veranderen. Zo wordt het vergroten van het aandeel duurzame energie een issue alsmede de toenemende decentralisatie van de energievoorziening (bijvoorbeeld door lokale initiatieven met betrekking zonne-energie, kleinschalige windprojecten en biogasinstallaties).
- De consequenties voor het *energiesysteem* zijn dat (vanwege de intermittentie van veel van zulke duurzame energiebronnen) sneller tussen verschillende producenten ‘geschakeld’ moet worden. De flexibiliteit en de robuustheid van de voorziening (om de productie uit verschillende bronnen met de vraag te matchen dan wel de vraag zelf te beïnvloeden) moeten (ondermeer met behulp van ICT) worden vergroot.
- Dit ‘schakelen’ tussen verschillende bronnen en vragers heeft ook consequenties voor het netbeheer, omdat grootschalige productie en lokale initiatieven beide moeten worden gefaciliteerd. Vanuit maatschappelijk oogpunt bestaat daarbij tevens de wens dat een afweging gemaakt wordt tussen de maatschappelijke kosten en baten van netuitbreiding. In het geval de kosten hoger zijn dan de verwachte baten zullen vraag en aanbod via andere mechanismen met elkaar in evenwicht gebracht moeten worden, waarbij ICT naar verwachting een grote rol zal spelen.
- Dit laatste leidt tot vragen over het *mechanisme*, met name waar het de interactie tussen productie en energiegebruik aan de ene kant en transport aan de andere kant betreft. Inpassing van een evenwichtige ontwikkeling van de netten in de integrale afwegingen van het energiesysteem kan op verschillende manieren worden vormgegeven. Bijvoorbeeld door een uitbreiding van het marktmechanisme naar het verkrijgen van nettoegang (bijvoorbeeld door benutting van dynamische nettarieven), maar ook door juist het vergroten van de (planmatige) coördinatie tussen productie/gebruik en het net.

Zoals weergegeven in Figuur 8 is kenmerkend voor het huidige marktmechanisme dat de marktpartijen op dit moment geen directe verantwoordelijkheid voor het systeemfunctioneren hebben (anders dan de verplichte bijdrage aan de frequentie- en spanningsondersteuning door grotere productiemiddelen). Het is echter maar de vraag of de huidige ‘ondergeschiktheid’ van het net (en het energiesysteem) aan de markt op termijn houdbaar blijven, gegeven de hierboven geschetste ontwikkelingen. Een analyse van de rol van lokale netten brengt met zich mee dat geïdentificeerd moet worden welke institutionele kaders hierbij het beste passen en welk allocatiemodel in het systeem (op de verschillende niveaus) het beste kan worden geïmplementeerd. Kortheidshalve komen deze vooral neer op het tweezijdig maken van de interactie tussen de in Figuur 9 weergegeven kwadranten.



Figuur 9. Belangrijke uitdagingen met betrekking tot het energiesysteem.

3 Veranderende rollen in het lokale energiesysteem

Doel van het hoofdstuk

Dit hoofdstuk beschrijft de verschillende functies in de energievoorziening en de veranderingen die kunnen optreden bij een lokale voorziening.

Randvoorwaarden voor een efficiënte systeemontwikkeling

In de lokale energievoorziening zijn de rollen van de betrokken partijen anders dan gebruikelijk. Dit is een gevolg van maatschappelijke wensen en technologische ontwikkelingen. Kleine verbruikers kunnen actief worden: ze passen de vraag aan op het aanbod of ze produceren zelf. Nieuwe dienstverleners ondersteunen hen daarbij of participeren namens hen. ICT-applicaties doen hun intrede en introduceren nieuwe diensten. Gevestigde aanbieders, zoals energiebedrijven en installateurs, kunnen zich ook op andere markten begeven, bijvoorbeeld door installaties bij gebruikers te financieren of te beheren.

Dit hoofdstuk beschrijft de verschillende functies in de energiesector en de mogelijke veranderingen daarin. Hierbij wordt per functie ingegaan op de specifieke randvoorwaarden voor een efficiënte ontwikkeling van de markt. Tevens worden eventuele belemmeringen gesignaleerd om toe te treden tot nieuwe markten of om van rol te veranderen. Zo kunnen bijvoorbeeld de beschermingsmaatregelen van kleinverbruikers nieuwsoortige partijen hinderen om de markt vrijelijk te betreden.

Een gelijk speelveld: eerlijk en kostengebaseerd

Innovaties, zoals de lokale energievoorziening, komen alleen tot stand als innoverende partijen in ieder geval dezelfde kansen hebben als (gevestigde) partijen/technieken. Dit is het beginsel van het gelijke speelveld (*level playing field*) dat behelst dat toetredingsbelemmeringen voor nieuwe partijen uit de weg geruimd moeten worden en dat alle partijen onder dezelfde voorwaarden toegang hebben tot de markt.

Het transport van elektriciteit is voor een deel een collectieve functie: toegang tot transport is voor veel partijen noodzakelijk om de markt te kunnen betreden. Bij een gelijk speelveld zijn de voorwaarden van toegang tot het net voor alle partijen (gevestigd of nieuw) dezelfde. Dit houdt onder meer in dat de kosten van het transport zoveel mogelijk worden toegerekend aan de partijen die deze kosten daadwerkelijk veroorzaken. Nu het mogelijk is om met behulp van ICT energietransporten beter te meten en (via communicatie tussen de beheerder van het distributiesysteem en de gebruikers daarvan) en vraag en aanbod beter op elkaar af te stemmen, kunnen de kosten van het systeem beter worden toegerekend aan de partijen die deze kosten veroorzaken en kan het systeem bovendien efficiënter worden beheerd. Dit opent de deur naar andersoortige paradigma's voor het netbeheer.

3.1 Naar een nieuwe rolverdeling

3.1.1 De ontwikkeling van het energiesysteem

Traditioneel bestond de energievoorziening uit verticaal geïntegreerde ondernemingen, die vrijwel alle functies²⁷ in de energievoorziening integreerden. Zij produceerden, transporteer-

²⁷ In dit rapport wordt het begrip 'functie' gehanteerd voor de abstracte 'taken' in een energiesysteem (zoals genoemd in Tabel 2). Een 'partij' is dan een natuurlijke of rechtspersoon die één of meer

den, bewaakten de systeembalans, leverden, maten en communiceerden. Productie, distributie en levering konden alle centraal worden gecoördineerd. De balanshandhaving gebeurde door de partij die ook over de productiecapaciteit de beschikking had en grootverbruikers konden hierbij relatief eenvoudig worden ingeschakeld. Verder namen de gebruikers eenvoudigweg energie af van de distributiebedrijven en hun apparaten van installateurs.

Sinds de liberalisering zijn de verschillende functies van het energiesysteem bij verschillende partijen ondergebracht, gebaseerd op de ontvlechting van transport en balanshandhaving aan de ene kant en marktfuncties (productie, levering, handel) aan de andere kant. Deze systeemwijziging werd mede mogelijk gemaakt doordat ICT beschikbaar kwam om diverse partijen voortdurend met elkaar te laten communiceren. Bovendien kon er steeds kleinschaliger geproduceerd worden door de opkomst van warmtekrachtinstallaties, wat overigens ook de basis vormde voor de introductie van concurrentie bij de handel en productie van elektriciteit. Afnemers konden kiezen waar zij elektriciteit kochten. Middelgrote afnemers (zoals tuinders) gingen met warmtekrachtinstallaties ook produceren en actief bieden op de APX. Nieuwe dienstverleners ondersteunden hierbij, zoals partijen die de programmaverantwoordelijkheid op zich namen en installateurs die tuinders van de benodigde apparaten voorzagen. Andere dienstverleners ondersteunden afnemers bij de inkoop van energie en de optimalisering van de energiestromen.

Een volgende stap in de ontwikkeling lijkt de (grootschalige) toepassing van ICT op het niveau van het distributiesysteem. Deze ontwikkeling is nu gaande en gaat gepaard met mogelijkheden om nog kleinschaliger te produceren, zelfs op het niveau van huishoudens. Hierdoor krijgen kleinverbruikers de mogelijkheid om actief te participeren op de verschillende markten. Ook nu kunnen nieuwe dienstverleners de markt betreden. Deze dienstverleners kunnen rollen op zich nemen die voorheen werden uitgeoefend door energiebedrijven, zoals het beïnvloeden en desgewenst afstemmen van vraag en aanbod of het verzorgen van de facturatie. Door de toepassing van ICT ontstaan ook nieuwe functies, zoals het beheren van de energievoorziening binnen bedrijfsruimten of het aggregeren van de flexibiliteit van kleinverbruikers. Verder kunnen bestaande functies op een nieuwe wijze gecombineerd worden, bijvoorbeeld de combinatie van energie-inkoper, financier, ontwerper en exploitatie van installaties.

Partijen, die nieuwsoortige functies uitoefenen, kunnen zich belemmerd voelen door wet- en regelgeving. Deze belemmeringen worden in dit hoofdstuk op hoofdlijnen geïdentificeerd.²⁸ Vervolgens gaat het hoofdstuk in op de economische randvoorwaarden die vervuld moeten worden om een efficiënte ontwikkeling van het (lokale) energiesysteem mogelijk te maken.

3.1.2 Functies in het energiesysteem

Dit rapport onderscheidt vier (soorten) functies in de energievoorziening. Onderdelen van deze functies kunnen worden uitgevoerd door verschillende partijen:

1. *Finale functie*: Hieronder wordt het gebruik van energie verstaan, het uiteindelijke doel van het energiesysteem.

functies vervult (uitvoert, 'in zijn pakket heeft'). Het begrip 'rol' is vager en wordt gebruikt in de zin van 'verschuivende rollen', wat er dan mee te maken heeft dat partijen geleidelijke ander(soortige) functies krijgen (dus functies niet langer hebben dan wel andere functies erbij krijgen).

²⁸ De in dit rapport opgenomen belemmeringen zijn voor het overgrote deel ontleend aan partijen in het veld. Niet alle belemmeringen worden door alle partijen in gelijke mate gevoeld (en vormen daarmee een groter of minder groot probleem). Verder kunnen zich in de praktijk belemmeringen voordoen die niet in dit rapport zijn opgenomen. In die zin vormen de beschreven belemmeringen een indicatie van de soort belemmeringen die door partijen worden gevoeld.

2. *Systeemfuncties*: Deze functies staan ten dienste van de (technische) werking van het energiesysteem. Ze zijn noodzakelijk om het systeem te laten functioneren.
3. *Handelsfuncties*: Deze functies zijn gerelateerd aan de (huidige) marktinzichting van het energiesysteem en bevorderen de economische efficiëntie van het energiesysteem. Ze zijn echter voor de technische werking niet essentieel.
4. *Dienstenfuncties*: Deze functies omvatten activiteiten die evenmin noodzakelijk zijn voor de technische werking van het systeem, maar die wel kunnen bijdragen aan een grotere (economische en technische) efficiëntie van het systeem.

Tabel 2 geeft een overzicht van de functies en de partijen, die deze functies invullen. Vervolgens worden deze functies nader besproken.

Tabel 2. Overzicht van functies en partijen

	FUNCTIE	BESCHRIJVING VAN UITVOERING	HUIDIGE INVULLING
FINALE FUNCTIE	<i>Energiegebruik</i>	Partij die energie (in de vorm van elektriciteit, gas, warmte) benut.	Consumenten, zakelijke afnemers, industriële afnemers, netbeheerder (netverliezen), producenten (productieverliezen).
SYSTEMEFUNCTIES	<i>Productie</i>	Partij die een energiedrager in elektriciteit, gas of warmte omzet (dan wel aardgas uit de bodem wint).	Elektriciteitsproductie, windparken, gasproductie, warmteproductie, biogasproductie, prosumenten.
	<i>Opslag</i>	Partij die (als energiegebruiker) energie tijdelijk opslaat en deze later (als producent) weer beschikbaar maakt.	Opslag van elektriciteit in batterijen en accu's (bijv. elektrische auto's). Gasopslag (gasvelden, gasbuffers, <i>linepack</i>). Warmte-opslag.
	<i>Transport</i>	Partij die een energiedrager (gas, elektriciteit, warmte) over een net transporteert van een locatie van productie naar een locatie van gebruik.	Landelijke en regionale netbeheerders, private netbeheerders.
	<i>(Systeem)balans-verantwoordelijkheid</i>	Partij die verantwoordelijk ervoor is dat de totaal uit het transportsysteem afgenomen energie gelijk is aan de totaal in het transportsysteem ingebrachte energie.	Systeembeheerder (TenneT, GTS).
	<i>Coördinator</i>	Partij die het energiegebruik, de productie, de opslag en/of het transport voor verschillende gebruikers op de één of andere manier op elkaar afstemt.	M.b.t. productie de dispatch van verschillende installaties door een producent. M.b.t. gecoördineerde benutting van productie, transport en gebruik bestaat deze functie nu niet expliciet.
HANDELSFUNCTIES	<i>(Groot)handel</i>	Partij die energie op de markt inkoopt en verkoopt	Handelspartijen (die een positie in de markt innemen door energie, onbalans, flexibiliteit of capaciteit te kopen of te verkopen).
	<i>Levering</i>	Partij die energie op de markt inkoopt en aan energiegebruikers verkoopt.	Energieleveranciers (retailers), sommige producenten (aan grote afnemers).
	<i>Aggregatie</i>	Partij die energiegebruik of energieproductie van verschillende partijen inkoopt, samenvoegt en als geheel op de markt brengt.	Energieleveranciers, handelspartijen, beurzen, brokers.

	FUNCTIE	BESCHRIJVING VAN UITVOERING	HUIDIGE INVULLING
	<i>Programma-verantwoordelijkheid</i>	Partij die zich verantwoordelijk stelt dat het energiegebruik en de energieproductie van één of meer partijen in overeenstemming is met een van tevoren afgegeven profiel of programma.	Programmaverantwoordelijke partij (vaak een producent, een leverancier of een tussenpersoon voor programmaverantwoordelijken).
DIENSTENFUNCTIES	<i>Installeren</i>	Partij die installaties voor productie of besparing bij afnemers aanbrengt.	Installateurs, energiebedrijven, netbeheerders.
	<i>Adviseren</i>	Partij die kennis of informatie in de vorm van adviezen aan een andere partij beschikbaar stelt.	Energiebedrijven, installateurs.
	<i>Marktcoördinatie</i>	Partij die de handelsfuncties faciliteert.	Partijen die voorzien in een handelsplatform (zoals beurzen, brokers).
	<i>Financieren en verzekeren</i>	Partij die andere partijen faciliteert door kapitaal beschikbaar te stellen of financiële risico's af te dekken.	Banken, verzekeraars, handelspartijen, etc.
	<i>Metten</i>	Partij die energiegebruik en productie meet en/of meetdata ten behoeve van andere partijen beschikbaar maakt.	Meetverantwoordelijke partijen die de meter opnemen voor de leverancier/netbeheerder; commerciële partijen die meten voor andere doelen.
	<i>Communicatie</i>	Partij die metingen verricht in opdracht van partijen en/of informatie of signalen van de ene partij in de markt aan een andere partij doorgeeft en/of het energieverbruik beïnvloedt.	Telecomproviders, netbeheerders (bijv. via hun glasvezelnet).
	<i>Schakelen</i>	Partij die het energiegebruik, de opslag of de productie via schakelhandelingen beïnvloedt.	Energiegebruiker en consumenten zelf. Soms: energieleverancier bij decentrale productie en (beperkt) bij bepaalde afnemers.
	<i>Facturatie</i>	Partij die de gebruikte of geproduceerde energie of het transport bij partijen in rekening brengt.	Energiebedrijf voor de levering van energie aan gebruikers; netbeheerders voor de facturatie van transport- en systeemdiensten

3.1.3 Randvoorwaarden voor de voorziening

Dat er in de toekomst naast de centrale voorziening plaats is voor een lokale voorziening, staat inmiddels wel vast. Hoe groot die plaats wordt, is nog onduidelijk. Dat wordt overgelaten aan de markt. Voor een efficiënte ontwikkeling van de lokale voorziening is het wel belangrijk dat de marktpartijen die daarbij betrokken zijn, de juiste prikkels krijgen. Het is met name belangrijk dat grote en kleine partijen dezelfde kansen krijgen en dat er voor nieuwe partijen geen (of zo min mogelijk) belemmeringen zijn om tot de markt toe te treden. Het ontbreken van toetredingsbelemmeringen en gelijke kansen voor alle partijen wordt ook wel aangeduid als het *level playing field*.

Vervulling van de randvoorwaarden staat aan de basis van een gezonde economische ontwikkeling van de gehele energievoorziening, inclusief de lokale voorziening. Bij de verschillende functies die in dit hoofdstuk worden besproken, komen deze randvoorwaarden ter sprake. Ze worden gespecificeerd voor de desbetreffende functie.

3.2 De energiegebruiker

Het energiesysteem bestaat ten dienste van de energiegebruikers. Het hele systeem is erop ingericht om afnemers over energie te laten beschikken, die vooral wordt benut ten behoeve van het leefcomfort (verlichting, warmte en elektrische apparaten), mobiliteit (vervoer) en economische activiteit (bijv. computers in zakelijke dienstverlening en industriële processen).²⁹

Kleinverbruikers, te weten huishoudelijke afnemers en zakelijke gebruikers, vormen bij lokale energienetten de kern van de veranderingen. Zij zijn niet langer passieve aangeslotenen die altijd van energie worden voorzien op het moment dat zij dat wensen. Zij komen centraal te staan in het proces en kunnen actief participeren (prosumenten) door zelf te produceren en bij hun vraag rekening te houden met de omstandigheden.³⁰ Dit wordt ook wel de omkering van de keten genoemd.

3.2.1 Veranderingen door intelligente netten

Intelligente netten en nieuwe mogelijkheden voor kleinschalige productie stellen kleinverbruikers in staat om direct aan de energiemarkt deel te nemen. Met behulp van ICT kunnen zij, al dan niet door tussenkomst van dienstverleners, hun energiegebruik optimaliseren door het gebruik op het aanbod af te stemmen of door flexibiliteit leveren. Lokaal kan bovendien een integratie plaatsvinden van gas, elektriciteit en warmte, zodat deze energiebronnen onderling geoptimaliseerd worden op kosten of op duurzaamheid.

Door deze ontwikkelingen ontstaan nieuwe functies, zoals ICT-diensten waarmee vraag en aanbod gemeten en beïnvloed kunnen worden, of waarmee onderling uitgewisseld en gefactureerd kan worden. Een verandering in de uitvoering van bestaande functies vindt plaats als de consumenten zelf produceren en flexibiliteit leveren, een dienst die vroeger door de traditionele producenten en handelaars werd verzorgd. Voorbeelden van experimenten met participatie van gebruikers zijn Waifer³¹ en Couperus³².

Daarnaast worden rollen die tot nu toe in handen van verschillende partijen waren, soms gecombineerd, bijvoorbeeld om te ontzorgen. Er kan bijvoorbeeld een behoefte zijn om alle beslissingen rond de energievoorziening – zoals investeringen in energiebesparing, productie-installaties (zoals zonnepanelen of HRe-ketels) en de levering van energie – in handen van één dienstverlener te leggen, bijvoorbeeld met het oogmerk om hierover te optimaliseren. Dienstverleners combineren dan verschillende functies.

In het Verenigd Koninkrijk is er in het beleid bijzondere aandacht voor nieuwe groepen energiedienstverleners, de zogenaamde *Energy Service Companies* (ESCOs)³³. Deze ESCOs helpen consumenten bij het invullen van hun energievoorziening, inclusief het aanbrengen van

²⁹ Behalve dat eindgebruikers de laatste schakel van het technische systeem vormen (van productie–transport–consumptie) zijn zij ook een ‘ontvangende’ partij met betrekking tot de handelsfuncties en de dienstenfuncties. Om die reden wordt energiegebruik als afzonderlijke categorie besproken.

³⁰ Zie bijvoorbeeld: S. Pront-van Bommel, *De elektriciteitsconsument centraal?*, in: S. Pront-van Bommel (ed.), *De consument en de andere kant van de elektriciteitsmarkt*, Centrum voor Energievraagstukken, Universiteit van Amsterdam, Amsterdam, 2010, pp.18-61.

³¹ Waifer investeert onder andere in energiebesparing in woningen en rekent dat af via de energierekening. Zie <http://www.waifer.nl>.

³² Couperus betreft een nieuwe woonwijk in Den Haag, met warmtekoude-opslag, warmtepompen en balanshandhaving van vraag en aanbod. Zie http://www.duurzaamdenhaag.nl/index.php?id=70&tx_ttnews%5Btt_news%5D=12&cHash=7a6652e957aed89be2abc3d3f98f85e0.

³³ Peter Boait, *Energy Services and ESCOs – their benefits and implications for regulation and the consumer*, De Monfort University, October 2009, <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/rpix20/ConsultReports/Documents1/Ofgem%20RPI-X20%20ESCO%20paper%20final.pdf>.

isolatie en het realiseren van besparingen. Het voordeel van een dergelijke geïntegreerde aanpak is dat er een rationele afweging wordt gemaakt tussen investeringen in energiebesparing, in installaties in de woning en de energiekosten. De ESCOs zullen bij de bespreking van het dienstenmodel (in §4.3) nader aan bod komen.

Het succes van intelligente netten in de lokale voorziening hangt af van de vraag in hoeverre kleingebruikers daadwerkelijk gaan participeren. Of zij dit zullen doen en hoe zij dat dan doen is op dit moment niet bekend. Bij het bepalen van de toekomstige wensen van de afnemers wordt meestal nagegaan welke wensen de gebruikers nu zeggen te hebben. Het is echter de vraag of er voldoende inzicht is in de mogelijkheden en behoeften op langere termijn. Onder invloed van technologische veranderingen kunnen wensen en eisen snel veranderen, zoals zichtbaar was bij de ontwikkelingen op het gebied van telecom. Daarnaast kunnen wensen beïnvloed worden door externe factoren, zoals de prijzen van energie. Hoe hoger de prijzen worden, hoe groter (naar verwachting) de participatie van gebruikers, omdat die dan ook meer zal lonen.

3.2.2 Verschillende groepen gebruikers

Een beschrijving van 'de' consument of 'de' gebruiker en zijn wensen bestaat niet. Consumenten kunnen worden ingedeeld in verschillende groepen, ieder met zijn eigen kenmerken en wensen met betrekking tot de voorziening. De Elektriciteitswet houdt verschil aan tussen kleinverbruikers en grootverbruikers. Voor deze studie zijn de kleinverbruikers van belang, die verbonden zijn aan het lokale net, te weten het distributienet.³⁴ Dit zijn huishoudens maar ook ondernemingen, zoals bedrijven met kantoorgebouwen of andere bedrijven in steden of op het platteland.

In deze studie worden de verbruikers vooral beoordeeld op de mate van participatie in de energievoorziening. Participatie van eindgebruikers is vermoedelijk essentieel voor de energietransitie. Als verbruikers niet actief worden, zal het lastig zijn om de duurzaam opgewekte elektriciteit uit duurzame bronnen in te passen, althans zolang opslag van elektriciteit relatief duur is. Actieve participatie van gebruikers kan ook noodzakelijk worden als de energieprijzen volatieler worden.

3.2.2.1 De passieve energiegebruiker

Aan de ene kant van het spectrum staan de consumenten die zich niet verdiepen in de energievoorziening. Zij wisselen niet of nauwelijks van aanbieder en mogelijk betalen zij hierdoor ook relatief veel voor hun energie. In deze groep bevinden zich onder meer de sociaal zwakkeren, van wie een steeds groter deel van de beperkte inkomsten opgaat aan energie. Vaak zijn zij onbekend met energiebesparing en de manieren om de rekening te drukken. Ook kan het voor hen lastig zijn om de benodigde investeringen te doen. Met de stijging van de energieprijzen komt er wellicht meer aandacht voor deze consumenten. In een aantal landen van de EU is energiearmoede al een belangrijk punt van aandacht (en zorg), zoals ook uit het Derde Pakket blijkt.³⁵

In het kader van de energietransitie en de verduurzaming van het energiesysteem enerzijds en de zorg voor sociaal zwakkeren anderzijds zullen ook passieve energiegebruikers bij de

³⁴ Volgens artikel 95a, lid 1, Elektriciteitswet 1998 beschikken kleinverbruikers over een aansluiting op het net met een totale maximale doorlaatwaarde van ten hoogste 3x80 Ampère. Dit is de categorie afnemers die volgens de wetgeving speciale bescherming verdient. Hieronder vallen het overgrote deel van de verbruikers, waaronder bedrijven en consumenten.

³⁵ Richtlijn 2009/72/EG van 13 juli 2009. Zie ook S. Pront-van Bommel, *Het Derde Energiepakket. Sociaal-economische Wetgeving: Tijdschrift voor Europees en Economisch Recht*, 58, 2010, 455-467.

energievoorziening betrokken moeten worden. Bij hen kunnen vaak besparingen worden gerealiseerd, bijvoorbeeld door hun energievoorziening beter te beheren en/of door te isoleren en/of door hun installaties te verbeteren of te vernieuwen. Als de energieprijzen volatieler worden, hebben zij ook belang bij verschuiving van de vraag, al was het maar om energiearmoede te voorkomen.

Een belemmering om bij deze afnemers besparingen tot stand te brengen of om hen te stimuleren om de energievoorziening actief te beheren wordt gevormd door het grote aantal verschillende dienstverleners dat bij de energievoorziening betrokken is. De leveranciers van gas en/of elektriciteit, de installateurs, et cetera, het zijn partijen die traditioneel niet samenwerken. Het kan in het belang van afnemers zijn dat deze verschillende functies in de toekomst meer gebundeld worden.

Een toenemende volatilititeit van de energieprijzen kan overigens wel tot een grotere variëteit aan energiecontracten leiden. Die bemoeilijkt onderlinge vergelijking hiervan, zodat consumentenbescherming een punt van aandacht wordt.

3.2.2.2 De pro-actieve energiegebruiker

Behalve de passieve energiegebruikers zijn er ook consumenten en bedrijven die zich actief met hun energievoorziening bezighouden. Zij zijn zich bewust van hun energieverbruik en nemen maatregelen om die te optimaliseren. In sommige gevallen produceren zij ook zelf elektriciteit, bijvoorbeeld met zonnepanelen of HRe-ketels. Mogelijk hebben zij warmtepompen of een elektrische auto. In geval van eigen elektriciteitsproductie kunnen ze deze met hun verbruik salderen.³⁶

Pro-actieve energiegebruikers produceren en consumeren op het moment dat het hen schikt. Op dit moment hebben zij (nog) geen prikkels om flexibiliteit te leveren, omdat het systeem daartoe beperkt mogelijkheden biedt (met uitzondering van het kleine prijsverschil tussen dagen en nachtstroom). Maar in de toekomst kan levering van flexibiliteit financieel interessant worden. In hoeverre consumenten daadwerkelijk hiertoe overgaan, is onzeker.³⁷ Zij zouden hiertoe (via de structuur van de energieprijzen) financieel geprikkeld kunnen worden. Flexibiliteit kan bestaan uit het verschuiven (in de tijd) van het gebruik, zoals het inschakelen van warmtepompen, het opladen van elektrische auto's, het aanzetten van de wasmachine of de droger, airconditioning, verwarming en dergelijke. De energie die daarmee gemoeid is, kan verkocht worden aan leveranciers, de netbeheerder of aan dienstverleners die het (geaggregeerd met de flexibiliteit van andere gebruikers) op de onbalansmarkt of de APX aanbieden. In de Verenigde Staten zijn zulke nieuwe dienstverleners op de markt gekomen, die handelen in door consumenten geleverde flexibiliteit.³⁸

³⁶ Zie voor salderen: Sanne Akerboom, Gerrit Buist, Annelies Huygen, Simone Pront-van Bommel, Annetje Ottow, *Smart grid Pilots, Handvatten wet en regelgeving*, 2 delen, Amsterdam, Universiteit van Amsterdam, 2011.

³⁷ Volgens schattingen, gedaan in Denemarken zouden vraagresponscontracten met consumenten de piek in de winter met ongeveer 5 tot 6 % omlaag kunnen brengen. Zie Jacopo Torriti, Mohamed G. Hassan, Matthew Leach, *Demand Response Experience in Europe, Policies Programmes and Implementation*, Energy, **35**, 2010, 1575-1583. Zie verder: Goran Strbac, *Demand Side Management, Benefits and Challenges*, Energy Policy, **36**, 2008, 4419-4426.

³⁸ In de Verenigde Staten zijn verschillende succesvolle programma's om de vraagrespons te vergroten, ook bij huishoudens. Deze wordt meestal bevorderd door variabele tarieven. In sommige staten zijn energiebedrijven verplicht om zulke programma's aan te bieden. Verder hebben nieuwe dienstverleners hun intrede gedaan, de zogenaamde *Curtail Service Providers* (CSPs). Zie voor een schatting van de vraagrespons: Peter Cappers, Charles Goldman, and David Kathan, *Demand Response in U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence*, Prepared for the Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, Permitting, Siting, and Analysis U.S. Department of Energy, Lawrence Berkeley National Laboratory, <http://escholarship.org/uc/item/0wr2q950#page-3>.

Consumenten en andere gebruikers kunnen zich ook onderling verenigen en gezamenlijk energie opwekken, bijvoorbeeld door met elkaar te investeren in een windturbine en de opgewekte elektriciteit zelf te gebruiken. Of door met een Vereniging van Eigenaren gezamenlijk zonnepanelen aan te leggen, of deze op het perceel van een boer of een school te plaatsen.³⁹

3.2.3 Van gebruikers naar prosumenten

Inmiddels zijn er een groot aantal lokale initiatieven waarbij gebruikers gezamenlijk hun energievoorziening inrichten, bijvoorbeeld op een bedrijventerrein of in een wijk. Er zijn daarbij verschillende gradaties van samenwerking. Soms is de voorziening nauwelijks geïntegreerd, bijvoorbeeld in een woningblok of een straat waar gezamenlijk zonnepanelen worden aangeschaft. Iedere bewoner produceert dan voor zichzelf of levert het restant aan de eigen leverancier. Voor het overige is er dan geen samenwerking.

De samenwerking is intensiever als verschillende productiemethoden worden gekozen en het gebruik of de productie worden afgestemd. Productie-installaties zijn dan bijvoorbeeld zonnepanelen, windmolens, biogaseenheden en dergelijke. Soms wordt een volledige integratie van de voorziening nagestreefd, waarbij vraag en aanbod over alle deelnemers wordt geoptimaliseerd, bijvoorbeeld om de minste uitstoot van broeikasgassen te realiseren of om de laagste prijs te bereiken. Een lokaal net dat alle deelnemers onderling verbindt kan onderdeel zijn van de voorziening. In de meeste gevallen is er dan één verbindingpunt (aansluiting) met het publieke net.

Het voordeel van zo'n lokaal net is dat de kosten van het gebruik van het net meestal lager zijn dan wanneer alle deelnemers individueel op het publieke net aangesloten zouden zijn. De oorzaak van deze besparing ligt in de omstandigheid dat de deelnemers van de lokale voorziening vraag en aanbod op elkaar aanpassen, waardoor zij in totaliteit minder gebruik maken van het publieke net. Dit resulteert in een lagere aansluitcapaciteit op het publieke net, zodat de tarieven voor het gebruik van het publieke net (per deelnemer) lager zijn. De besparingen op het gebruik van het net worden in dat geval doorgegeven aan de deelnemers van de voorziening.

Het aantal lokale initiatieven neemt (nationaal en internationaal) sterk toe. Dit past ook binnen de gedachte dat er bij verduurzaming voor het lokale niveau een specifieke rol is weggelegd.⁴⁰ In Nederland zijn verschillende organisaties opgezet ter ondersteuning van zulke lokale initiatieven, zoals E-decentraal⁴¹, Relocal⁴² en de Stichting Energietransitie Nederland⁴³.

Lokale initiatieven kunnen verschillende maatschappelijke voordelen hebben, zoals een toename van duurzaamheid door de optimalisatie van gas, warmte en elektriciteit, een betere inpassing van duurzame productie door vraag en aanbod op elkaar af te stemmen en een

³⁹ Als de installatie niet op het eigen perceel van de energiegebruiker ligt, zoals bij zonnepanelen op het eigen dak, kan er geen gebruik gemaakt worden van de salderingsregeling. Hierdoor is een investering in zulke installaties bij een Vereniging van Eigenaren of op het perceel van een ander minder snel rendabel.

⁴⁰ G. Brundtland, *Our Common Future*, Report of the World Commission on Environment and development, United Nations, New York, 1987. In het Verenigd Koninkrijk wordt veel onderzoek gedaan naar lokale initiatieven. Zie voor een overzicht over lokale participatie, geïnitieerd door lokale overheden, Scott Kelly en Michael Pollitt, *The Local Dimension of Energy*, EPRG Working Paper 1103, <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/?papersonly=1&s=local+dimension>. Een overzicht van initiatieven in het Verenigd Koninkrijk wordt gegeven door S. Hielscher, *Community Energy: A Review of the Research Literature in the UK*, SPRU University of Sussex, http://grassrootsinnovations.org/Grassroots_Innovations/CISE/Publications.html.

⁴¹ <http://www.e-decentraal.com>.

⁴² <http://relocal.nl>.

⁴³ <http://setnl.nl>.

besparing op transportkosten (via het publieke net) doordat productie en verbruik vlak bij elkaar gerealiseerd worden. Idealiter worden deze maatschappelijke voordelen aan hen doorgegeven, zodat afnemers de juiste prikkels krijgen.

Actieve participatie en flexibele energietarieven gaan hand in hand. Op dit moment zijn de energieprijzen voor gebruikers meestal over de gehele dag gelijk, of zijn er afzonderlijke dagen nachttarieven voor elektriciteit (die slechts marginaal verschillen⁴⁴). Wel kunnen afnemers hun verbruik met hun eigen productie salderen (onafhankelijk van het moment van productie en gebruik). Het uitgangspunt daarbij is dat elektriciteit op verschillende momenten hetzelfde geacht wordt waard te zijn, conform de huidige tariefstelsels. Op termijn lijkt dit echter niet houdbaar, want als er op sommige momenten aanzienlijk meer duurzame elektriciteit wordt geproduceerd dan op andere momenten, zullen de energieprijzen ook volatieler worden. Leveranciers en dienstverleners zullen daarop inspringen door voordeliger tarieven te bieden gedurende goedkope uren, wat voor afnemers prikkels geeft om hun energieverbruik daarop aan te passen.⁴⁵

Bij de lokale initiatieven wordt onderling energie uitgewisseld en geoptimaliseerd. Soms wordt het net daarin geïntegreerd. Bij een lokaal net zijn het net, de installaties en de exploitatie in één hand. De kosten, inclusief de kosten van het net, worden dan onderling verdeeld. Hierdoor is het mogelijk dat de besparingen op de kosten van het gebruik van het net, die het gevolg zijn van onderling flexibiliteit uitwisselen, worden doorberekend aan de veroorzakers van die besparingen, de partijen aan het net. Als er geen lokaal net is, moeten de regionale netbeheerders bij alle aangeslotenen het gereguleerde tarief in rekening brengen (meestal het capaciteitstarief). Eventuele besparingen op de kosten van het net worden dan over alle netgebruikers gesocialiseerd, ook op andere locaties, wat een prikkel om het net efficiënt te gebruiken vermindert.⁴⁶

3.2.4 Voorbeelden van eindgebruikers

Gebruikers zijn de huishoudens, bedrijven en andere afnemers aan de distributienetten. Zij kunnen ook gas en warmte gebruiken. Als prosumenten kunnen zij (tegenwoordig) ook produceren, wat een systeemfunctie betreft (zie onder).

Een bijzondere gebruiker is in dit geval de lokale overheid. Deze gebruikt energie voor de eigen gebouwen en activiteiten. Daarnaast nemen lokale overheden regelmatig deel aan lokale energiebedrijven, waarbij lokaal wordt geproduceerd, afgenomen en uitgewisseld.

⁴⁴ Het verschil tussen een daltarief en een piektarief (afhankelijk van de hiervoor gehanteerde uren) bedraagt op dit moment enkele centen per kWh (op een totale elektriciteitsprijs, inclusief energiebelasting, van 20-25 cent per kWh).

⁴⁵ De transporttarieven zijn niet gerelateerd van de (momentane) elektriciteitsprijzen. Vanwege de ontvlechting tussen transport en levering is dit ook niet wenselijk. In principe kunnen via de transporttarieven wel prijssignalen worden gegeven die verband houden met de beschikbaarheid van netcapaciteit (in het geval van dreigende congestie).

⁴⁶ De besparingen in een lokaal energiesysteem hoeven geen absolute besparingen te representeren, maar kunnen een gevolg zijn van de huidige allocatiemethodiek voor de netkosten. Omdat gebruikers aangesloten op lagere netvlakken meebetalen aan de kosten van de hogere netvlakken (zie §5.3), zal onderlinge saldering ('achter de meter' van het lokale initiatief) leiden tot netto lagere transporttarieven voor de betreffende afnemers (vooral omdat dan een kleiner deel van de kosten van de hogere netvlakken in rekening wordt gebracht). Het collectief profiteert hiervan, maar de kosten van de hogere netvlakken wijzigen hierdoor niet (of slechts beperkt, als de netverliezen worden meegerekend). Deze (op korte termijn grotendeels vaste) kosten moeten dan over de andere netgebruikers worden verdeeld, wat netto leidt tot een kostenverschuiving van het lokale initiatief naar andere gebruikers. In hoeverre dit 'erg' is, hangt van de visie op de netwerkstarifiering (vooral: de grondslagen die bij de kostentoerekening worden gehanteerd). Overigens kan een lokaal initiatief (achter één aansluiting) ook tot een ander netgebruik leiden, waarmee in sommige gevallen op langere termijn mogelijk netkosten voor bijvoorbeeld netverzwaring kunnen worden uitgespaard.

3.2.5 Belemmeringen

Volgens lokale initiatiefnemers ondervinden zij verschillende belemmeringen bij hun initiatieven. Onder meer de volgende worden genoemd:

- De afwezigheid van mogelijkheden voor afnemers om via slim energiegebruik financieel te besparen, omdat afnemers contracten krijgen aangeboden met tarieven die 24 uur per dag gelijk zijn (of in het gunstigste geval: alleen een onderscheid tussen dag- en nachttarieven).
- De onmogelijkheid voor kleine afnemers om zelf in te spelen op de variërende prijzen op de verschillende elektriciteitsmarkten (APX, onbalansmarkt).
- Een ‘ongelijk speelveld’ bij het salderen van elektriciteit, waarbij productie op het eigen perceel wel gesaldeerd mag worden, maar er niet gesaldeerd mag worden met productie achter een andere aansluiting. Dit ongelijke speelveld wordt gecreëerd door het fiscale regime.
- De onmogelijkheid om binnen een flat of straat gezamenlijk elektriciteit te produceren, zelf te gebruiken en onderling af te rekenen.
- De verplichte tussenkomst van een leverancier als eigen productie plaatsvindt op een andere locatie.
- De noodzaak om over een leveranciersvergunning te beschikken voor belevering van een kleinverbruiker, zelfs al dit de buurman betreft. Daarbij worden de vergunningsvoorwaarden als onredelijk bezwarend ervaren, omdat bijvoorbeeld een verplichting bestaat om iedereen te leveren.
- De plicht om vier weken op voorhand aan de NMa de tarieven mede te delen wordt als een verhindering ervaren voor het toepassen van flexibele tarieven.
- Vaak bestaat de wens om te beschikken over een lokale en geïntegreerde infrastructuur, waarbij de deelnemers aan de voorziening zelf willen beslissen hoe zij de infrastructuur gebruiken en hoe zij de kosten daarvan verdelen, bijvoorbeeld op een bedrijventerrein of in een wijk. Openbare netbeheerders kunnen deze diensten niet verlenen omdat de regulering het niet toelaat.
- Producenten en afnemers zijn soms bereid om vraag en aanbod op elkaar af te stemmen, maar wensen beloond te worden voor de geleverde flexibiliteit. Onder meer het gebruik van profielen bij de afrekening van de programmaverantwoordelijkheid staat dat in de weg.⁴⁷
- De wet maakt een onderscheid tussen (in enige mate beschermde) kleinverbruikers en grootverbruikers. De categorie kleinverbruikers omvat echter ook bedrijven die geen bescherming behoeven. Zij zouden meer mogelijkheden moeten hebben om zelf deel actief aan de voorziening te nemen en over dezelfde vrijheden moeten beschikken als grootverbruikers.
- Kleinverbruikers willen soms door verschillende leveranciers beleverd worden, bijvoorbeeld door een eigen coöperatie en een andere suppletieleverancier. Het huidige systeem staat het niet toe dat twee leveranciers met één aansluiting zijn verbonden.⁴⁸

⁴⁷ Zie ook voetnoot 72.

⁴⁸ Dit heeft te maken met de historische keuzes omtrent het marktmodel. Aan elke aansluiting (gekenmerkt door een EAN-code) moet in het aansluitregister één leverancier worden toegekend. Die leverancier is ook programmaverantwoordelijk voor de betreffende aansluiting.

3.2.6 Randvoorwaarden voor energiegebruikers

De economische en sociale randvoorwaarden voor een efficiënt gebruik van energie zijn de volgende:

- Een betaalbare energievoorziening is van primair belang.
- Gebruikers hebben de mogelijkheid om zelf te produceren en te verkopen tegen een redelijke prijs. Daarbij is sprake van een gelijk speelveld van belang tussen kleine en grote producenten.
- Gebruikers hebben de mogelijkheid om flexibiliteit te leveren en te verkopen tegen een redelijke prijs. Flexibiliteit bestaat uit een verschuiving van de vraag of van het aanbod om pieken in de vraag, het aanbod of in het gebruik van het net te verlagen.
- Gebruikers hebben de mogelijkheid om actief bij te dragen aan een duurzame energievoorziening.
- Gebruikers hebben binnen het gekozen systeem (maximale) vrijheid. Voorbeelden daarvan zijn de volgende:
 - i. Gebruikers mogen kiezen om zelf of via derden (dienstverleners) flexibiliteit te leveren.
 - ii. Gebruikers mogen kiezen tussen een zekere voorziening (voor een hogere prijs) of minder zekerheid tegen een lagere prijs.
 - iii. Een vrije keuze van leveranciers staat centraal, maar gebruikers hebben tevens de mogelijkheid om zich voor langere termijn (contractueel) aan één leverancier te binden. Ook kan de wens bestaan om tegelijkertijd door twee leveranciers beleverd te worden (bijvoorbeeld één leverancier voor de *commodity* en een andere voor de geleverde of afgenomen flexibiliteit), of om te voorzien in eigen productie op een andere locatie (bijvoorbeeld met zonnepanelen op een school) en die aan zichzelf te kunnen leveren.
 - iv. Gebruikers hebben – al dan niet via dienstverleners – toegang tot de verschillende markten, zoals de markt voor flexibiliteit en/of onbalans.

3.3 Systeemfuncties

3.3.1 Productie

De productie van elektriciteit en gas kan tegenwoordig ook kleinschalig plaatsvinden (productie van groen gas, elektriciteitsproductie door middel van windturbines, zonnepanelen, HRe-ketels, enzovoort). Een aantal ontwikkelingen met betrekking tot lokale producenten (prosumenten) zijn reeds besproken onder de paragraaf inzake de verschillende groepen verbruikers (§3.2.3). Daarom wordt er hier maar kort op ingegaan.

3.3.1.1 Veranderingen door intelligente netten

Lokale producenten zijn verbonden met het (lokale) distributienet. Toetreding van deze lokale producenten tot de energiemarkt betekent dat het veld van producenten gevarieerder wordt: Middelgrote producenten (zoals tuinders) en ook kleine producenten (zoals prosumenten) concurreren met grootschalige producenten. Kleinverbruikers kunnen de door hen geproduceerde elektriciteit zelf gebruiken, lokaal leveren aan burens of wijkgenoten (al dan niet in een samenwerkingsverband) of (terug)leveren aan een leverancier. Hiermee treden zij in concurrentie met gevestigde leveranciers.

Naarmate er meer productie uit intermitterende⁴⁹ (duurzame) bronnen plaatsvindt, zal de volatiliteit in de prijzen stijgen en komen er (naar verwachting) hogere pieken en lagere dalen. Dit zal ook gevolgen hebben voor producenten aan het distributienet. De productie heeft niet meer op ieder moment dezelfde waarde (zoals bij kleinverbruikers nu het geval is⁵⁰), maar de waarde hangt sterker af van de vraag- en aanbodverhoudingen. De waarde van kleinschalige productie uit intermitterende bronnen kan hierdoor dalen. De prijzen kunnen vlakker worden door een verschuiving van de vraag naar de uren dat er veel productie is. Dit is ook één van de uitgangspunten van de lokale voorziening, waar vraag en aanbod op elkaar afgestemd worden.

Volatiele prijzen op de kleinverbruikersmarkt zullen ook gevolgen hebben voor het salderen. Op dit moment kunnen kleinverbruikers een overschot aan door henzelf geproduceerde elektriciteit op het net invoeden en wegstrepen tegen verbruik op een ander moment. Bij volatiele prijzen is dat problematisch, omdat elektriciteit niet op ieder moment van de dag dezelfde prijs heeft.⁵¹ Van dit systeem gaan geen prikkels uit om de vraag te verschuiven, terwijl dat economisch gezien wenselijk is.

Bijzonder aan de producenten op het distributienet is dat zij de productie van elektriciteit soms lokaal afstemmen op de productie van andere energiebronnen. In dat geval is er een lokale afweging tussen de verschillende energiebronnen.

3.3.1.2 Invulling van de functie

Het aantal producenten aan de distributienetten voor gas en voor elektriciteit neemt snel toe. Producenten zijn individuele huishoudens of samenwerkingsverbanden van huishoudens, zoals coöperaties en verenigingen die appartementencomplexen met zonnepanelen of windmolens beheren. Bedrijven kunnen ook individueel elektriciteit of biogas produceren, of dit in een samenwerkingsverband (bijvoorbeeld op bedrijventerreinen) doen. Er zijn ook gemeenten die zelf of in samenwerking met huishoudens of bedrijven energie produceren. Warmte is vaak een bijproduct van zulke activiteiten. Bij lokale productie kan deze warmte soms nuttig worden gebruikt, wat zowel financieel als vanuit milieuoptiek voordelen met zich mee kan brengen.

⁴⁹ Een kenmerk van intermitterende bronnen, zoals wind en zon, is dat het moment van elektriciteitsproductie niet beïnvloed kan worden. Als de zon schijnt of het waait, produceren alle installaties tegelijk. Hoewel een producerende bron (bijvoorbeeld een windturbine) wel kan worden afgeregeld als dit nodig is, lijkt dat vanuit het belang van de verduurzaming van het energiesysteem niet op voorhand de meest wenselijke optie.

⁵⁰ De huidige regeling staat kleinverbruikers toe om tot een maximum van 5000 kWh op jaarbasis productie met eigen verbruik te salderen. Hierbij is het moment van productie niet van belang. Elke geproduceerde kWh heeft dan een zelfde waarde als een verbruikte kWh (zolang tijdsafhankelijke prijzen gelden). Omdat dit nog slechts een klein aantal verbruikers betreft, worden de effecten door leveranciers opgevangen (en via de profielsystematiek min of meer over alle afnemers gesocialiseerd). Als meer verbruikers zelf elektriciteit gaan produceren, wordt deze regeling waarschijnlijk onhoudbaar omdat productie tijdens uren met lage prijzen dan niet meer eenvoudig tegen afname op dure uren kan worden weggestreept. De resulterende kostenstijging voor de niet-producerende verbruikers (die hiervoor via het restprofiel betalen) zullen ook hun prikkels geven om zelf te gaan produceren, waarmee steeds meer kosten naar het profiel worden doorgeschoven.

⁵¹ In feite functioneert het net hierbij als virtuele opslag. Op de grootverbruikersmarkt is al sprake van uurlijkse prijzen, zodat invoeding door lokale productie (bijvoorbeeld uit zonnepanelen) op uren dat sprake is van een productieoverschot, een veel lagere waarde vertegenwoordigt dan afname op uren zonder zo'n overvloed aan goedkope elektriciteitsproductie. Doordat de opslagfunctie van het net (bij saldering) niet wordt beprijsd, verschuiven de hiermee geassocieerde kosten naar andere partijen (met name de energieleveranciers, die financieel verantwoordelijk zijn voor de mismatch tussen hun verwachte levering aan kleinverbruikers volgens de profielsystematiek en de daadwerkelijke afname).

3.3.1.3 Gevoelde belemmeringen en vervolgstappen

In §3.2.5 zijn al belemmeringen opgenomen die door prosumenten en kleinverbruikers worden gevoeld. Omdat deze belemmeringen ook gelden voor kleine producenten wordt er niet apart op ingegaan.

3.3.1.4 Randvoorwaarden

De economische randvoorwaarden voor een efficiënte markt voor producenten zijn de volgende:

1. Een gelijk speelveld (*level playing field*) voor alle producenten.

Dit houdt in dat producenten onder dezelfde voorwaarden met elkaar concurreren op de markt. Zij worden gelijk behandeld, onder meer bij subsidies, belastingen en bij de tarieven die zij betalen voor toegang tot het net en bij het verkrijgen van informatie over prijzen. Verder hebben zij onder dezelfde voorwaarden toegang tot dezelfde markten, bijvoorbeeld tot de APX.

2. Ontbreken van toetredingsbarrières.

Vrije toetreding van nieuwe producenten tot alle markten waar producenten actief zijn (zoals de grootverbruikers en *retail*markten) is essentieel. Toetredingsbelemmeringen bestaan bijvoorbeeld als de voorwaarden voor toetreding tot een markt onredelijk bezwarend zijn.

3. Alle producenten, ook kleine producenten, moeten beloond worden voor het leveren van flexibiliteit. Concreet betekent dit dat op uren dat elektriciteit duur is, productie extra wordt beloond (via de hogere marktprijs) en op uren dat elektriciteit goedkoop is, ook de vergoeding voor geproduceerde elektriciteit lager zou moeten zijn.

3.3.2 Opslag

Naarmate het aandeel van intermitterende duurzame energiebronnen in de voorziening groter wordt, stijgt de behoefte aan opslag van elektriciteit. Elektriciteit kan worden opgeslagen op momenten dat het overvloedig aanwezig is en kan dan weer worden ingevoed als er tekorten zijn of de prijzen hoog zijn. Het is een alternatief voor het leveren van flexibiliteit door producenten en afnemers.⁵² Opslag kan ook ingezet worden om de balans op het net te handhaven. Op dit moment is opslag van elektriciteit kostbaar. Accu's zijn duur en hebben vooralsnog een beperkte levensduur. Om deze reden staat opslag, met betrekking tot de regionale netten, maar beperkt in de belangstelling.

Alle marktpartijen (producenten, gebruikers, handelaars, leveranciers) mogen elektriciteit opslaan. Niet duidelijk is of netbeheerders (volgens de huidige energiewetten) de bevoegdheid hebben om elektriciteit op te slaan, aangezien het gevolg is dat zij handelen in elektriciteit, hetgeen voor hen verboden is. Netbeheerders kunnen dat voelen als een belemmering.

3.3.3 Transport

Transport omvat het vervoer van energie over infrastructures. Daaronder valt een heel spectrum aan activiteiten, zoals het aanleggen van netten, de eigendom hiervan, het aansluiten van producenten en gebruikers en de bedrijfsvoering van het net.

⁵² Omdat elektriciteitsopslag aanzienlijke opslagverliezen met zich meebrengt – ten gevolge van de conversie van elektrische energie naar (bijvoorbeeld) chemische energie in een batterij en *vice versa* – is opslag in de regel een relatief dure oplossing. De inzet van vraagrespons of de inzet van reservecentrales lijkt op dit moment veelal goedkoper (en dus verkieslijker) dan de inzet van opslagmiddelen. Toekomstige ontwikkelingen op het vlak van de technologie en economie van opslagmiddelen kunnen hierin verandering brengen.

Traditioneel wordt de infrastructuur van energie gezien als een natuurlijk monopolie. Dit betekent dat de kosten het laagst zijn als er maar één infrastructuur is waarvan alle partijen gebruik maken. Als er echter maar één infrastructuur is, dienen de gebruikers beschermd te worden tegen de marktmacht van de monopolist. Dit gebeurt door middel van regulering, waarbij eisen worden gesteld aan prijzen, leveringsvoorwaarden, kwaliteit en dergelijke.

3.3.3.1 *Aanleg van infrastructures & eigendom*

Voor het transport van energie is een infrastructuur nodig. De aanleg van infrastructuur, de eigendom en het beheer kunnen in handen zijn van verschillende entiteiten. In Nederland berust de eigendom van het distributienet bij lokale overheden. Deze wijzen vennootschappen aan die de infrastructuur beheren (beheerders van distributiesystemen). Deze beheerders zijn ook eigendom van de lagere overheden.

Andere juridische constructies zijn ook mogelijk. Zo zijn in Duitsland veel netten in eigendom van de gemeenten, waar deze liggen. Deze gemeenten verlenen vervolgens concessies voor het beheer van deze netten. Aan het einde van de concessieperiode kunnen zij weer een nieuwe beheerder aanwijzen.

3.3.3.2 *Taken van een netbeheerder*

Het beheer van de elektriciteits- en gasnetten is gereguleerd binnen een strak wettelijk kader dat is gedefinieerd door Europees en Nederlands recht. Beheerders van distributiesystemen, in Nederland netbeheerders genoemd, worden aangewezen, zoals hierboven vermeld, en hebben een groot aantal verplichtingen: onder andere een aansluitplicht (voor elektriciteit en in beperkte mate ook voor gas), een transportplicht en een plicht om het net in stand te houden en uit te breiden waar dat nodig is. De tarieven zijn gereguleerd. Verder is precies geregeld welke taken een netbeheerder wel moet uitoefenen en welke hij niet mag uitoefenen. Daarnaast zijn in de Europese richtlijnen en ook in de Nederlandse wet mogelijkheden opgenomen om lokaal ontheffingen te verlenen van een deel van deze verplichtingen.⁵³

Ook zijn er infrastructures die niet als net worden bestempeld. In dat geval gelden de verplichtingen voor het netbeheer niet. Er is dan een regelvrije zone. Dit is bijvoorbeeld het geval bij het wetsvoorstel inzake directe lijnen, waarin de directe lijn niet wordt gezien als net.⁵⁴

3.3.3.3 *Veranderingen door intelligente netten*

Met nieuwe ICT-toepassingen kunnen netbeheerders de energiestromen op de infrastructures preciezer monitoren en sneller op eventuele verstoringen reageren. Ze kunnen bovendien communiceren met producenten en afnemers en op hun gedrag invloed uitoefenen. Mogelijk kunnen door de toevoeging van ICT de kosten van het beheer en onderhoud worden verlaagd. Wel is het belangrijk dat de leveringszekerheid daarbij wordt gegarandeerd, ook als de ICT uitvalt. Daarnaast kan de privacy een knelpunt zijn.

De slimme meter is onderdeel van intelligente netten. Met behulp van de slimme meter kan het energieverbruik bij de gebruikers per tijdseenheid worden gemeten. Hierdoor is het voor leveranciers en netbeheerders mogelijk om variabele prijzen te implementeren.

⁵³ Artikel 26 Richtlijn 2009/72/EG biedt uitzonderingen op de verplichting tot ontvlechting. Artikel 28 van de richtlijn geeft bepaalde ontheffingen voor een gesloten distributiesysteem en artikel 34 betreft vergunningen voor directe lijnen.

⁵⁴ Zie Kamerstukken Tweede Kamer, 32814, Vergaderjaar 2010-2011 en 2011-2012.

Door de ontwikkeling van de technologie wordt het steeds beter mogelijk om een lokaal net op te zetten, dat als zelfstandige entiteit functioneert en als geheel met het openbare net is verbonden. Een dergelijk net kan lokaal weer een monopoliepositie hebben, of functioneren in concurrentie met andere lokale netten. In dat geval is sprake van concurrentie aan de randen (de periferie) van het net.

3.3.3.4 Van passief naar actief netbeheer

Beheerders van lokale infrastructuur kunnen via intelligente netten communiceren met producenten en afnemers en hen verleiden om het net efficiënter te gebruiken. Hierdoor kunnen mogelijk op langere termijn besparingen in de investeringen van de netten worden gerealiseerd. Noodzakelijke voorwaarde hierbij is een andere houding van de netbeheerder. Hij moet dan 'actief' worden in de plaats van 'passief'.⁵⁵

Onder 'passief netbeheer' wordt de traditionele houding van beheerders van infrastructuur verstaan, waarbij zij energie, vrijwel steeds afkomstig van centrales verbonden met netten van een hoger spanningsniveau, doorgeven aan afnemers aan het distributienet. De beheerders zorgen ervoor dat er altijd voldoende transportcapaciteit is.

Bij 'actief netbeheer' integreert de netbeheerder lokale producenten en consumenten in het controlesysteem van zijn net. Actief netbeheer betekent onder meer dat de netbeheerder op allerlei plaatsen in het net metingen verricht naar de kwaliteit van de stroomvoorziening, deze metingen verwerkt en (zo mogelijk geautomatiseerd) ingrijpt wanneer dit noodzakelijk is. Hij stelt consumenten in staat om een bijdrage te leveren aan de systeemdiensten, bijvoorbeeld inzake het handhaven van de frequentie, het leveren van reservecapaciteit en het bijdragen aan congestiemanagement.⁵⁶

'Actief netbeheer' houdt verder in dat de netbeheerders (via ICT) met de gebruikers van het net kunnen interacteren om ervoor te zorgen dat het net efficiënt gebruikt wordt. De beheerders zijn dan op de hoogte van de stromen op het net en kunnen desgewenst ingrijpen om die te beïnvloeden om congestie te voorkomen of om storingen tegen te gaan. Netgebruikers worden zo actief bij het netbeheer betrokken. Zij krijgen prikkels om flexibiliteit te leveren als dat nodig is. Volgens de literatuur schept actief netbeheer mogelijkheden om bij de verduurzaming grote kostenvoordelen te bereiken.⁵⁷ Onderzoek heeft verder uitgewezen dat actieve netbeheerders meer lokaal productievermogen in het net kunnen opnemen dan passieve netbeheerders.⁵⁸ Bovendien zijn uitbreidingen van het net minder snel noodzakelijk.⁵⁹

⁵⁵ Annelies Huygen, *De consument en de (on)vrije elektriciteitsmarkt*, in: S. Pront-van Bommel, *De consument en de andere kant van de elektriciteitsmarkt*, Universiteit van Amsterdam, december 2010.

⁵⁶ R. Cossent, T. Gomez, P. Frías, *Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective*, *Energy Policy*, 37, 2009 1145-1155.

⁵⁷ Zie bijvoorbeeld W. Breuer, D. Povh, D. Retzmann, Ch. Urbanke en M. Weinhold, *Prospects of Smart Grid Technologies for a Sustainable and Secure Power Supply*, 20th World Energy Congress, Rome, 2007.

⁵⁸ J. McDonald, *Adaptive intelligent power systems: Active distribution networks*, *Energy Policy*, 36, 2008, 4346-4351.

⁵⁹ Taskforce Intelligente Netten, *Op weg naar intelligente netten in Nederland*, discussiedocument van de Taskforce Intelligente Netten van het Ministerie van Economische zaken, juli 2010, p.34. De Taskforce stelt dat de komende tien jaar cruciaal zijn in de keuze tussen meer flexibiliteit op decentraal niveau en het alternatief van netverzwaring.

3.3.3.5 *Het net van de toekomst*

Naar verwachting zijn nieuwe investeringen in het net noodzakelijk om de toenemende duurzame productie en de verwachte toename van het gebruik in te passen. Ook zijn hiervoor investeringen in ICT nodig. Op dit moment is nog onduidelijk wanneer deze investeringen, gedaan moeten worden en wanneer een actievere vorm van netbeheer wenselijk wordt. Voornamelijk zijn er namelijk geen grote knelpunten bij het beheer van de distributienetten. Lokaal kunnen ze echter wel ontstaan. Zo is het mogelijk dat het aantal zonnepanelen op korte termijn sterk toeneemt als de prijs van de panelen daalt. Wanneer gehele woonblokken tegelijk zonnepanelen aanschaffen, kan dit tot problemen leiden voor netbeheerders.⁶⁰ Netverzwaring (in de wijk of op een hoger spanningsniveau) kan dan noodzakelijk zijn. Als de kosten daarvan niet opwegen tegen de baten omdat de capaciteit slechts op enkele momenten per jaar gebruikt zal worden, ligt het voor de hand om gebruik te maken van vraagsturing, die dergelijke investeringen kan vervangen en eenzelfde (maar goedkoper) effect kan bewerkstelligen. Op dit moment zijn er echter nog geen mechanismen waarbij deze opties tegen elkaar afgewogen kunnen worden en kunnen worden uitgevoerd.

In de nieuwbouw zijn op dit moment relatief weinig activiteiten vanwege de crisis. Voor het realiseren van nieuwe energiezuinige wijken kan het efficiënt zijn om de totale energieinfrastructuur (gas, warmte en elektriciteit) op elkaar af te stemmen. Nieuwe elektriciteitsnetten kunnen meteen geschikt worden gemaakt voor een eventuele hogere belasting die (elektrische) warmtepompen met zich meebrengen – de meerkosten daarvan zijn beperkt. Wel kunnen besparingen worden bereikt als afnemers bij het gebruik rekening houden met de capaciteit van het net.⁶¹

In het document *Net voor de toekomst* van Netbeheer Nederland zijn energiescenario's opgenomen en de bijbehorende gevolgen voor de infrastructuur onderzocht.⁶² Volgens Netbeheer Nederland zullen de nieuwe technieken, zoals elektrische mobiliteit, elektrische warmtepompen en nieuwe energiebronnen met een fluctuerend karakter de komende tien jaar nog niet op massale schaal aan de orde zijn, maar op lokale schaal kunnen ze al aandacht vereisen. Geconstateerd wordt dat op lokaal niveau voortvarend moet worden gewerkt aan het slimmer maken van de netten om een optimale afstemming tussen vraag en aanbod te bereiken en opties voor lokale opslag te creëren. Slimme netten, slimme meters, opslag en vraagsturing kunnen dan worden ingezet om maatschappelijke voordelen te behalen. Volgens de studie moeten voldoende prijsprikkels worden ingebouwd om vraagsturing breed toe te kunnen passen.

Vraagsturing neemt een belangrijke rol in om de kosten van het netbeheer in de toekomst laag te houden en eventuele besparingen in het netbeheer als gevolg van intelligente netten te realiseren. Het huidige systeem van netwerkregulering biedt echter geen ruimte om van vraagsturing gebruik te maken en de voordelen daarvan te materialiseren. Hiervoor zijn financiële prikkels nodig, maar die ontstaan vooral als de kosten van het netbeheer, meer dan op dit moment, worden toegerekend aan de partijen die deze kosten veroorzaken. ICT maakt dat in principe mogelijk omdat beter dan voorheen duidelijk is wie op welk moment van het net gebruik maakt (zie verder §5.5).

⁶⁰ Zie bijvoorbeeld International Energy Agency, *Overcoming PV Grid Issues in the Urban Areas*, IEA-PVPS T10-06-2009, October 2009, http://www.iea-pvps-task10.org/IMG/pdf/rep10_06.pdf.

⁶¹ Dit wordt bijvoorbeeld onderzocht in de proeftuin Couperus.

⁶² Netbeheer Nederland, *Net voor de Toekomst, Verkenning van de impact van verduurzaming op de energie-infrastructuur*, 2011.

3.3.3.6 Uitoefening van de functie

Het transport van elektriciteit en gas wordt verzorgd door netbeheerders die in publieke handen zijn. Deze zijn daartoe van overheidswege aangewezen. Daarnaast kunnen er private netbeheerders zijn, die een ontheffing hebben verkregen van het Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie, of die voldoen aan één van de uitzonderingen die de wet biedt.⁶³ Dit stelsel van ontheffingen en uitzonderingen wordt op dit moment herzien, mede naar aanleiding van de nieuwe Europese richtlijnen (in het Derde Pakket).

3.3.3.7 Belemmeringen

Volgens initiatiefnemers in de lokale voorziening worden belemmeringen ervaren met betrekking tot de infrastructuur en het beheer daarvan.

In de lokale energievoorziening bestaat vaak behoefte aan een geïntegreerd ontwerp en gezamenlijke bedrijfsvoering van de infrastructuur van elektriciteit en/of gas en of warmte zodat deze energiebronnen optimaal ingepast kunnen worden, bijvoorbeeld in een flat, een appartementencomplex, in de wijk, of op een bedrijventerrein. De partijen wensen in die gevallen zelf te bepalen hoe zij de kosten van die voorziening met elkaar delen. De regulering biedt deze mogelijkheden niet, zodat er een behoefte kan bestaan aan regelvrije zones of ontheffingen van de verplichtingen van openbare netbeheerders. Private netten bieden nu gedeeltelijk al zo'n oplossing. Onduidelijk is of nieuwe instrumenten (gesloten distributiesysteem, directe lijn) adequate alternatieven bieden.

Een vergelijkbaar knelpunt is de onmogelijkheid voor bewoners van een flat of een appartementencomplex om zelf zonnepanelen op het dak te leggen en de elektriciteit daarvan zelf te gebruiken, omdat de verbinding tussen het paneel en de installatie in de eigen woning wordt aangemerkt als een net, dat moet worden aangelegd door een netbeheerder.

Daarnaast voeren initiatiefnemers in de lokale voorziening aan dat zij relatief veel moeten betalen voor de kosten van het net.⁶⁴ In de lokale voorziening bestaat de bereidheid om vraag en aanbod op elkaar af te stemmen, zodat er minder gebruik wordt gemaakt van het distributienet en van de bovenliggende netvlakken. Op den duur leidt dat mogelijk tot besparingen op nieuwe investeringen. Het capaciteitstarief biedt geen mogelijkheid om deze voordelen terug te geven aan de deelnemers van de lokale voorziening.

Netbeheerders kunnen ook belemmeringen voelen bij deze functie. Het systeem van wet- en regelgeving schrijft precies voor wat netbeheerders moeten doen en wat zij wel of niet mogen doen. Verder worden de tarieven daarbij voorgeschreven. Voor netbeheerders kan dat de volgende knelpunten met zich brengen:

- Netbeheerders hebben geen instrumenten om een efficiënt gebruik van het net te bevorderen. Zij zijn verplicht om iedereen aan te sluiten en om alle door afnemers ingevoede energie te transporteren tegen gereguleerde tarieven. Zij hebben daarom weinig tot geen ruimte om invloed uit te oefenen op het gedrag van gebruikers.⁶⁵

⁶³ Zie ook: S. Pront-van Bommel, *Particuliere energiedistributiesystemen Europeesrechtelijk getoetst*. Sociaal-economische Wetgeving: Tijdschrift voor Europees en Economisch Recht, 59, 2011, 470-479. S. Pront-van Bommel, *Particuliere elektriciteitsnetten onder communautair vuur?*, Sociaal-economische Wetgeving : Tijdschrift voor Europees en Economisch Recht, 57, 2009, 244-252.

⁶⁴ Over gelijke tarieven voor grote en kleine producenten, zie R. Cossent, T. Gomez en P. Frias, *Towards a future with large penetration of distribution generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective*, Energy Policy, 37 2009, 1145-1155.

⁶⁵ Overigens zijn de transport- en aansluitplicht niet zonder reden in de wetgeving verankerd. Bij een puur economische benadering verkrijgt de inmiddels beroemde 'weduwe in Appelscha' geen net-

- Netbeheerders hebben geen instrumenten om netten alleen uit te breiden als dat efficiënt is. Ze zijn verplicht om de netten uit te breiden als daartoe behoefte bestaat, ook al is dat (vanuit netwerkoptiek) inefficiënt. Gebruikers mogen zich vestigen waar zij wensen en transporteren altijd tegen dezelfde prijzen (het postzegeltarief), ook al moet de netbeheerder aanzienlijke kosten maken om de transporten mogelijk te maken.
- Netbeheerders kunnen flexibiliteit niet belonen, ook niet bij een lokale voorziening, omdat de huidige tariefstructuur daarvoor geen ruimte biedt.
- Netbeheerders kunnen niet gezamenlijk met een lokale voorziening experimenteren met de integratie van gas, warmte en elektriciteit, met vraagsturing en de inrichting van flexibele netten en met een andere verdeling van de kosten dan volgens de tariefstructuren wordt opgelegd. Dit wordt mede gecompliceerd door het feit dat elektriciteit en gas gereguleerde activiteiten zijn (die door een netbeheerder moeten worden uitgevoerd), maar dit voor warmtedistributie niet geldt.

3.3.3.8 Randvoorwaarden voor transport

Deze paragraaf gaat in op de economische voorwaarden die gelden voor efficiënt transport. Daarbij valt op dat de eisen voor het transport van energie op landelijk niveau kunnen verschillen van de eisen die voor de regionale voorziening zouden moeten gelden. Het gaat om de volgende randvoorwaarden:

1. Efficiënt gebruik en exploitatie van de infrastructuren.

De infrastructuur moet zodanig worden gebruikt en beheerd dat de (maatschappelijke) baten, gegeven de kosten van de voorziening, zo hoog mogelijk zijn. Duurzame (intermitterende) bronnen worden daarbij efficiënt ingepast. Voorwaarde daarvoor is dat de exploitant van het net gebruikers kan beïnvloeden met betrekking tot de inzet van productiemiddelen en (beperking van) het gebruik (dan wel het leveren van flexibiliteit).

2. Efficiënte uitbreiding van infrastructuren.

De uitbreidingen van de infrastructuur zijn efficiënt als de maatschappelijke baten van extra transporten groter zijn dan de kosten die dat met zich meebrengt. Efficiëntie wordt bevorderd als de kosten van uitbreiding van het net neerslaan bij de veroorzakers van die kosten en als netbeheerders, bijvoorbeeld via tarieven, efficiënt netgebruik kunnen bevorderen.

3. Een goed werkend systeem is nodig voor de vergoeding van de in het verleden gemaakte kosten voor de collectieve voorziening (de zogenoemde *sunk cost*) en voor de operationele kosten. Dat zit onder meer besloten in de regulering.

4. Bescherming van de gebruikers tegen monopoliewinsten. Deze kan onder andere worden gerealiseerd door regulering.

5. Zekerheid van het transport: Gebruikers moeten erop kunnen vertrouwen dat de transportfaciliteiten beschikbaar zijn en blijven (en met een voldoende kwaliteit werken).

Randvoorwaarden/wensen voor de lokale voorziening (in de periferie):

6. Relevant zijn vrijheden om op lokale schaal infrastructuren voor gas, elektriciteit en warmte efficiënt op elkaar af te stemmen en productie en gebruik van deze bronnen op

toegang omdat de kosten voor het realiseren daarvan hoger zijn dan de baten (voor de netbeheerder). In geval inperking van de transport- en aansluitplicht wordt overwogen, zou bijvoorbeeld het recht op een aansluiting en een hoeveelheid 'basistransport' kunnen blijven bestaan, maar zou een netbeheerder wel prikkels kunnen geven om piektransporten te reduceren.

elkaar af te stemmen. Hierbij gaat het om efficiëntie over de verschillende infrastructuren en energiebronnen heen.

7. Daarbij is relevant dat er ook vrijheden zijn om de kosten van de infrastructuren en het beheer daarvan lokaal met elkaar te delen volgens (zelf) gemaakte afspraken.
8. Lokale systemen moeten bijdragen in het gebruik van transportfaciliteiten, zij het in overeenstemming met de veroorzaakte kosten. Dat wil zeggen dat besparingen op het gebruik van transportfaciliteiten (bijvoorbeeld op hogere netniveaus) aan de veroorzakers daarvan kunnen worden doorgegeven. Dit gebeurt onder meer als deelnemers aan de lokale voorziening gezamenlijk één aansluiting hebben op het openbare net of als vraag en aanbod lokaal op elkaar worden aangepast. Hierdoor zijn (in theorie) besparingen op het gebruik van het net mogelijk, wat ook tot tariefsverlagingen behoort te leiden voor degenen die het veroorzaken

3.3.4 Balansverantwoordelijkheid

Balansverantwoordelijkheid betreft de verantwoordelijkheid om de energiebalans in het energiesysteem te handhaven zodat vraag en aanbod op ieder moment in evenwicht zijn. Balanshandhaving is een activiteit die voor het geheel van alle (onderling gekoppelde) netten noodzakelijk is, waarbij elke regelzone (*control area*) verantwoordelijk is voor het handhaven van de balans in zijn eigen deelnet.⁶⁶

3.3.4.1 Ontwikkelingen door intelligente netten

Op dit moment heeft TenneT als systeembeheerder de balansverantwoordelijkheid voor geheel Nederland. Dit betekent dat TenneT de balans handhaaft op het gehele elektriciteitssysteem. Dit betreft niet alleen de transportnetten maar ook de distributienetten.

Door de ontwikkeling van intelligente netten kunnen beheerders van distributienetten, net als TenneT, communiceren met de aangeslotenen. In principe is mogelijk dat TenneT voor het balanceren van het net niet alleen gebruik maakt van grootschalige productie-installaties maar ook van kleinere productie-installaties, beschikbare opslagmiddelen en vraagresponso bij afnemers. Behalve dat dit mogelijk goedkoper regel- en reservevermogen kan opleveren, kan een deel hiervan (afhankelijk van de betrokken systemen) mogelijk met een korte responstijd voor het systeem beschikbaar komen.

Daarnaast kunnen er redenen zijn om een lokaal net ook lokaal (in enige mate) te willen balanceren. Dit kan voortkomen uit de behoefte om de vraag zoveel mogelijk af te stemmen op de productie van lokaal opgewekte duurzame elektriciteit. Of vanuit een gekoesterd ideaal voor een lokaal 'autarkisch' energiesysteem.⁶⁷

⁶⁶ Dit wil niet zeggen dat een onbalans in een deelnet tot het betreffende deelnet beperkt blijft. Door een onbalans in het systeem (op welke locatie dan ook) ontstaat een mismatch tussen vraag en aanbod die *in het hele gekoppelde systeem* tot een onbalans leidt, wat zich uit in een verandering van de systeemfrequentie. Door de primaire regelactie in het systeem (in de praktijk door productie-installaties verspreid over het gehele Europese systeem) wordt de balans hersteld. In de secundaire regelactie wordt door op- en afregelen van specifieke eenheden de onbalans 'verschoven' naar de regelzone waarin deze is veroorzaakt.

In Nederland wordt een onbalans die zijn oorzaak in Nederland vindt, via het afroepen van biedingen op de 'onbalansladder' gecompenseerd. De kosten die TenneT hiervoor maakt worden vervolgens bij de programmaverantwoordelijke partijen in rekening gebracht die de onbalans (mede) hebben veroorzaakt.

⁶⁷ Strikte autarkie zou inhouden dat het betreffende lokale energiesysteem geheel zelfvoorzienend is, zodat ook geen netkoppeling nodig is. In de praktijk blijkt een koppeling met het net wel gewenst, al was het alleen maar vanwege de frequentieondersteuning die veel lokale productiemiddelen behoeven om stabiel bedreven te worden.

3.3.4.2 Uitoefening functie

Zoals aangegeven oefent TenneT de functie van balansverantwoordelijkheid in het elektriciteitssysteem uit. Aangezien dit een noodzakelijke systeemfunctie betreft, zal TenneT deze functie naar verwachting blijven uitoefenen.⁶⁸

Voor het gassysteem oefent Gastransport Services een dergelijke functie uit voor het gastransportnet. Doordat gas gedeeltelijk in het net kan worden gebufferd, kan de balansverantwoordelijkheid voor de distributienetten gedeeltelijk door de regionale netbeheerders worden ingevuld.

In geval een lokaal energiesysteem lokaal gebalanceerd wordt, moet er ook een lokale partij zijn die de functie van balansverantwoordelijkheid uitvoert.

3.3.5 Coördinatie

Een coördinator is een partij in het systeem die het energiegebruik, de productie, de opslag en/of het transport van verschillende gebruikers op de één of andere manier op elkaar afroept, onderling afstemt (*dispatch*) en optimaliseert. bij dit laatste kan bijvoorbeeld prijs of maximale duurzaamheid het uitgangspunt zijn.⁶⁹

3.3.5.1 Uitoefening functie

In het elektriciteitssysteem voor de liberalisering verzorgde de N.V. Sep de rol van coördinator. Via zogenaamde *least-cost dispatch* werden die productiemiddelen ingezet die op een bepaald moment het goedkoopste aan de elektriciteitsvraag zouden kunnen voldoen. Sinds de liberalisering vindt afstemming tussen de inzet van de verschillende productie-eenheden decentraal plaats, en wel door de verschillende elektriciteitsproducenten. Ook kan gedacht worden aan partijen die bijvoorbeeld lokale warmte/krachtinstallaties (met een warmtebuffer) zodanig schakelen dat de geproduceerde elektriciteit tegen de hoogste prijs wordt verkocht.

3.3.5.2 Ontwikkelingen door intelligente netten

De technische ontwikkelingen maken het mogelijk om niet alleen productie te coördineren (en deze op de vraag af te stemmen), maar ook door de vraag zelf te beïnvloeden (of te verschuiven). De geleidelijke beschikbaar komende opslagmiddelen voor elektriciteit (batterijen, elektrische auto's) geven bovendien een nieuwe dimensie aan de mogelijkheden voor coördinatie.

Zulke coördinatie kan, gegeven de toenemende lokale productie, ook steeds meer op lokaal niveau plaatsvinden. In lokale energiesystemen is zulke coördinatie ook wenselijk om de beschikbare systemen goed op elkaar te laten aansluiten en het systeem als geheel zodanig te bedrijven dat de behoefte aan uitwisseling met het publieke net aan de gestelde ambities voldoet. Overigens wordt het door de ontwikkeling van ICT steeds beter mogelijk om lokaal te

⁶⁸ De Europese ontwikkelingen tenderen naar het harmoniseren van onbalansmarkten, waarbij de omvang van de afzonderlijke regelzones wordt vergroot. Balanceren in lokale netten is niet mogelijk. Wel kan een lokaal net ernaar streven om de afwijkingen van de voorziene uitwisseling met het distributienet (het 'transportprogramma') zo beperkt mogelijk te laten zijn. Door de kleinere resulterende 'onbalans' in het energieprogramma worden de onbalanskosten voor het lokale energiesysteem daarmee potentieel verlaagd. Overigens hangt dit wel af van het aantal programma-verantwoordelijke partijen dat in het betreffende lokale systeem actief is.

⁶⁹ De functie balansverantwoordelijkheid richt zich op de productie in het lokale energiesysteem die exact de vraag moet volgen. De functie van coördinatie betreft vooral de inzet van de beschikbare productiemiddelen in de wijk *zonder de noodzaak tot lokale systeembalans*. Een verschil tussen vraag en aanbod kan immers worden opgevuld via uitwisseling met het publieke net. Ook hoeft de coördinatie zich niet tot het betreffende lokale net te beperken, maar kunnen de productiemiddelen zich eventueel elders bevinden.

coördineren. Dit kan gebeuren door een partij in een samenwerkingsverband, maar ook door een externe dienstverlener.

3.4 Handelsfuncties

3.4.1 Handel

Onder handel wordt verstaan het kopen en verkopen van energie die niet bestemd is om direct te gebruiken. Handel voor gebruik wordt hieronder besproken onder levering.

De handel in elektriciteit is vrij. Door de ontwikkelingen met intelligente netten komen er meer partijen op de markt die kunnen handelen. Lokale producenten willen hun productie verhandelen, gebruikers kunnen hun flexibiliteit verhandelen. Zij willen, net zoals grote producenten en afnemers, zelf of via dienstverleners toegang hebben tot de verschillende markten, zoals de APX en eventueel de onbalansmarkt. Op dit moment is dit vaak niet mogelijk.

De belemmeringen voor handel in de lokale voorziening en de stappen die hieromtrent genomen kunnen worden, zijn hierboven besproken onder de functie eindverbruiker, omdat de eindverbruiker ook de functie van handelaar wenst uit te voeren.

3.4.2 Levering

Levering omvat het afleveren van elektriciteit aan gebruikers. De levering van elektriciteit aan grootverbruikers is vrij, maar voor de levering aan kleinverbruikers is een leveranciersvergunning vereist. Een leverancier is in het spraakgebruik een entiteit met een vergunning om kleinverbruikers te beleveren.

3.4.2.1 Ontwikkelingen bij intelligente netten

Door de ontwikkelingen met intelligente netten en kleinschalige productie kunnen kleine producenten en kleingebruikers elektriciteit en flexibiliteit leveren aan andere deelnemers op de markt. Op dit moment leveren zij overtollige elektriciteit nog (noodgedwongen) aan de eigen leverancier, omdat zij geen vergunning hebben om aan andere kleinverbruikers te leveren (zoals aan de burelen). Leveranciers zijn verplicht om deze overschotten terug te nemen tegen een redelijke vergoeding. Zij dragen verder ook de programmaverantwoordelijkheid voor hun afnemers.

Leveringstarieven voor kleinverbruikers zijn nu meestal vlak: kleinverbruikers betalen altijd dezelfde tarieven (of een dag- en nachttarief). Hierdoor kunnen kleinverbruikers geen flexibiliteit aanbieden aan hun leverancier. Als vraag en aanbod meer pieken en dalen vertonen door duurzame productie uit intermitterende bronnen of door grootschalige afname met elektrische auto's of warmtepompen, zal er een grotere behoefte zijn aan contracten met variaties in prijzen, zodat vraag en aanbod per kwartier of per uur met elkaar in overeenstemming gebracht kunnen worden. Van variabele prijzen gaan prikkels uit om vraag en aanbod op elkaar aan te passen. Variabele prijzen hebben ook gevolgen voor het salderen, zoals al eerder is besproken.⁷⁰

Variabele prijzen hoeven overigens niet altijd door de leverancier flexibel aan de afnemers doorberekend te worden. Het is mogelijk dat een leverancier een afnemer een contract tegen vaste prijzen aanbiedt, bijvoorbeeld gecombineerd met afspraken of apparatuur om het gebruik te beïnvloeden. Aangezien levering een vrije marktactiviteit betreft, staat het leveranciers ook geheel vrij om een eigen prijsbeleid te bepalen.

⁷⁰ Zie ook voetnoot 51.

Grote leveranciers hebben profijt van investeringen in intelligente netten, met name van de slimme meter, omdat die accurate informatie levert over wat gebruikers produceren, leveren en afnemen en op welke momenten zij dat doen. Hierdoor kunnen zij niet alleen meer op maat gesneden contracten aanbieden, maar vraag en aanbod ook beter op elkaar laten aansluiten of beïnvloeden. Dit heeft tevens gevolgen voor hun businessmodellen, die daardoor zullen veranderen.

3.4.2.2 *Uitoefening van de functie*

Levering aan kleinverbruikers op het distributienet gebeurt op dit moment door leveranciers die over een leveringsvergunning beschikken. Bij de levering aan huishoudens bedienen drie leveranciers 85 % van de elektriciteitsmarkt en 83 % van de gasmarkt.⁷¹ Aan het verkrijgen van die vergunning zijn voorwaarden verbonden. Alleen leveranciers die een vergunning hebben, mogen elektriciteit en/of gas aan kleinverbruikers leveren.

3.4.2.3 *Belemmeringen*

Initiatiefnemers in de lokale voorziening voeren aan dat zij belemmeringen ondervinden bij het leveren van elektriciteit:

- De noodzaak om over een leveranciersvergunning te beschikken beperkt de mogelijkheden om aan kleinverbruikers te leveren. Kleine producenten kunnen bijvoorbeeld niet voldoen aan alle voorwaarden, zoals de verplichting om landelijk te kunnen leveren. Daarbij is een vergunning een zwaar middel voor partijen in een kleine, lokale voorziening, die louter elkaar willen beleveren. Zij zien dit als een toetredingsbelemmering. Samenwerkingsverbanden in de lokale voorziening kiezen daarom op dit moment een gevestigde leverancier als tussenpersoon. Zij ervaren het echter als bezwaarlijk dat deze leverancier de klanten van het samenwerkingsverband als eigen klanten beschouwt en daarop het eigen beleid loslaat.
- Op dit moment is het voor kleinverbruikers niet mogelijk om twee leveranciers tegelijk te hebben. Kleinverbruikers in een lokale voorziening kunnen de wens hebben om elektriciteit te ontvangen van deelnemers aan het eigen initiatief (bijvoorbeeld geproduceerd door de burens) en daarnaast elektriciteit van een (suppletie)leverancier. Dit is nu niet mogelijk. Het lokale initiatief moet op dit moment alle elektriciteit aan een gevestigde leverancier verkopen en alle deelnemers moeten (al) hun elektriciteit dan van die ene leverancier betrekken. Alle deelnemers van het collectief zijn dan min of meer gedwongen om dezelfde leverancier te nemen, die het verrekenen voor hen regelt.
- Kleinverbruikers, die al dan niet met een collectief zelf elektriciteit produceren en deze elektriciteit vervolgens direct aan zichzelf willen leveren, kunnen dat niet doen. Het verschil met het geval hierboven is dat het nu gaat om elektriciteit die de kleinverbruiker elders zelf produceert, bijvoorbeeld met zonnepanelen op het dak van het eigen appartementencomplex of op het dak van een school. Hij kan deze niet direct aan zichzelf leveren, omdat hiervoor een leveranciersvergunning noodzakelijk is.

⁷¹ NMa, *Tendrapportage Marktwerking en Consumentenvertrouwen in de energiemarkt*, Tweede halfjaar 2011, pagina 13, http://www.nma.nl/documenten_en_publicaties/archiefpagina_documenten_en_publicaties/onderzoekrapporten/energiereport_consumentenmarkt_tweede_helft_2011.aspx.

- Het is lastig voor kleinverbruikers om tegen een vergoeding flexibiliteit te leveren aan de eigen leverancier (of een andere leverancier of partij die hiervoor meer biedt). Invoering van flexibele tarieven voor kleinverbruikers is op dit moment niet mogelijk.⁷²

3.4.2.4 Randvoorwaarden voor een efficiënte ontwikkeling van de markt voor de levering

De volgende randvoorwaarden kunnen aan de leveringsfunctie worden gesteld:

- Leveranciers zijn gebaat bij maximale vrijheid bij de inrichting van hun functie, zodat zij innovatief kunnen werken. Dit betekent onder meer vrijheid bij de ontwikkeling van (innovatieve)businessmodellen, vrije prijsvorming zodat met prijzen geëxperimenteerd kan worden en vrijheid om verschillende functies te combineren.
- Vrije toetreding tot de leveringsmarkt is essentieel. Dit moet gelden voor allerlei partijen, of ze nu groot zijn of klein, geïntegreerd of niet. Toetredingsbelemmeringen moeten worden weggenomen. Deze kunnen bijvoorbeeld bestaan uit de (zware) eisen om een markt te kunnen betreden (bijvoorbeeld het hebben van een leveranciersvergunning).
- Een gelijk speelveld voor alle partijen die leveren is van belang. Dit betekent dat belastingen, subsidies en regulering gelijk uitwerken voor alle verschillende vormen van levering. Beperkend kan bijvoorbeeld het systeem van programmaverantwoordelijkheid zijn, dat grote leveranciers bevoordeelt ten opzichte van kleine leveranciers, of de wijze waarop allocatie en reconciliatie plaatsvindt.⁷³

3.4.3 Aggregatie

Een aggregator is een partij die energiegebruik en/of energieproductie van verschillende partijen inkoopt, samenvoegt en als geheel op de markt brengt. Een aggregator is derhalve een bijzonder soort handelaar. Aggregatie kan bijvoorbeeld plaatsvinden als een handelaar de flexibiliteit van een groot aantal kleinverbruikers samenvoegt en gezamenlijk op de APX of op de markt voor onbalans aanbiedt. In de Verenigde Staten zijn er speciale dienstverleners die zich hierop richten. In Nederland treedt bijvoorbeeld Powerhouse⁷⁴ op als aggregator, maar zijn er nog geen mogelijkheden om dergelijke diensten voor kleinverbruikers uit te voeren.⁷⁵

Een aggregator kan ook dispatch van verschillende producenten verzorgen (en daarmee ook een coördinatiefunctie vervullen).

⁷² Specifiek spelen hierbij de volgende zaken. 1. Kleinverbruikers moeten beschikken over nauwkeurige meetdata met een hoge granulariteit (op een 5 of 15-minutenbasis). Deze kan slechts beperkt worden verkregen met de huidige slimme meter, aangezien de beschikbaar komende data niet de zuivere meetwaarden betreft, maar al gecorrigeerde waarden omvat (wat voor handelaren een risico met zich meebrengt). 2. Leveranciers zijn gebonden aan modelcontracten, zoals vastgesteld in overleg met de NMa (zie <http://www.nma.nl/images/Modelcontract%20-%20Bijlage%20bij%20het%20besluit22-198342.pdf>). Dit belemmert de introductie van specifieke (en dus van de standaard afwijkende) contractvormen. 3. Aangezien kleinverbruikers altijd worden afgerekend op de gedefinieerde profielen (en dus niet op de effectieve afname door de dag heen), is het niet mogelijk om afnemers voor ingezette flexibiliteit te belonen. Via het proces van allocatie en reconciliatie worden leveranciers immers altijd afgerekend op het vastgestelde profiel, en niet op de daadwerkelijk door kleinverbruikers afgenomen energie.

⁷³ Bij grote leveranciers middelen afwijkingen in de verwachte productie of afname zich relatief meer uit dan bij kleine leveranciers. Daarnaast beschikken grotere leveranciers vaak ook over meer mogelijkheden om een eventuele programmaonbalans weg te werken dan kleine leveranciers.

Allocatie en reconciliatie betreffen de juiste toerekening van inkoopvolumes aan de programma-verantwoordelijke partijen en de hiermee verbonden leveranciers. Hierbij wordt het geplande verbruik met het werkelijke verbruik vergeleken, wat risico's op een naheffing met zich meebrengt.

⁷⁴ Zie <http://www.powerhouse.nl/>.

⁷⁵ Zie voetnoot 72 voor de beperkingen voor kleinverbruikers om voor flexibiliteit beloofd te worden.

3.4.3.1 Ontwikkelingen bij intelligente netten

Bij lokale energienetten komt de flexibiliteit van kleinverbruikers beschikbaar. Per aansluiting betreft dit veelal een relatief kleine hoeveelheid, die om deze reden niet op bestaande marktplaatsen (zoals de APX of de onbalansmarkt) kan worden ingeboden. Verwacht wordt dat aggregatoren de flexibiliteit van veel verschillende partijen samenvoegen en daarmee voldoende kritische massa genereren om wel genoemde marktplaatsen te kunnen betreden. Vanzelfsprekend is ICT essentieel voor sturing (afroep van flexibiliteit) van de afzonderlijke afnemers alsmede voor het doorrekenen van de gerealiseerde marktwaarde naar de betrokken afnemers.⁷⁶

3.4.4 Programmaverantwoordelijkheid

Elke partij die één of meer aansluitpunten op een net heeft, is programmaverantwoordelijk voor dat aansluitpunt. Dat betekent dat die partij geacht wordt programma's op te stellen over de verwachte levering van elektriciteit aan het net en de afname uit het net. Elke programmaverantwoordelijke dient dagelijks zijn energieprogramma's voor de volgende dag bij TenneT in. TenneT en de andere netbeheerders meten de daadwerkelijke invoeding en afname. Eventuele verschillen met het energieprogramma worden bij de programmaverantwoordelijke partij in rekening gebracht. Hiervoor wordt een prijs op 15-minuten basis gehanteerd (de 'programmatijdseenheid'), waarvan de kostenbasis gerelateerd is aan de kosten die TenneT heeft moeten maken om het systeem in de betreffende programmatijdseenheid te balanceren (de 'onbalansverrekening').⁷⁷

Kleinverbruikers dragen per definitie geen programmaverantwoordelijkheid. Hun leveranciers wel, zodat deze moeten inschatten wat de kleinverbruikers produceren en/of verbruiken en dat moeten opnemen in hun programma's. Hierdoor staan zij ook bloot aan de risico's van de onbalans van kleinverbruikers.

3.4.4.1 Ontwikkelingen bij intelligente netten

Intelligente netten openen de mogelijkheid dat beheerders van distributienetten rechtstreeks communiceren met producenten of afnemers aan die distributienetten. In principe kan ook de verantwoordelijke programmaverantwoordelijke partij afspraken maken over het afroepen van flexibiliteit bij afnemers om de match tussen het actuele energiegebruik van alle afnemers van de betreffende programmaverantwoordelijke partij en het ingediende programma zo goed mogelijk te laten zijn. Hiermee kunnen de onbalanskosten worden verminderd (of het risico op hoge onbalanskosten worden gemitigeerd).

Daarnaast maken intelligente netten het voor aangeslotenen (in principe) mogelijk om de programmaverantwoordelijkheid zelf in te vullen. Omdat met de slimme meter voor alle afnemers meetgegevens op 15-minutenbasis beschikbaar komen, kunnen afwijkingen van het energieprogramma precies aan de verantwoordelijke afnemers worden toegewezen. Het is niet

⁷⁶ Zie bijvoorbeeld M. Braun en P. Strauss, *A Review of Aggregation Approaches of Controllable Distributed Energy Units in Electrical Power Systems*, International Journal of Distributed Energy Resources, 4, 2008, 297-319.

⁷⁷ Voor dit balanceren roept TenneT regelvermogen af van de onbalansladder (zie §3.3.4). De prijs van het duurst afgeroepen vermogen (het marginaal geaccepteerde bod) bepaalt de onbalansprijs voor de betreffende programmatijdseenheid (15 minuten). Alle onbalans in het systeem wordt tegen deze prijs verrekend, waarbij partijen die een 'onbalans' (hier: het verschil tussen het programma en de daadwerkelijke afname/invoeding) hadden die heeft bijgedragen aan de systeemonbalans, moeten betalen. Partijen die op dat moment een onbalans hadden die juist 'meehielp' om de systeemonbalans te verkleinen, krijgen een vergoeding.

uitgesloten dat afnemers door de inzet van eigen flexibiliteit op termijn zelf of gezamenlijk hun eigen programmaverantwoordelijkheid kunnen dragen.⁷⁸

3.4.4.2 Uitoefening van de functie

Programmaverantwoordelijkheid wordt uitgeoefend door producenten, grootverbruikers en leveranciers, maar niet door kleinverbruikers. Bovendien kan programmaverantwoordelijkheid worden uitbesteed aan een door TenneT erkende partij, die de programmaverantwoordelijkheid namens partijen op zich neemt. Er zijn twee soorten erkenningen, een handelserkenning en een volledige erkenning.

Volgens de Elektriciteitswet moeten alle aangeslotenen hun programmaverantwoordelijkheid regelen. In de Systeemcode is bepaald dat zij die verantwoordelijkheid kunnen onderbrengen bij alle door TenneT erkende rechtspersonen en voor zover die door TenneT zijn erkend als programmaverantwoordelijken.

3.4.4.3 Belemmeringen

Het systeem voor programmaverantwoordelijkheid vereist dat elke leverancier ofwel zijn eigen programmaverantwoordelijkheid regelt, ofwel dit bij een andere partij onderbrengt. Voor kleinverbruikers is dit in de regel de eigen leverancier. Overwogen moet worden of een andere inrichting van het systeem van programmaverantwoordelijkheid mogelijk is.

Als door (veel) kleine partijen flexibiliteit geleverd gaat worden heeft dit ook consequenties voor de energieprogramma's: Deze zullen immers hierdoor een programmaonbalans gaan vertonen. Het systeem dient hiervoor zodanig te worden aangepast dat afnemers die (ten behoeve van het systeem flexibiliteit leveren) hiervoor niet (direct of indirect) via de onbalansverrekening worden 'bestraft'.⁷⁹

⁷⁸ Een vraag is in hoeverre programmaverantwoordelijkheid een noodzakelijke systeemfunctie is. Evident is dat het energiesysteem gebalanceerd moet worden (de systeemfunctie 'balansverantwoordelijkheid'; zie §3.3.4) en dat de kosten die hiermee gemoeid zijn, moeten worden verrekend. Het systeem voor programmaverantwoordelijkheid dient om deze kosten aan de veroorzakers van de onbalans toe te rekenen, dat wil zeggen: aan de partij die verantwoordelijk gehouden wordt voor de invoeding en afname van de groep afnemers die de onbalans veroorzaakte. Doordat veel kleinverbruikers en kleinzakelijke afnemers op dit moment nog niet tijdsafhankelijk worden bemeterd, worden bij de doorberekening aan de eindverbruikers profielen gehanteerd, die samen met de bemeterde klanten in het programma van de programmaverantwoordelijke partij worden opgenomen.

Omdat de precieze afname van de niet-tijdsafhankelijk bemeterde afnemers onbekend is, wordt de programmaverantwoordelijke partij aan het onbalansrisico blootgesteld, dat onder meer gemitigeerd kan worden door zoveel mogelijk afnemers te bundelen (waardoor de onbalans gedeeltelijk tegen elkaar wegvalt). Het huidige systeem prefereert daarom grotere programmaverantwoordelijke partijen, omdat die het risico van de profielklanten (en van onbalans van afzonderlijke afnemers) gemakkelijker kunnen opvangen.

Wanneer alle afnemers tijdsafhankelijk bemeterd zijn én mogelijkheden om de afname en invoeding van het net te beïnvloeden zijn vergroot, kunnen wellicht ook andersoortige systemen worden ontwikkeld die enerzijds bijdragen aan het handhaven van de systeembalans, en anderzijds de rol van de afzonderlijke afnemers hierin helder maken en beprijzen.

⁷⁹ Bij een grote toename van de lokale productie speelt ook de vraag in hoeverre het systeem van programmaverantwoordelijkheid 'eerlijk' blijft voor de niet-producerende afnemers. In geval van veel lokale productie met bijvoorbeeld zonnepanelen zal de door leveranciers daadwerkelijk afgezette energie voor de gebruikers niet in overeenstemming zijn met het profiel: zodra de zon schijnt, neemt de hoeveelheid afgezette elektriciteit af omdat voor een deel eigen productie daarin voorziet. Het risico op een mismatch met het programma wordt in de energieprijzen doorberekend, maar wordt dan vooral betaald door de afnemers die nog wel van de leveranciers afnemen (simpelweg omdat de afnemers met eigen productie relatief minder elektriciteit van de leverancier hoeven af te nemen). Indirect worden de kosten gerelateerd aan de onbalans veroorzaakt door afnemers met eigen (intermitterende) productie zo in toenemende mate gedragen door de afnemers zonder zulke productie.

3.5 Dienstenfuncties

3.5.1 Installeren

De functie installeren refereert aan het bouwen, onderhouden en exploiteren van installaties bij afnemers. Bij de lokale voorziening gaat het onder meer om zonnepanelen, kleine windturbines en warmtekrachtcentrales. In het verleden financierden de gebruikers meestal de installaties (die werden ontworpen en gebouwd door technische partijen).

3.5.1.1 Ontwikkelingen bij intelligente netten

Zichtbaar is nu een trend van uitbesteding, waarbij gebruikers de installaties niet meer zelf financieren of onderhouden. Voor ondernemingen kan het prettig zijn dat ze niet op de balans drukken. Huishoudens hoeven ook geen grote aanvangsinvestering te doen, maar kunnen de installatie leasen. Dit houdt in dat rollen die in het verleden waren gescheiden, bij elkaar komen. Vroeger ontwierpen technische installateurs alleen de installatie en legden deze aan. Nu financieren zij deze ook regelmatig en kopen soms zelfs de energie in ten behoeve van de afnemer.

Bij grotere installaties, zoals warmtekrachtinstallaties, kunnen ingewikkelde prestatiecontracten worden afgesloten, waarin prikkels zijn opgenomen voor de installateur om energie-efficiënt te werken. Bij huishoudens zijn het soms de leveranciers die installaties aanleggen en exploiteren en de kosten via de energierekening doorberekenen. Dit gebeurt bijvoorbeeld bij zonnepanelen als die door de leverancier worden aangelegd.

3.5.1.2 Belemmeringen

Met betrekking tot deze nieuwsoortige relaties worden verschillende belemmeringen gesignaleerd:

- Contracten waarbij installateurs de installatie financieren, aanleggen, beheren en via de energierekening doorberekenen aan afnemers kunnen zeer complex zijn. Bij de implementatie hiervan kan ondersteuning nodig zijn.
- De vrijheid van de afnemer om een leverancier naar keuze aan te wijzen, kan op gespannen voet staan met de wens dat een leverancier een installatie over een langere periode via de energierekening doorberekent. Als een afnemer alsnog besluit om van leverancier te wisselen, moet er een methodiek zijn die de resterende kosten bijvoorbeeld aan de nieuwe leverancier overdraagt of de betalingsregeling van het energiecontract af te splitsen. Wanneer een leverancier het gehele bedrag bij een switch alsnog bij de afnemer in rekening brengt, kan dit een belemmering voor de afnemer vormen om van leverancier te wisselen.

3.5.2 Adviseren en ontwerpen

Adviseren betreft het uitbrengen van adviezen over energie-efficiënte installaties, de inrichting en de financiering daarvan. Dit kunnen adviezen zijn voor één individuele gebruiker, zoals een energieprestatie-advies. Ook kunnen het adviezen betreffen voor een lokale voorziening, zoals een wijk of een bedrijventerrein. De functies adviseur en installateur kunnen gecombineerd worden.

3.5.3 Marktcoördinatie

Met de functie marktcoördinatie wordt bedoeld op partijen die de handel van energie faciliteren. Concrete voorbeelden zijn bijvoorbeeld de energiebeurzen, die een marktplaats bieden waar vraag en aanbod elkaar kunnen vinden. Of brokers die partijen bij elkaar brengen.

Voor het ontstaan van lokale markten (en om deze efficiënt te laten functioneren) is vermoedelijk ook een partij nodig die ondersteunt in het samenbrengen van vraag en aanbod (binnen het lokale systeem). Overigens kan dit allerlei vormen aannemen, van actieve monitoring van de beschikbare middelen in het lokale systeem en die aan het gebruik koppelen (*matching* en/of *dispatch*) tot enkel het aanbieden van een (digitaal) platform waar lokale partijen hun energievraag of overschot kunnen aanbieden (informatie).

3.5.4 Financieren en verzekeren

Financieren en verzekeren betreffen financiële diensten die bijvoorbeeld investeringen in energietechnologie (of besparingen) voor gebruikers mogelijk maken of handelsrisico's helpen afdekken. Dergelijk diensten kunnen ook in lokale markten worden aangeboden. Daarbij kan ook gedacht worden aan het aanbieden van financiële contracten in de lokale energiemarkt (waarmee risico's op prijsfluctuaties kunnen worden afgedekt). Ook deze functie kan geïntegreerd worden met andere functies, zoals levering of installeren.

3.5.5 Meten

Meten betreft het opmeten van productie en gebruik van energie op het niveau van één of meer gebruikers of producenten, of van individuele installaties. Iedereen is uiteraard altijd zelf bevoegd om zijn eigen gebruik te meten op de wijze, zoals hij dat wenst. Daarnaast wordt het energiegebruik 'officieel' gemeten ten behoeve van de afrekening met de netbeheerder en de leverancier. Daarover handelt deze paragraaf.

3.5.5.1 Ontwikkelingen bij intelligente netten

Geleidelijk zullen de analoge meters van kleinverbruikers worden vervangen door slimme meters (ook wel 'smart meters' genoemd). Slimme energiemeters zijn (domme) meters die voorzien zijn van informatie- en communicatietechnologie, waardoor de meter op afstand bediend en uitgelezen kan worden.⁸⁰ Deze meters registreren ieder kwartier meetgegevens en wisselen deze gegevens tenminste dagelijks uit.⁸¹ Vanuit Europa wordt de komst van de slimme meter gestimuleerd doordat in de richtlijn Energie efficiëntie is bepaald dat elk huishouden een slimme meter aangeboden moet krijgen.⁸² Volgens het derde Energiepakket dient in 2020 80 % van de huishoudens te beschikken over intelligente meetsystemen.

De slimme meter neemt een centrale positie in bij intelligente netten, omdat deze de basis vormt voor het afstemmen van vraag en aanbod in de tijd en om flexibiliteit te belonen. Verder is de verwachting dat de slimme meter consumenten ondersteunt bij het doorvoeren van energiebesparing. Met de invoering van de slimme meters is een grote investering gemoeid, die in Nederland geraamd wordt op € 1,1 tot 1,5 miljard.⁸³

De meter wordt gebruikt voor de afrekening met de netbeheerder en met de leverancier. Dit neemt niet weg dat partijen kunnen besluiten om andere meetapparatuur te installeren in het bedrijf of in de woning, en om deze apparatuur eventueel via ICT te verbinden met andere

⁸⁰ Zie voor een schema met alle functies die uitgeoefend worden door de meter: Hans van Bijnen, *Architectuur analyse van de slimme meter*, Radboud Universiteit Nijmegen, 2010, <http://ebookbrowse.com/architectuur-analyse-van-de-slimme-meter-hans-van-bijnen-pdf-d54544744>.

⁸¹ Zie Sanne Akerboom, Gerrit Buist, Annelies Huygen, Simone Pront-van Bommel, Annetje Ottow, *Smart grid Pilots, Handvatten wet en regelgeving*, 2 delen, p.143 en verder.

⁸² C.H.A. van der Weijden, *De wet tot invoering van intelligente meetsystemen*, Bedrijfsjuridische Berichten, 2011, p.80-82.

⁸³ Zie <http://www.ecn.nl/nl/nieuws/newsletter-nl/archief-2008/juni-2008/slimme-meters/>.

partijen.⁸⁴ Zo kunnen ondernemingen binnen hun bedrijf een (eigen) intelligent net installeren, bijvoorbeeld door op verschillende apparaten of bij iedere bedrijfseenheid te meten. Deze apparatuur zou ook van buitenaf aangestuurd kunnen worden, bijvoorbeeld door externe dienstverleners of een leverancier. Dit wordt besproken onder de functie communicatie.

3.5.5.2 Uitoefening van de functie

Het meten voor de afrekening van leveranciers en netbeheerders gebeurt door de meetverantwoordelijke partij. Voor elke aansluiting is een dergelijke meetverantwoordelijke aangewezen, die informatie over de afgenomen en ingevoede elektrische energie aan de netbeheerder en de betrokken leverancier doorgeeft.⁸⁵ Dit betreft zogenaamde ‘comptabele meetdata’, dus meetgegevens die geschikt zijn om als basis voor facturen te dienen.

Afgezien van zulke comptabele meetdata kan in intelligente netten (voor sturingsdoeleinden) ook gebruik worden gemaakt met niet-comptabele meetdata. Voordelen hiervan zijn dat de meetinstrumenten relatief goedkoop kunnen zijn (onder meer doordat ze niet geijkt hoeven te worden). Omdat zulke metingen door eenieder kunnen worden verricht, kunnen partijen hierover onderling nader afspraken maken. Wel relevant is dat zodra meetdata gebruikt wordt als basis voor een factuur, de wettelijke bepalingen gaan gelden over de juistheid hiervan (wat in de praktijk neerkomt op een noodzaak voor het gebruik van comptabele meters).⁸⁶

Tot voor kort was de metermarkt vrij. Afnemers konden de meetverantwoordelijkheid zelf (laten) uitvoeren, mits de meter en de meetverantwoordelijke erkend waren. Nu geldt dit systeem voor de grootverbruikers. Bij kleinverbruikers zijn de metingen (weer) onder het monopolie van de netbeheerder gebracht (artikel 16 lid 1 Elektriciteitswet). De netbeheerder is belast met de functie van het plaatsen en onderhouden van de meter. De veranderingen in de wet ten gevolge van het wetsvoorstel marktmodel hebben hem de verantwoordelijkheid gegeven om de ruwe meetdata ter beschikking te stellen op een centrale server en te zorgen dat alleen bevoegde partijen tot deze gegevens toegang hebben. Ook beheert de netbeheerder het aansluit- en meetregister. De energieleverancier verzamelt en valideert de gegevens en stelt de meetdata vast die op de energierekening komen te staan.

Daarnaast moet het energiegebruik ‘officieel’ worden gemeten (de ‘meethandeling’) om de afrekening met de netbeheerder en de leverancier mogelijk te maken. Voor zover dit niet

⁸⁴ Vanzelfsprekend is het plaatsen van dubbele (redundante) meetapparatuur weinig kostenefficiënt. Echter, zodra afnemers aanvullende wensen hebben dan wat de NTA 8130 mogelijk maakt, zijn additionele investeringen nodig.

⁸⁵ Zie Meetcode Elektriciteit, hoofdstuk 1.

⁸⁶ De implicatie hiervan is niet precies helder. Als bijvoorbeeld het aantal afgenomen kilowattuur met een comptabel maar simpel telwerk wordt geregistreerd, maar het profiel in de tijd met een niet-comptabele meter, kan voor de betreffende gebruiker een geschat afnameprofiel worden opgesteld waarvan het totaal aantal afgenomen kilowatturen exact is (binnen de meetfout van de comptabele meter). Zodra bij de vaststelling van de prijs echter gebruik wordt gemaakt van uurlijkse prijzen (die op basis van het profiel worden doorvertaald in een effectieve kilowattuurprijs voor de betreffende afnemer), kan dit systeem in theorie op twee manieren worden beschouwd:

1. Afrekening vindt plaats op basis van de afgenomen kilowatturen (die geregistreerd zijn met een comptabele meter) tegen een vaste (gemiddelde) prijs, wat dus voldoet aan de Metrologiewet en de Meetcode.
2. Afrekening vindt *de facto* plaats tegen uurprijzen, omdat de uurlijks afgenomen (en via een niet-comptabele meter geregistreerde) elektriciteit tegen uurprijzen worden verrekend. De meetgegevens voldoen dus niet aan de Metrologiewet en de Meetcode.

Onduidelijk is welke zienswijze (vanuit juridisch perspectief) prevaleert. Vanuit een smart grid perspectief biedt de eerste interpretatie overigens voordelen, omdat de kosten van de betreffende meters aanmerkelijk lager zullen zijn (en deze dus op grotere schaal kunnen worden geïmplementeerd).

automatisch gaat (via slimme meters) heeft iedere afnemer de verantwoordelijkheid voor het correct en tijdig opnemen van zijn meetgegevens en het correct en tijdig doorgeven van deze gegevens aan zijn netbeheerder.

3.5.5.3 Gevoelde belemmeringen

Zoals eerder aangegeven bevat de categorie kleinverbruikers ook een groot aantal kleinere en grotere bedrijven. Het is mogelijk dat ondernemingen de voorkeur geven aan het zelf meten en het zelf aanwijzen van een meetbedrijf, wat niet mogelijk is omdat zij onder het monopolie met betrekking tot de meters van de netbeheerder vallen. Bedrijven met verschillende vestigingen voelen het als een hindernis, als zij met sommige vestigingen kunnen werken op de vrije metermarkt en zelf meters kunnen kiezen, terwijl zij bij andere vestigingen een kleinverbruikersaansluiting hebben waar zij moeten werken met de verplichte meter van de netbeheerder.⁸⁷

Verder hebben consumenten zorgen geuit over de bescherming van de privacy bij de slimme meter. Er dient immers voldaan te worden aan de rechten op privacy, zoals opgenomen in artikel 8 lid 1 van het Europees Verdrag tot Bescherming van de Rechten van de Mens (EVRM), artikel 10 van de Grondwet en de bepalingen op grond van de Wet Bescherming Persoonsgegevens. Over de privacybescherming van de slimme meter is veel te doen geweest gedurende de parlementaire behandeling van het wetsvoorstel slimme meter.⁸⁸ Het blijft een punt van voortdurende aandacht, met name met betrekking tot de discussie 'privacy by design', dus de wens dat privacybescherming technisch wordt ingebouwd in de ICT.⁸⁹

3.5.6 Communicatie

Communicatie betreft het via ICT doorgeven van het gemeten energieverbruik of het doorgeven van stuursignalen voor bijvoorbeeld de functies energiegebruik, productie, opslag of transport. Deze communicatie kan door allerlei partijen worden verzorgd, bijvoorbeeld dienstverleners of leveranciers. Qua medium kan dit evenzo op allerlei wijzen, van apps op de telefoon tot continue stuursignalen via digitale verbindingen.

3.5.6.1 Ontwikkelingen bij intelligente netten

De ontwikkeling van intelligente netten gaat samen met steeds meer mogelijkheden voor het communiceren en daardoor beïnvloeden van de energievoorziening, bijvoorbeeld via displays in de woning. Deze ontwikkelingen zijn hierboven al besproken. Daarnaast kunnen ondernemingen ook binnen het bedrijf een intelligent net installeren. Deze apparatuur zou ook van buitenaf aangestuurd kunnen worden, bijvoorbeeld door externe dienstverleners of een leverancier.

Via ICT kunnen handelaren ook rechtstreeks communiceren met gebruikers en op deze wijze kunnen vraag en aanbod worden afgestemd. Naar verwachting zullen zich op het gebied van communicatie nieuwe dienstverleners ontwikkelen.

⁸⁷ Dit kan lastig zijn voor het onderling uitwisselen van meetgegevens (ten behoeve van optimalisatie hiervan voor bedrijfsdoeleinden).

⁸⁸ R. Hoenkamp, G.B. Huitema, A.J.C. de Moor-van Vugt, *The neglected consumer: the case of the smart meter rollout in the Netherlands*, Renewable Energy Law and Policy Review, 2011, p. 269-282; C. Cuypers en B.J. Koops, *Het wetsvoorstel 'slimme meters': een privacytoets op basis van art. 8 EVRM*, rapport in opdracht voor de Consumentenbond, Tilburg, 2008.

⁸⁹ B. Jacobs, *Architecture is Politics: Security and Privacy Issues in Transport and Beyond*, Digital Security group, Nijmegen, 2010.

3.5.7 Schakelen

Schakelen betreft het aan- en uitzetten van apparaten of het ‘afknijpen’ van apparaten. Bij kleinverbruikers kan daarbij gedacht worden aan warmtepompen, elektrische auto’s, airconditioning, wasdrogers en dergelijke. Op dit moment worden deze apparaten meestal aangezet op het moment dat de gebruiker daar behoefte aan heeft.

3.5.7.1 Ontwikkelingen bij intelligente netten

Bij intelligente netten draait het in belangrijke mate om de toenemende participatie van kleinverbruikers. Hun apparaten kunnen gebruikt worden om flexibiliteit te leveren. Ze worden dan in- of afgeschakeld op momenten dat het goed uitkomt in verband met het reduceren van pieken of de belasting van het net. Kleinverbruikers kunnen dat zelf doen, maar door de ontwikkeling van ICT is het steeds beter mogelijk om apparaten op afstand in- of af te schakelen. Bij een aantal proefprojecten worden hiermee experimenten gedaan, bijvoorbeeld bij de proeftuinen Powermatcher (Hoogkerk) en Couperus (Den Haag), de *heatmatcher* en de proeftuinen van Enexis (*smart wash*).

Kleinverbruikers zullen het beheer van hun apparaat naar verwachting niet geheel uit handen willen geven. Er is behoefte aan systemen waarbij consumenten steeds kunnen aangeven in hoeverre afschakeling door derden mogelijk dan wel wenselijk is.⁹⁰ Nieuwe dienstverleners kunnen consumenten bij het aan- en afschakelen ondersteunen of die deze taak geheel overnemen. In de Verenigde Staten is er een nieuwe groep bedrijven ontstaan, de zogenaamde *curtail service providers*, die flexibiliteit van een groot aantal consumenten bundelen en gezamenlijk verhandelen.⁹¹

3.5.8 Facturatie

Factureren betreft het afrekenen van geleverde en/of gebruikte elektriciteit. Bij kleinverbruikers worden de meetdata door de leverancier verzameld en wordt op basis van de meterstanden gefactureerd. De energieleverancier is hierbij het primaire aanspreekpunt voor de afnemers. Deze is ook tussenpersoon tussen afnemer en netbeheerder en zorgt voor de facturering van de totale rekening van de klant, inclusief de tarieven voor het netbeheer (het ‘leveranciersmodel’). De leverancier maakt de vergoeding voor het gebruik van het net, die bestaat uit een vaste som: het capaciteitstarief, aan de netbeheerder over.

Sommige kleinverbruikers willen elektriciteit betrekken uit verschillende bronnen, bijvoorbeeld eigen geproduceerde elektriciteit vanaf een andere aansluiting en suppletie-elektriciteit van een leverancier, of gewoonweg elektriciteit van twee verschillende leveranciers. Deze stromen zouden dan apart gemeten en gefactureerd moeten kunnen worden.⁹²

3.6 De overheid en het energiesysteem

De overheid heeft een aantal functies bij de regulering van de energiesector. Sinds de liberalisering in 1998 is de productie van elektriciteit vrij. Partijen bepalen zelf of zij energie

⁹⁰ Hoewel niet alle afnemers op elk stuursignaal reageren, zal er wel een effectieve respons voor het systeem zijn (in de vorm van flexibiliteit). De totale omvang hiervan zal naar verwachting afhangen van de grootte van de financiële prikkels (en zal met behulp van statistische methoden moeten worden bepaald).

⁹¹ Zie de voetnoot 38.

⁹² Dit kan technisch bijvoorbeeld door de productie en belasting van specifieke apparaten aan de verschillende leveranciers toe te kennen (waarvoor de afzonderlijke apparaten moeten worden bemeterd). Een alternatief is om een (realistisch) basisprofiel voor een afnemer vast te stellen (die door de ene leverancier wordt beleverd) en de gemeten afwijkingen hierop aan de suppletie-leverancier te alloceren (die daarmee ook de beschikking krijgt over de flexibiliteit).

produceren of verhandelen. De overheid bepaalt daarbij de randvoorwaarden, bijvoorbeeld door middel van vergunningen, belastingen en/of subsidies. De wijze waarop het net wordt geëxploiteerd en de verdeling van de kosten daarvan over de gebruikers worden door de overheid bepaald via wet- en regelgeving. De NMa heeft daarbij als toezichthouder een (controlerende) functie.

Met betrekking tot de energievoorziening zou het beleid van de overheid aan de volgende randvoorwaarden moeten voldoen:

- Het beleid zal instrumenten moeten omvatten om de energietransitie en de omschakeling naar duurzame energie vorm te geven, bijvoorbeeld door middel van belastingen, subsidies en/of vergunningen.
- Wet- en regelgeving dienen (zoveel mogelijk) een gelijk speelveld voor de verschillende producenten/gebruikers te produceren, zoals grote producenten of gebruikers en lokale, kleine producenten of gebruikers, zowel voor gas, elektriciteit als warmte. Verondersteld wordt dat als het speelveld gelijk is, de energietransitie op een meer efficiënte wijze zal kunnen plaatsvinden.
- Toetredingsbelemmeringen voor partijen op de energiemarkt moeten (zoveel mogelijk) worden weggenomen, met name voor kleine toetredende partijen.
- Van belang is een efficiënte regulering van het net, zodat de kosten daarvan voor de gebruikers zo laag mogelijk zijn en zodanig over de gebruikers worden verdeeld dat het speelveld gelijk is. Het kostenveroorzakingsbeginsel is daarbij de basis.
- Consumentenbescherming staat voorop evenals bescherming van de zwakke afnemers, het tegengaan van zogenaamde 'energiearmoede' (*energy poverty*).
- De stabiliteit van het energiebeleid moeten zo hoog mogelijk zijn. Dit is met name belangrijk omdat de investeringen in de energievoorziening relatief omvangrijk zijn. Continuïteit in het beleid bevordert een gezond investeringsklimaat en vermindert het *regulatory risk*. Dit betekent bijvoorbeeld dat subsidies, belastingen en dergelijke voor langere tijd (ongewijzigd) gelden. Om dat te bereiken moet het beleid zich steeds richten op het systeem als geheel en dienen structurele maatregelen te worden genomen die voor langere tijd gelden.
- Het stelsel van energiebelastingen, heffingen en subsidies moet (zoveel mogelijk) gelijk uitwerken voor kleine en grote producenten, voor kleine en grote afnemers en zowel voor gas, warmte als elektriciteit.
- Ten slotte dienen de administratieve lasten zo laag mogelijk te zijn. Voor kleine ondernemingen is het in zijn algemeenheid lastig om te kunnen voldoen aan allerlei (administratieve) eisen die voor grote bedrijven wel op te brengen zijn.

3.7 Nieuwe rollen en nieuwe randvoorwaarden

De rolverdeling zoals we die in de energiesector gewend zijn, verandert ingrijpend bij de lokale voorziening. Bestaande partijen kunnen nieuwe functies op zich nemen, zoals kleinverbruikers die nu ook kunnen produceren. Functies die traditioneel geïntegreerd waren en gezamenlijk door één partij werden uitgevoerd, kunnen nu worden opgesplitst en door andere of geheel nieuwe partijen worden uitgeoefend. Dat geldt bijvoorbeeld voor de functie van aggregator voor kleinverbruikers, die tot nu toe wordt uitgeoefend door de leverancier. In de toekomst kunnen ook nieuwsoortige partijen zo'n functie uitoefenen. Verder ontstaan er nieuwe rollen zoals het commerciële meten en sturen van het energiegebruik om flexibiliteit vanuit vraagsturing op de markt te brengen.

Nieuwe functies of een nieuwe invulling van bestaande functies vormen veranderingen van het systeem. Deze verandering vindt op efficiënte wijze plaats als voldaan wordt aan de genoemde economische randvoorwaarden voor de ontwikkeling van markten. Deze randvoorwaarden behelzen onder meer een vrije toetreding en het ontbreken van toetredingsbelemmeringen bij de (nieuwe) markt en het toedelen van de kosten van de voorziening aan de veroorzakers daarvan.

Als het gaat om functies met betrekking tot het transport, kunnen de randvoorwaarden afwijken vanwege de omstandigheid dat het hierbij soms om collectieve functies gaat. Het huidige systeem van het netbeheer is in belangrijke mate gestoeld op een verondersteld eenrichtingsverkeer waarbij het net altijd beschikbaar voor ieder transport is. Nu het echter mogelijk is om met behulp van ICT transporten beter te meten en (via communicatie tussen de beheerder van het distributiesysteem en de gebruikers daarvan) de vraag en aanbod beter op elkaar af te stemmen, kan het net efficiënter worden beheerd. Mogelijk opent dit de deur naar andersoortige paradigma's voor het netbeheer, waarbij een rigide *transportplicht* plaatsmaakt voor een *comfortgarantie*. De afnemers worden bediend, maar met toepassing van een heel scala aan technologieën en waarbij voor de inzet van flexibiliteit een belangrijke rol is weggelegd – uiteindelijk met het doel om hetzelfde comfort te leveren maar tegen de laagst mogelijke kosten.

4 Alternatieve denkmodellen voor lokale netten

Doel van het hoofdstuk

De lokale voorziening op allerlei wijzen georganiseerd worden, al naar gelang de behoeften van de lokale partijen. Er is niet één beste organisatievorm. Bij een techniek-neutrale regulering, waarbij alle verschillende productiemethoden dezelfde kansen hebben, kan de lokale voorziening er op de ene plaats anders uitzien dan op een andere plaats. De vorm hangt onder meer samen met de aanwezige bronnen en de soorten deelnemers.

Twee denkmodellen

Dit hoofdstuk schetst als voorbeeld twee denkmodellen om te laten zien hoe een lokale voorziening zou kunnen functioneren. De maatschappelijke wens naar lokale nutsbedrijven met een breder dienstenpakket wordt uitgewerkt in het dienstenmodel. Anderzijds is de behoefte aanwezig naar lokale initiatieven 'in de straat of de wijk'. Hierbij wil men vooral over de vrijheid beschikken om het energiesysteem lokaal naar eigen wensen in te richten. Als invulling hiervan wordt het coördinatiemodel beschreven.

Door de consequenties van beide denkmodellen op de korte en lange termijn te analyseren en naast het Nederlandse model te leggen, wordt duidelijker hoe het energiesysteem verder kan verduurzamen en op welke vlakken nadere wet- en regelgeving mogelijk of wenselijk is.

Meer differentiatie wenselijk

De lokale voorziening is per definitie lokaal. Dit betekent dat er vele verschijningsvormen van deze voorziening zijn. Het is wenselijk dat wet- en regelgeving zoveel mogelijk opties voor de ontwikkeling van lokale modellen open houden. Met betrekking tot vrijheden voor marktpartijen om de verschillende functies uit te oefenen is dat mogelijk. Partijen willen soms ook onderling bepalen hoe zij de transportkosten lokaal afrekenen. Het is echter gecompliceerd om dit te reguleren. Het zou inhouden dat de totale transportkosten lokaal op verschillende wijzen over partijen verdeeld kunnen worden, al naar gelang het gekozen model.

Dit staat op gespannen voet met de wijze waarop het transport nu wordt geregeld. Daarbij geldt één reguleringsmodel voor het gehele land. Voor alternatieve modellen zijn verschillende systemen voor nettoegang en kostenallocatie nodig. Dit is één van de redenen waarom experimenten nuttig zijn, zodat de effecten van andersoortige regimes kunnen worden beoordeeld.

4.1 Uitgangspunten van de denkmodellen

In dit hoofdstuk worden – als voorbeeld – twee denkmodellen beschreven voor de inrichting van lokale energiesystemen. Beide modellen vormen gedachte-experimenten waarin een alternatieve inrichting van de voorziening wordt verondersteld. Zulke denkmodellen leiden tot een andere dynamiek op de energiemarkt, waarin – zo zijn de modellen gekozen – een meer expliciete rol wordt weggelegd voor de lokale markt. Door de consequenties van de modellen op de korte en lange termijn te analyseren en naast het Nederlandse model te leggen, wordt meer inzichtelijk hoe het energiesysteem verder kan verduurzamen en op welke vlakken nadere wet- en regelgeving mogelijk of nodig is.

In theorie zijn allerlei alternatieve modellen denkbaar. De twee gepresenteerde denkmodellen zijn enerzijds gekozen omdat zij twee heel verschillende ontwikkelingen weergeven. Anderzijds zijn er maatschappelijke ontwikkelingen zichtbaar die in de richting van beide modellen tenderen. De maatschappelijke wens naar lokale nutsbedrijven met een breder dienstenpakket wordt uitgewerkt in het dienstenmodel. Daarnaast wordt tevens de behoefte geuit om lokale initiatieven ‘in de straat of de wijk’ mogelijk te maken, waarbij men vooral de vrijheid wil om het energiesysteem naar eigen wensen in te richten. Als invulling hiervan wordt het coördinatie-model beschreven.

Een belangrijk uitgangspunt bij de uitwerking van de modellen is het waarborgen van een efficiënte energievoorziening, waarin vraag, aanbod en transportbehoefte voortdurend op elkaar worden afgestemd. Deze afstemming gebeurt in de modellen zowel nationaal als lokaal. In de beschrijving wordt overigens vooral ingezoomd op de lokale afstemming (binnen het kleinere energiesysteem).

Een tweede uitgangspunt dat aan de modellen ten grondslag ligt, is de behoefte (of noodzaak) bestaat om op de korte en lange termijn efficiënt om te gaan met productie uit intermitterende bronnen, zowel aan het hoogspanningsnet als aan de distributienetten. Dit houdt in dat er voldoende mechanismen moeten zijn om de hiervoor noodzakelijke flexibiliteit (bijvoorbeeld in de vorm van regel- en reservevermogen) te creëren. Om ook een bijdrage vanuit de lagere netvlakken mogelijk te maken, dienen de modellen het aggregeren en leveren van flexibiliteit te faciliteren.⁹³

Een derde uitgangspunt is dat de modellen eraan moeten bijdragen dat de (verwachte) toename van het verbruik van elektriciteit in de totale voorziening op een efficiënte manier gestalte krijgt.

4.2 Inrichting van de denkmodellen

Deze paragraaf gaat in op de inrichting van het huidige model en geeft een globale kenschets van het ontwerp en de doelen van beide denkmodellen.

4.2.1 Huidige inrichtingsmodel

Het huidige inrichtingsmodel is schematisch in Figuur 10 weergegeven. Dit model is (impliciet) gebaseerd op een aantal aannames:

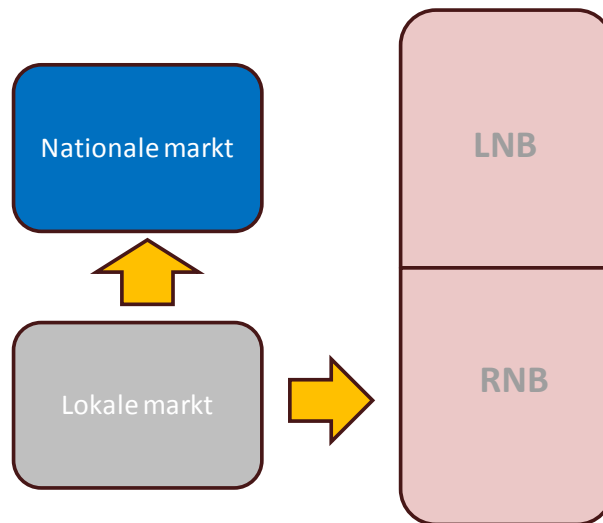
Zo is in de huidige marktstructuur gekozen voor de *vrije markt* (gebaseerd op de prijs) als dominant allocatiemechanisme voor de groothandels- en kleinverbruikersmarkt. Een allocatiemechanisme vormt in het economische proces de basis voor de coördinatie van economische activiteiten.⁹⁴ Dit houdt in dat keuzevrijheid van marktpartijen primair staat en optimalisatie van het systeem verkregen wordt vanuit de individuele keuzes van de afzonderlijke marktpartijen.

Om dit systeem mogelijk te maken is *vrije nettoegang* noodzakelijk voor alle marktpartijen. De toegang tot de netten wordt daarentegen gereguleerd. Immers, netten vormen natuurlijke monopolies zodat duplicering niet kostenefficiënt is. Door de netten af te splitsen en

⁹³ Gedacht kan worden aan de benutting van vraagrespons bij kleinverbruikers, maar ook de inzet van decentrale productiemiddelen en opslagmogelijkheden.

⁹⁴ Zie R.W. Künneke, M.J. Arentsen, A.M.P. Manders en L.A. Plattenburg, *Marktwerving in de Gasmarkt*, Beleidsstudies Energie, 19, Ministerie van Economische Zaken, februari 1998, met name hoofdstuk 2.

onafhankelijk te beheren wordt derdentoegang (*third party access*, 'tpa') mogelijk en kunnen alle partijen gelijkmatig van het net gebruik maken.⁹⁵



Figuur 10. Schematische representatie van het huidige inrichtingsmodel. De aanduiding 'LNB' refereert aan de landelijke netbeheerder, de aanduiding 'RNB' aan de regionale netbeheerder.

Een derde uitgangspunt, onderliggend aan de verkozen vrije nettoegang, betreft de veronderstelling dat te allen tijde over *voldoende netcapaciteit* kan worden beschikt. Dit wordt ook wel aangeduid als de idee van de 'koperen plaat'. Door de voldoende beschikbaarheid van transportcapaciteit is (in principe) geen sprake van schaarste (congestie). In geval onvoldoende transportcapaciteit dreigt, hebben netbeheerders een transportplicht (en een aansluitplicht), die ertoe leidt dat het net wordt uitgebreid.⁹⁶

Tabel 3. Overzicht van enkele belangrijke kenmerken van het huidige inrichtingssysteem voor de lokale elektriciteitsvoorziening.

HUIDIGE MODEL	
(Dominante) allocatiemechanisme <i>commodities</i>	vrije markt (prijs)
(Dominante) allocatiemechanisme net	voorschrift (regulering)
Nettoegang	<i>third party access</i> met gereguleerde tarieven
Netcapaciteit	geen issue ('koperen plaat')

Het huidige inrichtingsmodel, zoals geschetst in Figuur 10, heeft een aantal kenmerken. Deze komen voort uit de meer dan honderd jaar ontwikkeling die het elektriciteitssysteem achter de rug heeft. Omdat de schaal van de oorspronkelijk decentrale productiemiddelen gaandeweg groter werd, kreeg men behoefte aan regionale elektriciteitsuitwisseling. Invoeding van gepro-

⁹⁵ Overigens moeten bij de uitwerking van dit beginsel allerlei keuzes worden gemaakt met betrekking tot de kostentoedeling via de tarieven en de andere voorwaarden van transport.

⁹⁶ In combinatie met het uitgangspunt bij tarifiering dat de transporttarieven afstandsonafhankelijk zijn, biedt dit optimale ruimte voor concurrentie op de *commodity*markt. De keerzijde is evenwel dat in principe ook geïnvesteerd moet worden in transportcapaciteit voor de 'onrendabele piek' (dus waarin de baten van het additionele transport niet tegen de extra kosten hiervan opwegen).

duceerde elektriciteit vond met steeds grotere installaties op steeds hogere netvlakken plaats, waarbij steeds meer elektriciteit van de hogere naar lagere spanningsniveaus door de netten stroomt. Deze fysische werkelijkheid ligt tevens ten grondslag aan de ontwikkeling van het marktmodel dat sinds de liberalisering van de elektriciteitsmarkt in 1998 wordt gehanteerd.⁹⁷

Het huidige model kenmerkt zich ondermeer door de afwezigheid van prikkels voor efficiënte uitbreiding van infrastructuur. Als gevolg van de aansluit- en transportplicht voor elektriciteit (en gedeeltelijk ook voor gas) wordt het net net in principe net zolang uitgebreid totdat geen sprake (meer) is van congestie. Omgekeerd ontvangen netgebruikers ook geen prikkels voor efficiënt gebruik van het net. Omdat de infrastructuur van gas en elektriciteit collectief geregeld zijn, moeten prikkels voor een efficiënt gebruik van de infrastructuur kunstmatig via de regulering worden aangebracht. Economisch gezien is het belangrijk dat diegenen die kosten veroorzaken, deze kosten ook betalen. Tot nu toe was dit (door het collectieve karakter van het elektriciteitsnet) niet mogelijk. Door toepassing van ICT kunnen de kosten die een afnemer in het systeem veroorzaakt, preciezer worden vastgesteld, zodat kostenallocatie conform het kostenveroorzakingsprincipe (in theorie) beter mogelijk wordt.

Met betrekking tot de *commodity*markt is sprake van verschillende markten, zowel qua schaalniveau (grootverbruikers versus kleinverbruikers) als qua dienst. Als gevolg hiervan zijn de markten voor warmte, gas en elektriciteit grotendeels gescheiden. Door een (nu nog beperkte) vraagresponso bij met name kleinere afnemers (mede een gevolg van de beperkte prikkels hiervoor) vindt slechts beperkte aanpassing van de vraag plaats op het aanbod. De energiebedrijven lijken ook slechts een beperkt belang te hebben bij besparingen van klanten.

Concurrentie tussen verschillende producenten en distributiebedrijven van elektriciteit wordt bevorderd door het implementeren van een *postzegeltarief*. Doordat de kosten van elektriciteitstransport afstand- en tijdsafhankelijk zijn, wordt concurrentie tussen (oorspronkelijk vooral geografisch georiënteerde) marktpartijen gestimuleerd. Zonder dit zou de lokale aanbieder over dusdanige kostenvoordelen beschikken dat de marktontwikkeling hierdoor (indertijd) werd gehinderd. Evident is dat hiermee slechts beperkt prikkels tot efficiënt netgebruik worden gegeven.

4.2.2 Motivatie voor de denkmodellen

Vanwege de toename van het gebruik van elektriciteit, de noodzakelijke inpassing van duurzame elektriciteit uit intermitterende bronnen en een toenemend aandeel productie in het distributienet is er behoefte om na te denken over alternatieve inrichtingsmodellen. Om inzicht in de consequenties hiervan te verkrijgen, worden hieronder twee denkmodellen uitgewerkt en beschreven.⁹⁸ De doelen hierbij zijn de volgende:

➤ *Efficiënte inpassing van kleinschalige duurzame productie aan het distributienet.*

Zoals eerder beschreven is kleinschalige duurzame productie van elektriciteit een nieuwe trend. Deze productie kan worden ingepast in een kleinschalige, duurzame voorziening waarbij productie en gebruik van gas, elektriciteit en warmte lokaal op elkaar worden afgestemd. De voorgestelde denkmodellen presenteren een mogelijke invulling van deze lokale voorziening.

⁹⁷ Dit komt onder meer tot uiting in het *casca demodel*, dat ten grondslag ligt aan de bepaling van de nettarieven. De kosten van de hogere netvlakken worden hierbij over de aangesloten afnemers én de lagere netvlakken verdeeld.

⁹⁸ *D-Cision* en TNO stellen deze modellen niet voor (directe) implementatie voor. Beide modellen dienen vooral om de sterkten en tekortkomingen van het huidige inrichtingsmodel inzichtelijk te maken en op basis hiervan beleidsaanbevelingen te doen.

➤ *Efficiënt netgebruik en efficiënte uitbreiding van het net.*

De denkmodellen bevatten – in tegenstelling tot het huidige model – prikkels om het gebruik van het net af te stemmen op de beschikbaarheid daarvan. Dit voorkomt een ‘oneindige’ uitbreiding van het net. Hiermee worden overinvesteringen in het net voorkomen.⁹⁹

➤ *Vergroten van de systeemflexibiliteit.*

Vanwege het belang van (goedkope) flexibiliteit moet het elektriciteitssysteem flexibiliteit ‘uitlokken’ teneinde de inpassing van duurzame elektriciteit uit intermitterende bronnen mogelijk te maken en de toename van het elektriciteitsverbruik tegen de laagste kosten te accommoderen. De basis van het huidige model is dat productie en transport altijd in staat moeten zijn om te voldoen aan het hoogst mogelijke gebruik. Nu een groot deel van de productie intermitterend wordt, kan het voordeliger zijn om ook het gebruik in deze afstemming te betrekken.

Als denkmodellen worden het ‘dienstenmodel’ en het ‘coördinatiemodel’ voorgesteld. Bij de ontwikkeling hiervan worden de uitgangspunten van vrije markt, vrije nettoegang en voldoende transportcapaciteit (gedeeltelijk) losgelaten.

Bij beide denkmodellen wordt geabstraheerd van de ‘koperen plaat’-idee. Omdat een deel van de waarde van intelligente netten lijkt te liggen in flexibiliteit en optimalisatie van beschikbare netcapaciteit (vooral in de vorm van vermeden netinvesteringen en vermeden netverliezen¹⁰⁰), zal op de één of andere wijze de beschikbaarheid van transportcapaciteit in het marktmodel moeten worden geïnternaliseerd. Daarnaast zijn de denkmodellen gericht op het inpassen van lokale, duurzame productie, het uitlokken van flexibiliteit en het afstemmen van vraag en aanbod, allemaal aspecten die mogelijk worden door de toevoeging van intelligentie.

In het *dienstenmodel* krijgt netcapaciteit een prijs zodat het kostenefficiënt wordt om een optimale afweging te maken tussen investeringen in netcapaciteit en de waarde van het transport. Hiervoor in de plaats zijn dan nieuwe allocatiemechanismen voor transportcapaciteit noodzakelijk. In het *coördinatiemodel* wordt de afstemming tussen de netcapaciteit en de transportbehoefte op het laagste geografische niveau geborgd door gecoördineerde planning.

Een verschil tussen het dienstenmodel en het coördinatiemodel is de wijze van verdeling van de netcapaciteit. Door middel van prijsprikkels wordt de waarde van de transportcapaciteit (op de korte termijn met betrekking tot verliezen en congestie en op de lange termijn gerelateerd aan netuitbreiding) in de afweging van netgebruikers geïnternaliseerd. In het dienstenmodel gebeurt dit door de *Energy Service Companies* (ESCOs) die transportcapaciteit moeten inkopen. In het coördinatiemodel wordt de behoefte aan transportcapaciteit lokaal geoptimaliseerd.

In het dienstenmodel is (lokale) concurrentie tussen aanbieder de basis met betrekking tot de levering van de *commodities* de basis. In het coördinatiemodel vindt de concurrentie plaats op de lange termijn, op het moment dat de investeringen in het systeem gezamenlijk worden

⁹⁹ Dat van zulke overinvesteringen sprake kan zijn, blijkt onder meer uit de LENS-scenario's, die in het Verenigd Koninkrijk in opdracht van Ofgem zijn opgesteld. Uit deze studie blijkt dat prudentie met betrekking tot netinvesteringen belangrijke maatschappelijke besparingen kan opleveren. Zie G. Ault, D. Frame, N. Hughes and N. Strachan, *Electricity Network Scenarios for Great Britain in 2050*, Final Report for Ofgem's LENS Project, November 2008. Dit is in lijn met de conclusies van de maatschappelijke kosten/batenanalyse van slimme netten door CE Delft en KEMA. Ook uit deze studie blijken de voordelen van intelligente netten voor een groot deel te zijn gelegen in besparingen op investeringen in nieuwe netten.

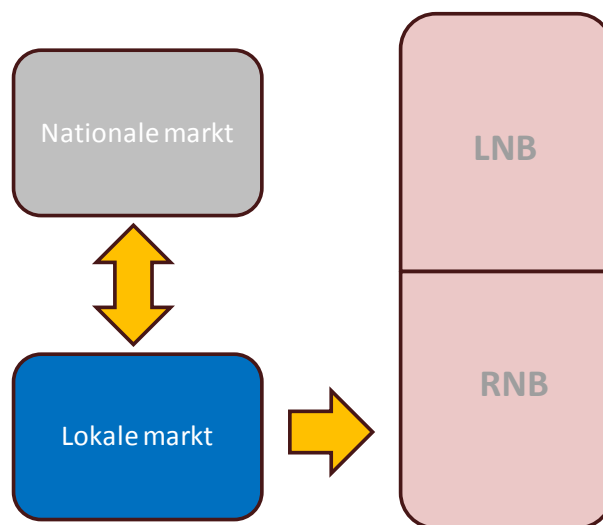
¹⁰⁰ Zie bijvoorbeeld CE Delft en KEMA, *Maatschappelijke kosten en baten van intelligente netten*, Delft, januari 2012. De veronderstelling is dat het huidige inrichtingsmodel kan leiden tot inefficiënte uitbreiding van het net, waarbij het voordeliger is om de transportvraag via intelligentie te adresseren dan om het net uit te breiden.

gedaan. Op de korte termijn bepaalt echter onderlinge afstemming op welke wijze decentrale productiemiddelen, opslagmiddelen, vraagrespons en netverbindingen worden aangewend.¹⁰¹ Hoe deze onderlinge afstemming plaatsvindt hangt af van de gemaakte afspraken tussen de lokale deelnemers in een specifiek lokaal systeem.

4.2.3 Kenmerken van de denkmodellen

4.2.3.1 Het dienstenmodel

Het *dienstenmodel* is schematisch in Figuur 11 weergegeven. Centraal hierin staat de idee van de levering van comfort aan afnemers in plaats van afzonderlijke levering van elektriciteit, gas en warmte. Door de levering van de *commodities* als instrument te beschouwen voor het leveren van comfort (de levering van elektriciteit, tapwater- en ruimteverwarming) kan de inrichting van de feitelijke levering worden geoptimaliseerd. Desgewenst worden behalve de *commodities* ook de installaties geleverd (HR of HRe-ketel, zonneboilers, zonnepanelen, etc.) en worden indien mogelijk (en in overleg met de afnemer) ook besparingsmogelijkheden benut.



Figuur 11. Schematische weergave van het dienstenmodel.

Centraal in het dienstenmodel is de rol van de *Energy Service Company* (ESCO). In elke wijk concurreren verschillende ESCOs met elkaar. Iedere afnemer heeft de keus om bij de ESCO van zijn voorkeur af te nemen (of desgewenst zijn energielevering geheel zelf te verzorgen). Overigens kunnen de ESCOs bestaan uit landelijk opererende bedrijven (die in de verschillende wijken in het land actief zijn), maar ook uit lokale partijen (zoals installateurs) die gespecialiseerd zijn in de lokale energieopties. Als gevolg van deze onderlinge concurrentie geeft het systeem prikkels om efficiënt in installaties te investeren. De markt bepaalt dan waar geïnvesteerd wordt.

Een belangrijk onderscheid met het huidige model is dat in het dienstenmodel sprake is van allerlei lokale markten. Deze lokale markten bestaan naast de nationale markt en hebben elk een eigen prijsstelling. Overigens is er wel een relatie tussen de lokale en de nationale markt ten gevolge van de onderlinge energie-uitwisseling. De netten zijn nog steeds in beheer bij de netbeheerders, maar de allocatie van transportcapaciteit verloopt anders.

¹⁰¹ In de termen van Künneke et al. (zie voetnoot 94) betekent dit dat het dominante allocatiemechanisme op de *commodity*markt 'afspraak' is. In hoeverre dan nog sprake is van keuzevrijheid, hangt af van de keuze van het toegevoegde allocatiemechanisme (geliberaliseerde coördinatie, volledige coördinatie of gecontroleerde coördinatie; zie Künneke et al., p.8).

In plaats van de aansluit- en transportplicht kopen ESCOs transportcapaciteit bij de netbeheerder in. In geval van schaarste stijgt de prijs voor transportcapaciteit. Eventueel worden ook de kosten voor netverliezen aan de afnemers doorberekend. Als alternatief voor de inkoop van netcapaciteit kan het transportprofiel worden afgevlakt door het benutten van de vraagrespons. Ook hebben de ESCOs er belang bij dat de mogelijkheden voor lokaal balanceren worden benut, zodat gereageerd kan worden op de marktprijs of de systeemonbalans in het nationale markt. Al met al geeft dit prikkels voor efficiënt gebruik van zowel het net als het lokale systeem. In dit kader zullen ESCOs afnemers ook willen ondersteunen bij implementeren van intelligentie (en eventueel ook bij het doen van investeringen in installaties bij afnemers en/of in infrastructuur).

Waar in de huidige marktinzichting de coördinatie tussen netontwikkeling en marktontwikkeling afwezig is – het net volgt altijd de behoefte van de markt, zodat prikkels voor efficiënt netgebruik afzonderlijk door de netbeheerder moeten worden gegeven – integreert het dienstenmodel de benutting van het net in het marktmodel. De integrale afweging tussen netgebruik en de inzet van productiemiddelen, opslag en gewenste vraag ligt bij de ESCOs. In de vorm van contracten en prikkels worden afnemers gestimuleerd tot efficiëntie. De belangrijkste ontwerpkenmerken van het dienstenmodel zijn weergegeven in Tabel 4.

Tabel 4. Overzicht van enkele belangrijke kenmerken van het dienstenmodel (focus op elektriciteit).

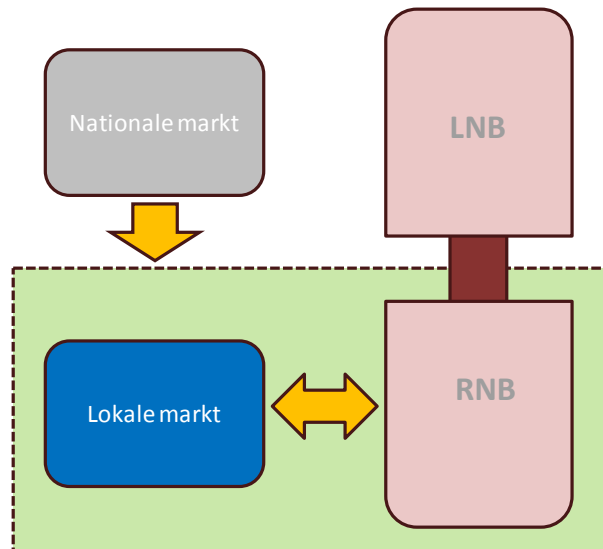
DIENSTENMODEL	
(Dominante) allocatiemechanisme <i>commodities</i>	vrije markt (prijs)
(Dominante) allocatiemechanisme net	voorschrift (regulering) met marktaspecten (congestieprijzen)
Nettoegang	<i>third party access</i> met marktgebaseerde tarieven
Netcapaciteit	Investeringsprikkels vanuit markt

4.2.3.2 Het coördinatiemodel

Het *coördinatiemodel* is schematisch weergegeven in Figuur 12. De afstemming tussen de inzet van de productiemiddelen, opslag, vraag en het net vindt plaats door middel van onderlinge coördinatie.

Coördinatie vormt in zekere zin de tegenhanger van keuzevrijheid. In het dienstenmodel (en in mindere mate het huidige model) worden allerlei partijen via financiële prikkels beïnvloed om hun gedrag aan te passen. De resultaten hiervan zijn afhankelijk van de inrichting en de omvang van zulke (impliciete en expliciete) prikkels. Bij coördinatie vindt de afstemming op de ‘teken-tafel’ plaats. Hiermee kan (in theorie) een ‘optimale’ ontwikkeling en benutting van de lokale energie-infrastructure worden bereikt. De keerzijde is dat de betrokken afnemers geen (of veel minder) keuzevrijheid hebben inzake hun eigen energieverbruik.¹⁰² De belangrijkste ontwerpkenmerken van het coördinatiemodel zijn weergegeven in Tabel 5.

¹⁰² Optimalisatie houdt in dat een lokaal energiesysteem (volgens de gemeenschappelijke wensen van de gebruikers) uitgelegd en benut kan worden tegen de laagste kosten. Dat wil zeggen dat de locaties en de schaal van de verschillende productiemiddelen zodanig gekozen worden dat dit de laagste systeemkosten (waaronder netkosten) met zich meebrengt. In principe resulteert dit erin dat de kosten per gebruiker ook minimaal zijn (op voorwaarde dat de kostenallocatie op de juiste wijze plaatsvindt).



Figuur 12. Schematische weergave van het coördinatiemodel.

Tabel 5. Overzicht van enkele belangrijke kenmerken van het coördinatiemodel (focus op elektriciteit).

COÖRDINATIEMODEL	
(Dominante) allocatiemechanisme <i>commodities</i>	afpraak (coördinatie)
(Dominante) allocatiemechanisme net	afpraak (coördinatie)
Nettoegang	afpraak (coördinatie)
Netcapaciteit	integrale afweging

Kenmerkend voor het coördinatiemodel is de ontvlechting van de ‘*local loop*’, dat wil zeggen het net op het laagste niveau, dus het laagspannings- en lagedruknet in de straat en in de wijk. Lokale gemeenschappen – gedacht kan worden aan bedrijven op hun eigen terrein, maar ook aan wijken of hele steden – kunnen al dan niet met inmenging van de overheid, bepalen hoe een optimale energievoorziening wordt ‘ingepland’. Hierbij is integratie en optimalisatie over de infrastructuren voor gas, warmte en elektriciteit mogelijk. Zowel qua investering (keuze en locaties van productiemiddelen en de rol van het net) als qua gebruik (benutting van de verschillende faciliteiten) kan onderling worden afgestemd, zodat redundante investeringen niet nodig zijn.

Afhankelijk van de wensen van de gemeenschap kunnen allerlei afspraken (in bindende vorm of als prikkels) over een efficiënt gebruik van de systemen worden gemaakt, inclusief een eventuele wens om lokaal te balanceren.¹⁰³ In ieder geval worden alle investeringen gezamenlijk gedaan, waarbij de kapitaalslasten en exploitatiekosten onderling worden verdeeld.¹⁰⁴

¹⁰³ Onder ‘lokale balanshandhaving’ wordt het aanpassen van vraag en aanbod (met name van elektriciteit) in het betreffende lokale energiesysteem verstaan. Hierbij kan sprake zijn van allerlei oogmerken, zoals: 1. de vraag zoveel mogelijk afstemmen op de lokaal geproduceerde elektriciteit, bijvoorbeeld als een energiebedrijf wordt ‘afgerekend’ op de netto benutting van de hogere netvlakken. 2. Compenseren van (verwachte of onverwachte) pieken in het energiegebruik (bijvoorbeeld om met transportbeperkingen om te gaan). 3. Maximale benutting van duurzaam opgewekte elektriciteit. 4. Beperking van energie-uitwisseling met het nationale systeem (‘autarkisch’ oogmerk), etc.

Conform Europese wetgeving staat het partijen vrij om bij dit model het systeem te verlaten en via *third party access* energie van elders te betrekken. Als zij dit doen, heeft dit echter ook gevolgen voor de andere partijen in de voorziening, die dan waarschijnlijk duurder uit zijn omdat er niet langer over het geheel geoptimaliseerd kan worden. Contractueel dienen hier oplossingen voor gevonden te worden. Indien partijen in dit model gezamenlijk eigenaar zijn van alle installaties kan het voor de deelnemers lastig zijn om het aandeel door te verkopen. Hierdoor wordt het dan ook minder aantrekkelijk om het systeem te verlaten.

4.3 Het dienstenmodel

In deze paragraaf volgt een meer uitgebreide beschrijving van de wijze waarop een dienstenmodel zou kunnen functioneren.¹⁰⁵ Het dienstenmodel gaat uit van nieuwe dienstverleners (*Energy Service Companies*, ESCOs) die hun afnemers een breed spectrum aan diensten leveren. Deze ESCOs leveren feitelijk 'comfort'. Hiervoor verzorgen zij waar nodig ook transportcapaciteit op het distributienet door deze bij de regionale netbeheerder te contracteren.

4.3.1 De relatie tussen ESCOs en hun klanten

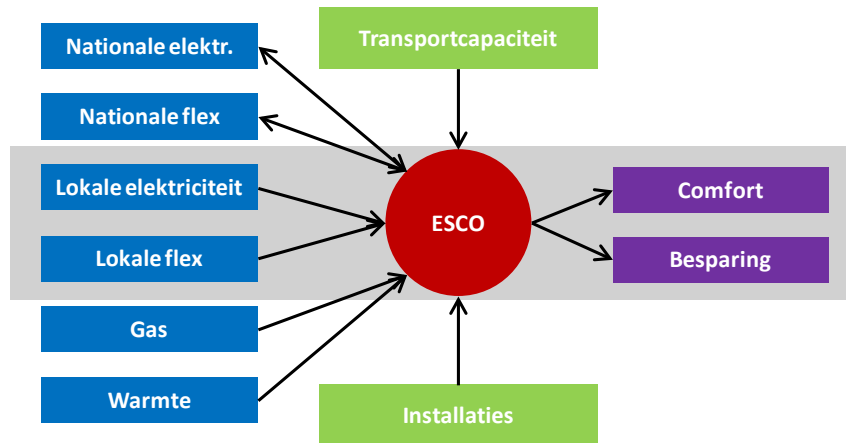
Eén van de uitgangspunten van het dienstenmodel is dat nieuwsoortige dienstverleners de markt betreden: ESCOs (zie Figuur 13). Het nieuwe zit er vooral in dat zij niet louter energie leveren, zoals gas, warmte of elektriciteit, maar diensten. De kerndienst hierbij is het leveren van comfort, waarbij de afnemer volledig wordt ontzorgd. De ESCO sluit daartoe een contract met een afnemer waarin afspraken worden gemaakt over het gewenste comfort, bijvoorbeeld over de elektrische behoefte, de temperatuur van de woning en de gewenste hoeveelheid warm water. De afnemer selecteert hierbij de ESCO die de door hem gewenste dienst levert tegen de meest aantrekkelijke condities. Behalve aan de prijs kan hierbij bijvoorbeeld ook gedacht worden aan een kleinere of grotere vraagbeïnvloeding door de ESCO.

Contracten worden voor een bepaalde periode afgesloten, op basis waarvan de ESCO investeringen kan doen in apparatuur, zoals zonnecellen, HRe-ketels, een warmtepomp of ICT. De ESCO kan ook investeren in besparingsmaatregelen. In ieder geval worden alle installaties door de ESCO beheerd. Daarnaast koopt de ESCO voldoende transportcapaciteit bij de beheerder van het elektriciteitsnet, gasnet en warmtenet in. Uiteraard kan een ESCO ook zelf een warmtenet (en eventueel een elektriciteit- of gasnet) aanleggen. De afnemer betaalt een vergoeding voor het geleverde comfort. Hierin zitten de kosten van inkoop van energie en transportcapaciteit en de installaties (kapitaalslasten, operationele kosten) versleuteld.

Overigens is lokale balanshandhaving van vraag en aanbod niet automatisch goedkoper dan het gebruikmaken van reserves vanuit het nationale energiesysteem. Balanshandhaving lijkt vooral nuttig in een situatie met transportbeperkingen of vanuit financiële (kostenvoordelen door verminderd netgebruik) of ideële overwegingen (maximaal benutten van lokaal duurzaam geproduceerde elektriciteit of een gewenst autarkisch energiesysteem).

¹⁰⁴ Ook met betrekking tot de kostentoerekening zijn allerlei variaties mogelijk, variërend van generieke principes voor alle systemen (bijvoorbeeld gebaseerd op kostenveroorzaking en kostenreflectiviteit) tot volledige vrijheid om deze naar eigen goeddunken in te richten.

¹⁰⁵ Bij deze beschrijving is onder meer gebruik gemaakt van Peter Boait, *Energy Services and ESCOs – their benefits and implications for regulation and the consumer*, De Monfort University, 2009.



Figuur 13. Representatie van de rol van een ESCO (*energy service company*) in het dienstenmodel.

ESCOs kunnen door middel van ICT ook de energievoorziening bij de afnemers beheren. Indien zij daartoe met de afnemers afspraken hebben gemaakt, kunnen zij via ICT de vraag bij de klant sturen. Dit betekent dat zij bijvoorbeeld bij een overschot aan elektriciteit bepaalde apparaten bij de klanten kunnen aanzetten, of omgekeerd, bijvoorbeeld in een situatie van beperkte transportcapaciteit, bepaalde apparaten kunnen uitzetten. Door hun relatie met hun klanten kunnen ESCOs ook het gebruik en het aanbod van verschillende afnemers tegelijk op elkaar afstemmen en optimaliseren.

In Nederland zijn er nu enkele eerste voorbeelden van ESCOs. Zo zijn er installateurs, die de installaties bij hun afnemers op eigen kosten neerzetten, die vervolgens comfort aan de afnemers leveren. Daarbij worden dan prestaties afgesproken (temperatuur en dergelijke). Dit komt tot nu toe vooral voor bij bedrijven. De ondernemingen hoeven de installaties in dit geval niet zelf te financieren, waardoor ze op de balans drukken, maar ze leasen/huren deze van de installateur. Per maand betalen ze een bedrag, waarin de kosten van de installaties en de energie is verwerkt.¹⁰⁶

Economisch gezien heeft het dienstenmodel een aantal voordelen:

- De leverancier heeft niet langer belang bij (alleen) de verkoop van zoveel mogelijk energie, maar ook bij energiebesparende maatregelen. Aangezien de prijs van energie over de dag varieert (als gevolg van de beschikbaarheid van energie uit duurzame bronnen, de totale vraag naar energie op enig moment alsmede de actuele behoefte aan lokale transportcapaciteit), kan een ESCO door het slim benutten van vraagrespons en lokale bronnen wellicht aanmerkelijke besparingen realiseren. Deze bieden hem de mogelijkheid om met een lage prijs te concurreren. Afnemers verkrijgen hierdoor echter ook concrete prikkels om te besparen.

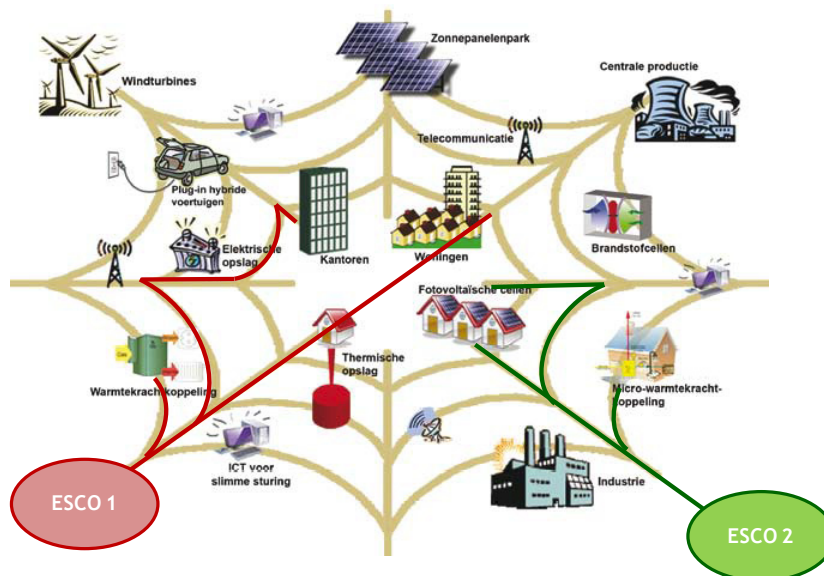
¹⁰⁶ Een ESCO investeert in apparatuur ten behoeve van de afnemer. Als de afnemer naar een andere leverancier wil overstappen, dan zal de geïnstalleerde apparatuur moeten worden afbetaald of overgenomen. Het is mogelijk om hiervoor contracten te maken waarbij de volgende leverancier verplicht wordt om de apparatuur of de investeringen in besparingsmaatregelen over te nemen (hoewel de kosten vanzelfsprekend in het 'prijsaanbod' van de nieuwe leverancier moeten kunnen worden versleuteld). Een andere mogelijkheid is om afnamecontracten standaard te splitsen in een installatiedeel en een *commodity* deel. Als afnemers zelf meebeslissen over de installatie van specifieke apparatuur, kunnen zij ook aan het uitdienen hiervan worden gebonden.

- Zwakkere consumenten (zoals ouderen) worden door de ESCOs geheel ontzorgd, terwijl toch het besparingspotentieel bij deze afnemers wordt benut.¹⁰⁷
- Doordat ESCOs de *lead* hebben in het realiseren van nieuwe technologieën komen nieuwe diensten waarschijnlijk gemakkelijker van de grond.
- Er zijn prikkels om vraag en aanbod meer op elkaar af te stemmen, niet alleen op het niveau van de afnemer maar ESCOs kunnen ook tussen verschillende afnemers balanceren, omdat zij ook transportcapaciteit (door)verkopen.

Los van deze voordelen heeft het dienstenmodel (zoals elk model) ook enkele nadelen. Gedacht kan worden aan de mogelijk beperkte concurrentie in de lokale netten als niet op iedere locatie voldoende ESCOs actief zijn en met elkaar willen concurreren. Ook het mogelijke gebrek aan transparantie met betrekking tot de kosten van diverse ‘energopakketten’ die ESCOs aanbieden kan een probleem vormen. Wanneer de ESCOs allerlei complexe dienstenpakketten aanbieden (zoals nu ook in de telecommunicatiemarkt), kunnen afnemers deze moeilijk onderling vergelijken.

4.3.2 De relatie tussen de ESCO en de netbeheerder

Het lokale distributienet voor elektriciteit is in handen van de lokale netbeheerder. Deze is verplicht om, als ESCOs daarom verzoeken, gegarandeerde transportcapaciteit op het distributienet te verhuren aan de ESCOs tegen een specifiek tarief. ESCOs kunnen ten hoogste over deze transportcapaciteit beschikken. Dit wordt ook wel ‘ontvlechting van de *local loop*’ op het elektriciteitsnet genoemd.



Figuur 14. Grafische weergave van de wijze waarop ESCOs transportcapaciteit contracteren.

De regionale netbeheerder beheert het net en verhuurt transportcapaciteit aan de ESCOs. De kosten van het netbeheer worden vanuit de tarieven gedekt, maar deze worden door de ESCOs betaald. Daarbij zijn er verschillende tarieven: tarieven voor de verhuur van gegarandeerde

¹⁰⁷ In Engeland worden proeven gedaan met zulke ‘ontzorging’ van oudere afnemers, die hierdoor flink kunnen besparen op de energierekening. Zie bijvoorbeeld Ofgem, *Energy Affordability: Helping develop Ofgem’s ‘Vulnerable Consumers’ Strategy*, 2012, http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/SocAction/Documents1/Energy%20Affordability_helping%20develop%20Ofgem%E2%80%99s%20Vulnerable%20Consumers%E2%80%99%20Strategy.pdf.

capaciteit en tarieven voor (ander) gebruik van het net. De tarieven zijn gebaseerd op de kosten die door het verbruik worden veroorzaakt.

ESCOs die transportcapaciteit bij de lokale netbeheerder inkopen, hoeven alleen te betalen voor het gebruik van dat specifieke net. In principe wordt niet meebetaald aan (het gebruik van) andere netvlakken, tenzij er een residuele transportvraag is vanuit het hogere net. De ESCO betaalt daarvoor alleen naar rato van deze (daadwerkelijk benutte) transportbehoefte.¹⁰⁸ De lokale netbeheerder is verantwoordelijk voor uitbreiding van het lokale net als de transportbehoefte (langdurig) hoger wordt dan de beschikbare transportcapaciteit. In geval van congestie kunnen de tarieven (tijdelijk) verhoogd worden.¹⁰⁹

De ontvlechting van de *local loop* is volgens de literatuur een essentieel onderdeel van het dienstenmodel.¹¹⁰ De gedachte daarbij is dat ESCOs door intern balanceren kostenvoordelen voor het net realiseren doordat minder transporten van en naar hogere netvlakken nodig zijn.¹¹¹ Teneinde de ESCOs voldoende prikkels te geven moeten deze kostenvoordelen ook aan hen worden doorgegeven. Juist vanwege deze voordelen kunnen ESCOs een aantrekkelijk businessmodel ontwikkelen.

Behalve ESCOs kunnen ook andere aanbieders/afnemers om toegang tot het lokale net verzoeken. Marktpartijen die elektriciteit produceren, leveren of afnemen en via de hogere netvlakken transporteren, betalen echter ook hogere transportkosten (naar gelang de netvlakken die worden gebruikt) – overigens niet anders dan de tarieven die de ESCOs betalen voor het deel dat zij buiten de *local loop* elektriciteit transporteren.

Met betrekking tot gas en warmte zijn de contracten voor het transport waarschijnlijk anders dan voor elektriciteit. Ontvlechting van de *local loop* ligt daar immers minder voor de hand. Het is uiteraard wel mogelijk dat een ESCO lokaal (bijvoorbeeld bij bepaalde afnemers) groen gas of warmte produceert of dat een ESCO een warmtenet aanlegt.

Wanneer ESCOs transportcapaciteit inkopen, hebben zij er belang bij om deze zo efficiënt mogelijk te gebruiken en de gecontracteerde capaciteit niet te overschrijden. Dit kan door het lokaal balanceren van vraag, aanbod en eventueel opslag. Beheerders van de distributienetten (op hogere netvlakken) kunnen overigens ook belang hebben bij het balanceren van (het restant van) de transportcapaciteit. Mogelijk kunnen ESCOs een overschot aan ingekochte transportcapaciteit verhandelen (aan andere ESCOs), hoewel niet duidelijk is of zo'n markt voldoende liquide zal zijn.¹¹²

¹⁰⁸ Overigens kan hiervoor zowel een tarief per kilowattuur als een capaciteitstarief (gerelateerd aan de piekvraag) worden gehanteerd.

¹⁰⁹ Hiervoor kunnen diverse marktmechanismen worden gehanteerd, zoals veilingen. Omdat de lokale netbeheerder door de congestieopbrengsten een perverse prikkel krijgt ('hoe meer congestie, hoe hoger de opbrengsten van de verkochte transportcapaciteit'), zijn hierover nadere afspraken (bijvoorbeeld *ringfencing*) of toezicht nodig.

¹¹⁰ Zie M. Pollitt, *Does electricity (and heat) network regulation have anything to learn from fixed line telecoms regulation?*, Energy Policy, **38**, 2010, 1360-1371 en het in voetnoot 105 genoemde artikel van Peter Boait.

¹¹¹ Hierbij kunnen verschillende kanttekeningen worden geplaatst. Omdat lokaal balanceren kosten met zich meebrengt, moeten de besparingen in netkosten hoger dan de balanceringskosten zijn om voor een ESCO zinvol te worden. Los hiervan hoeft niet alle balanshandhaving ook tot besparingen op systeemniveau te leiden. Als ESCO-1 bijvoorbeeld op enig moment de vraag reduceert terwijl een naburige ESCO-2 op hetzelfde moment met een productieoverschot kampt terwijl er geen sprake is van fysieke netwerkcongestie, is het vanuit systeemoptiek niet zinvol om beide ESCOs te laten balanceren.

¹¹² Zolang er geen sprake is van schaarste zullen ESCOs vermoedelijk relatief voordelig transportcapaciteit bij de regionale netbeheerder kunnen inkopen. In dat geval is de marktwaarde van een overschot aan transportcapaciteit beperkt. Zodra sprake is van schaarste (congestie) kan overtollige

In het dienstenmodel hebben vooral de ESCOs prikkels om te balanceren. De ESCOs realiseren immers financiële voordelen als zij vraag en aanbod (in de tijd) op elkaar kunnen afstemmen. Verwacht mag worden dat ESCOs hier zoveel belang bij hebben dat zij hun afnemers (via de prijsstelling van de verschillende aangeboden contracten) zullen motiveren om hierin te participeren.

Samenvattend kan het volgende over het lokale netbeheer worden gezegd:

- De regionale netbeheerder van elektriciteit is verantwoordelijk voor de lokale elektriciteitsnetten. Producenten, afnemers en leveranciers betalen voor het gebruik hiervan alsmede voor het netto gebruik van de hogere netvlakken.
- De regionale netbeheerders verhuren (gegarandeerde) lokale transportcapaciteit aan de ESCOs. De tarieven hiervoor hangen af van of ook van hogere netvlakken gebruik moet worden gemaakt. Zo niet, dan zijn de tarieven lager dan voor het contracteren van dezelfde transportcapaciteit vanuit hogere netten. Immers, in dat geval wordt alleen gebruik gemaakt van een klein deel van het net en daarom worden alleen de hiermee verbonden kosten in rekening gebracht.¹¹³
- Als gevolg hiervan ontstaan er (lokale) markten voor transportcapaciteit. Desgewenst is het ook mogelijk dat ESCOs onderling onbenutte transportcapaciteit verhandelen.
- Daarnaast kunnen ESCOs lokaal ook zelf netten aanleggen (in ieder geval voor warmte, maar mogelijk ook voor gas en elektriciteit) en groen gas produceren en verkopen.

4.3.3 Verschil met andere modellen

Het dienstenmodel verschilt van het huidige model omdat de ESCOs een variëteit aan nieuwe diensten aanbieden. Overigens kunnen de huidige leveranciers zich tot zulke ESCOs ontwikkelen door hun diensten uit te breiden, maar kunnen ook nieuwkomers tot de markt toetreden, zoals installateurs of andere dienstverleners.

De vraag rijst waarom zulke dienstverleners de markt willen betreden. Anders geformuleerd: Waarom zijn er nu nog geen ESCOs? Zoals uit §4.3.5 blijkt, zijn er in Nederland nu al ondernemingen die de basale kenmerken hebben van een ESCO. De volledige invulling is echter binnen de huidige wet- en regelgeving lastig te realiseren. Contractueel kan het bijvoorbeeld lastig zijn om investeringen te plegen in de woning van de afnemer, zolang deze afnemer ook een vrije keuze van energieleverancier moet hebben. Er is nog relatief weinig ervaring met dit soort contracten en evenmin met de juridische en financieel-economische consequenties hiervan. Daarnaast is er nog geen ontvlechting van de *local loop*, zodat het voor ESCOs niet mogelijk is om de kostenvoordelen te realiseren die aan de (alleen) lokale transporten zijn gerelateerd. Een verdienmodel op basis van het lokaal balanceren van vraag en aanbod is dus nog lastig te realiseren.¹¹⁴

Het dienstenmodel werkt anders dan het coördinatiemodel, waarbij vragers en aanbieders lokaal een gemeenschap vormen, gezamenlijk lokaal een net hebben en onderling balanceren. Zo'n lokaal net kent deelnemers binnen een strakke lokale begrenzing. De deelnemers binnen

netcapaciteit wel significante waarde verkrijgen (maar moet ook voorkomen worden dat ESCOs capaciteit gaan *hoarden*, dus van tevoren opkopen om de prijs op te drijven en vervolgens aan de markt terug te verkopen).

¹¹³ Dit wijkt dus af van het cascadestelsel, waarbij afnemers ook aan de kosten van de hogere netvlakken bijdragen.

¹¹⁴ Hoogstens is dit mogelijk op private terreinen (de vroegere 'private netten'), waarvan de netten niet door een publieke netbeheerder worden beheerd. In dat geval is voor de aansluit- en transporttarieven de gesaldeerde (netto) transportbehoefte op de aansluiting op het regionale net van belang.

het samenwerkingsverband beslissen onderling zelf hoe zij zich gedragen en op welke wijze zij invoeden of verbruiken. Bij het dienstenmodel neemt de ESCO hierbij een centrale rol in. Hij regelt de voorziening van een groot aantal afnemers en organiseert ook de uitwisseling van energie tussen deze afnemers, waarbij hij gebruik maakt van het lokale net (en hiervoor transportcapaciteit contract). Overigens kunnen de afnemers ook verspreid zijn over een groter (regionaal) gebied, voor zover dit gebied vanuit een technische optiek als een *local loop* kan worden beschouwd.

4.3.4 Mededinging

Afnemers kunnen bij ESCOs allerlei energiediensten afnemen. Maar ze kunnen ook kiezen om bij de traditionele energieleveranciers te blijven. In dat geval blijft de constructie dat afzonderlijk nettoegang moet worden verkregen (hetgeen zowel direct via de netbeheerder kan als in het leveranciersmodel indirect via de leverancier). Het uitgangspunt van het dienstenmodel is echter dat ESCOs in principe goedkoper kunnen leveren omdat zij optioneel ook besparingsmaatregelen financieren en zo bij de klanten onnodig energieverbruik vermijden, de voorziening van warmte, elektriciteit en gas ten behoeve van de afnemers (als groep) kunnen integreren en optimaliseren en transportkosten kunnen drukken door vraag en aanbod van transportcapaciteit te balanceren.

Een keerzijde van het dienstenmodel is dat voldoende ESCOs in elk lokaal net aanwezig moeten zijn om voldoende concurrentie mogelijk te maken. Indien (naast de klassieke leveranciers) slechts één ESCO in een wijk actief is, voelt de ESCO in principe geen druk om het laagst mogelijke prijsniveau te bereiken ('monopolieprijzen').¹¹⁵ Meer actieve ESCOs in elk lokaal net zijn nodig om voldoende concurrentie te waarborgen en de economische waarde van het dienstenmodel te materialiseren.

4.3.5 Voorbeelden van ESCOs

In Nederland ontstaan er op dit moment ondernemingen met enkele kenmerken van ESCOs. Zulke bedrijven treden dienstverlenend op met betrekking tot de gehele energiehuishouding. Zo willen zij in woningen installaties voor duurzame energie installeren en eventueel ook financieren. Daarnaast bieden zij aan om isolatiemaatregelen te nemen, apparatuur te installeren om het energieverbruik te monitoren of zelfs vraag en aanbod op elkaar af te stemmen. De kosten hiervan willen ze via de energierekening doorberekenen. Soms gaat dat per woning, soms ook is een voorwaarde dat een geheel blok van woningen tegelijkertijd van hun diensten gebruik maakt.

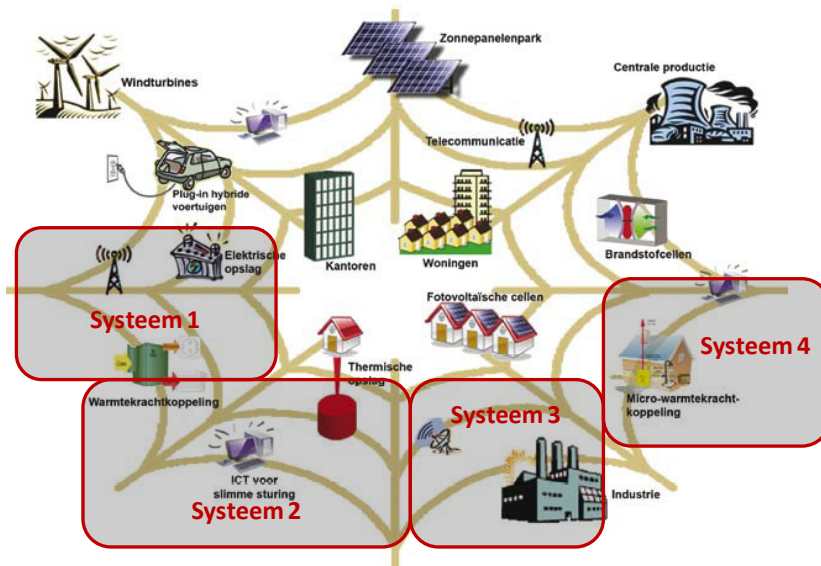
4.4 Het coördinatiemodel

In het coördinatiemodel wordt de energievoorziening in de *local loop* in handen van de lokale partijen gelegd. Hiermee ontstaat een lokaal energiesysteem dat op basis van integrale planning en coördinatie (op wijkniveau) kan worden ingericht. Alle lokale afnemers nemen hier (in principe) aan deel.¹¹⁶ Het coördinatiemodel is schematisch weergegeven in Figuur 15.

¹¹⁵ Omdat de kostenvoordelen door balanceren voor elke wijk anders zijn, wordt het dienstenmodel minder efficiënt als ESCOs prijzen offeren op basis van regionale gemiddelden. Elke wijk heeft zijn unieke mogelijkheden, zodat de ESCOs voor elke wijk de optimale 'mix' moet vaststellen. Dit vraagt dus actieve betrokkenheid van de ESCOs in elke wijk.

¹¹⁶ Omdat afnemers keuzevrijheid van energieleverancier hebben, kunnen afnemers (tenminste in de huidige situatie) ook besluiten om niet aan het collectief deel te nemen. In principe hebben afnemers echter geen (economische) redenen om uit het systeem te willen stappen tenzij: 1. de kosten van de coördinatie (door inefficiënte organisatie) dusdanig hoog worden dat de kostenvoordelen worden 'verspeeld'. 2. De kostentoerekening aan de gebruikers zodanig is dat specifieke afnemers (of afnemergroepen) een financiële prikkel hebben om 'uit het systeem te stappen'. 3. Afnemers de

De lokale energievoorziening wordt daarmee een collectief gebeuren door (kortheidshalve zo aangeduid) de ‘coöperatie’.¹¹⁷ Deze omvat alle bij de lokale energievoorziening betrokken partijen (zie Figuur 16). Doordat alle lokale partijen (energiegebruikers en producenten) en het netbeheer in de *local loop* in de coöperatie zijn samengebracht, heeft deze lokale energievoorziening monopoliekenmerken (met alle voor- en nadelen hiervan). Overigens hoeft de lokale voorziening niet autarkisch te zijn. Er kan sprake zijn van uitwisseling met het regionale en landelijke energiesysteem. In dit geval bepaalt de coöperatie welke netaansluiting wenselijk is en op de nationale energiemarkten desgewenst energie wordt ingekocht of een lokaal surplus wordt verhandeld.¹¹⁸



Figuur 15. Grafische weergave van de wijze waarop de lokale coöperaties in het coördinatiemodel (op het laagste systeemniveau) productie en net integreren.

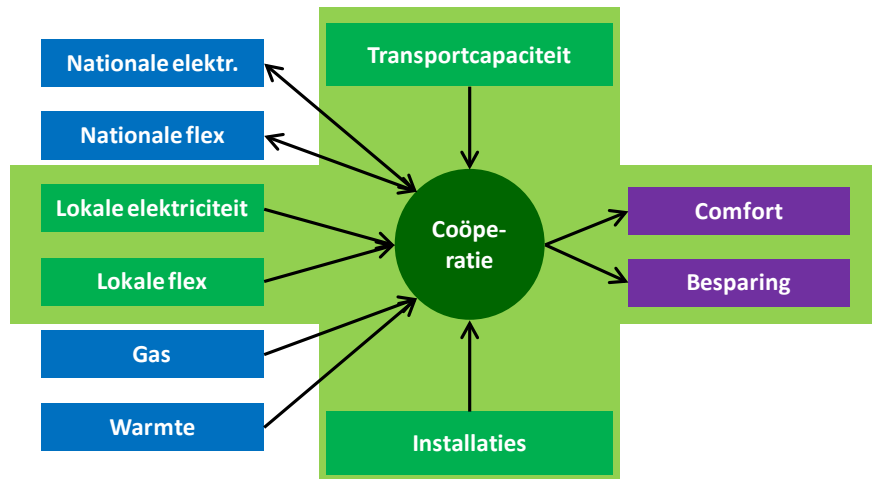
Omdat niet alle lokale gemeenschappen voldoende kennis en expertise zullen hebben om een dergelijke coöperatie vorm en invulling te geven, bestaat ruimte voor ondersteuning door energiedienstverleners.

gemeenschappelijke energiedoelstellingen die aan het systeem ten grondslag liggen, niet onderschrijven (bijvoorbeeld door minder te willen betalen aan duurzame energie), zodat inkoop van elders geproduceerde energie goedkoper is.

Als afnemers niet in de coöperatie participeren en de mogelijkheid bestaat om via het net toch elders energie in te kopen, komt de optimalisatie binnen het lokale energiesysteem potentieel in het geding. Daarom zijn verschillende modellen mogelijk: ‘zware modellen’ binden klanten sterk (bijv. bij aardwarmte), maar bij ‘lichte modellen’ kunnen afnemers het collectief gemakkelijker verlaten. In de uitwerking wordt voornamelijk van deze diversiteit geabstraheerd.

¹¹⁷ In principe zijn allerlei vormen mogelijk waarin zo’n collectief kan functioneren, van samenwerkende eigenaren (een soort ‘VvE+’) tot landelijke organisaties die in de verschillende wijken lokale afdelingen hebben. De precieze organisatievorm is voor het vervolg echter niet relevant.

¹¹⁸ De coöperatie treedt daarmee (al dan niet via tussenpersonen) op als handelpartij op de landelijke elektriciteits- en gasmarkten (die ook in het coöperatiemodel competitief zijn ingericht).



Figuur 16. Representatie van de coöperatie in het coördinatiemodel.

4.4.1 Lokale optimalisatie

De meerwaarde van het coördinatiemodel ligt erin dat de partijen op lokale schaal het energiesysteem kunnen optimaliseren. Juist omdat het energieverbruik, de lokale elektriciteit- en warmteproductie alsmede het hiervoor noodzakelijke net op elkaar ingrijpen, kan coördinatie tot kostenbesparingen leiden. Immers, door zulke coördinatie is een betere onderlinge afstemming mogelijk, die een optimale inrichting van het energiesysteem en efficiënte bedrijfsvoering mogelijk maakt.¹¹⁹

De optimalisatie kan zich op verschillende aspecten richten:

➤ *Optimalisatie van het energiesysteem.*

Wanneer een wijk zich nog in de projectfase bevindt, kunnen belangrijke keuzes over de gewenste energievoorziening worden gemaakt. Dit betreft met name de keuze van de warmtebron: een lokaal warmtenet of aanleg van een gasnet.¹²⁰ Ook kan echter een elektriciteitsnet worden aangelegd dat aansluit bij de wensen omtrent lokale (duurzame) elektriciteitsproductie. Bij deze keuzes kunnen zowel kostenefficiëntie (op de korte en lange termijn) als voorkeuren van gebruikers een rol spelen.¹²¹

➤ *Optimalisatie van elektriciteitsproductie en -opslag.*

Ook omtrent de inrichting van het lokale elektriciteitssysteem kunnen in een coöperatie eigen keuzes worden gemaakt, bijvoorbeeld over de aard en omvang van de gewenste

¹¹⁹ In een situatie zonder coördinatie heeft het net de taak om alle gebruikerswensen met elkaar te verbinden. Omdat de precieze wensen en plannen niet altijd duidelijk zijn, moet soms worden geïnvesteerd in redundantie (overcapaciteit). Overigens is enige overcapaciteit nodig om concurrentie over het net mogelijk te laten worden (aangezien productie op andere locaties tot verschillende stromen over het net kan leiden, die alle moeten kunnen worden gefaciliteerd). Aan overcapaciteit zijn echter kosten verbonden, die bij coördinatie kunnen worden uitgespaard. Overigens staan hier (in theorie) de nadelen tegenover om door een enkele partij beleverd te worden, die monopolioïde trekken zou kunnen gaan vertonen.

¹²⁰ Deze afweging vindt (vanzelfsprekend) ook vandaag de dag al plaats, zij het dat dit veelal in samenwerking gebeurt tussen een projectontwikkelaar, de gemeente en de energiebedrijven. In het coördinatiemodel is een eigen (en meer expliciete) rol van de bewoners (gebruikers) te verwachten.

¹²¹ Vooral een voorziening gebaseerd op warmte is kapitaalintensief en daarom lastig om in concurrentie te regelen. Eenmaal aangelegd zijn afnemers (mede door de afwezigheid van een gasnet) ook voor decennia aan zo'n systeem gebonden, wat op zich al pleit voor betrokkenheid van lokale partijen bij de inrichting van het lokale energiesysteem.

(eigen) productie van duurzame elektriciteit. Tevens relevant is de gewenste interactie met de nationale markt en de wenselijkheid om wel of niet in opslagfaciliteiten te investeren.¹²²

➤ *Optimalisatie van het gas, elektriciteit- en warmtenet.*

Door de locaties van de verschillende productiemiddelen en afnemers gunstig te kiezen, kan wellicht ook op de netkosten worden bespaard. Doordat alle afnemers gezamenlijk in de coöperatie deelnemen, zijn deze in principe indifferent over de locatie van de verschillende systemen.¹²³

➤ *Optimalisatie van de bedrijfsvoering.*

Ten slotte is optimalisatie in de bedrijfsvoering mogelijk. Behalve aan lokale energieproductie kan hierbij ook aan de inzet van vraagrespons en de levering van flexibiliteit aan de landelijke markt worden gedacht. Door de beschikbare bronnen efficiënt in te zetten (en goed op de landelijke marktbewegingen te reageren) kan de coöperatie voorzien in het gewenste comfort tegen de laagst mogelijke kosten.

4.4.2 De gebruiker centraal

In het coördinatiemodel nemen gebruikers (in beginsel) energie af bij hun eigen coöperatie. Binnen de coöperatie vindt de afstemming tussen alle gebruik, productie, opslag en inkoop plaatsvinden (voor alle energiedragers). De lokale dispatch (bedrijfsvoering) ligt bij een ‘wijkcoördinator’, die verantwoordelijk is voor de inrichting en de bedrijfsvoering van de lokale energievoorziening. Ditzelfde geldt voor de uitwisseling (handel) met het landelijke energiesysteem en de verdeling van de kosten over alle in de coöperatie betrokken partijen.

Voor de ontwikkeling (planning) van het lokale energiesysteem zijn de afnemers gezamenlijk verantwoordelijk. De uitgangspunten die hierbij een rol spelen en de uitwerking daarvan zullen gezamenlijk moeten worden overeengekomen.¹²⁴ Van belang is wel dat de keus voor het soort lokale energiesysteem breed wordt gedeeld, aangezien de kosten ook onderling moeten worden gedragen.

Omdat niet alle coöperaties over specialistische wijkcoördinatoren zullen beschikken – dit vraagt niet alleen kennis van de betreffende technische energiesystemen maar tevens handelskennis – zullen zich ongetwijfeld dienstverleners aanbieden die de wijkcoördinator bij de planning en bedrijfsvoering van het energiesysteem willen faciliteren. Het lijkt immers een illusie dat het merendeel van de coöperaties zelf over de (specialistische) kennis zal beschikken om het lokale energiesysteem te beheren en bedrijfsvoeren. *Service providers* zullen op de markt komen die specifieke kennis over de meest optimale inrichting en benutting van lokale energiesystemen aan de coöperaties aanbieden. Tevens kunnen zij (al dan niet op afstand) faciliteren bij het dagelijks aansturen van het lokale energiesysteem.

¹²² Elektriciteitsopslag is relatief duur. Totdat er interessante businessmodellen ontstaan door elektriciteit tijdelijk te bufferen en te verkopen tijdens dure piekmomenten – die vermoedelijk alleen kans van slagen hebben als de kosten van piekelektriciteit veel hoger zijn en flexibiliteit een hogere waarde vertegenwoordigt – zou zoiets vooral vanuit een (idealistische) wens voor autarkie kunnen voortkomen, dat wil zeggen: zelfvoorzienendheid van de lokale gemeenschap.

¹²³ Althans, vanuit energieperspectief. Doordat binnen de coöperatie vrij gesaldeerd mag worden (vanuit het perspectief van het openbare net bevindt de coöperatie zich ‘achter de aansluiting’), is voor de nettarieven en de energiebelasting alleen de netto afname van de coöperatie vanuit het net relevant. Overigens spelen in de praktijk ook andere factoren een rol, zoals voorkeuren van afnemers die wel of geen zonnepanelen op hun eigen dak willen en de wens om bepaalde installaties ver weg of juist dichtbij te hebben.

¹²⁴ De inbreng van afzonderlijke lokale afnemers kan hierbij klein of groot zijn, afhankelijk van de aard van de onderlinge samenwerking. Wil een coöperatie effectief zijn (concreet: er moet voorkomen worden dat het een Poolse landdag wordt), moeten passende structuren aanwezig zijn. Voor de invulling daarvan zijn allerlei modellen mogelijk.

Het coördinatiemodel werkt het best als alle lokale partijen participeren en de coördinator in staat is om (centraal) de optimale beslissingen te nemen. Volgens het huidige Europese recht zijn de deelnemende partijen echter altijd gerechtigd om het samenwerkingsverband te verlaten en hun energie elders in te kopen. Als partijen gezamenlijk eigenaar zijn van de voorziening, kan het voor een individuele deelnemer lastig zijn om daadwerkelijk het systeem te verlaten, omdat de eigendom van de installaties misschien niet overgedragen kan worden. Dit hangt af van de contracten die partijen met elkaar hebben afgesloten.

In zijn algemeenheid kan het coördinatiemodel alleen werken als de deelnemers door middel van het gezamenlijke, lokale systeem goedkoper uit zijn dan bij een andere voorziening, of wanneer het coördinatiemodel andere voordelen biedt, zoals een verhoogde duurzaamheid. Beide verminderen immers de kans dat partijen zullen uittreden.

4.4.3 Planning *versus* mededinging

De huidige elektriciteit- en gasmarkt (maar niet de warmtemarkt) zijn tot op het laagste niveau ingericht op concurrentie. Alle aangeslotenen kunnen hun energie bij een leverancier naar keuze contracteren. De markt wordt verondersteld prikkels te geven om steeds 'betere' producten (in de zin van: een maatschappelijk meer gewenste productiemix) te leveren tegen een zo laag mogelijke prijs. Om deze markt te faciliteren is er derdentoegang op de elektriciteit- en gasnetten.

Economische systemen op basis van prikkels hebben echter behalve baten ook kosten. Hoewel de concurrentie op de energiemarkt voordelen biedt, kunnen de kosten in de haarvaten van het energiesysteem hoger zijn dan de lokale baten.¹²⁵ In het coöperatiemodel wordt van de nationale (competitieve) energiemarkt geprofiteerd (doordat de coöperatie collectief op de nationale markt handelt), terwijl op het laagste niveau kosten worden bespaard (door de onderlinge samenwerking).

Hierbij komt dat coöperaties (door het grotere schaalniveau) de financiële risico's die investeringen in duurzame energie met zich meebrengen beter kunnen inschatten en dragen. Verwacht kan worden dat door een toenemend aandeel duurzame energie in de energiemix de variatie in de elektriciteitsprijs groter wordt, met een hoger investeringsrisico als gevolg.¹²⁶ In de lokale coöperatie kunnen dergelijke risico's over de verschillende partijen en energiesystemen worden gespreid.¹²⁷

¹²⁵ Eén reden is de benodigde overcapaciteit in het net (zie voetnoot 119). Maar ook de complexe administratieve procedures rondom levering, facturering en switchen brengen kosten met zich mee. De effectieve kosten hiervan (hoewel deze in het systeem zijn verborgen) kunnen hoger zijn dan de baten die de vrije leverancierskeus voor kleine gebruikers met zich meebrengt.

¹²⁶ Voor uren met hoge productie uit duurzame bronnen (met name fotovoltaïsche zonne-energie en windvermogen) kan de prijs laag zijn, of zelfs negatief. Daartegenover staat dat pieken en onbalansen duurder kunnen worden, met als gevolg dat de waarde van flexibiliteit toeneemt, maar ook de kosten van eigen onbalans hoger kunnen uitpakken.

¹²⁷ In principe kan dit ook via de energiemix van de (huidige) energieleveranciers. In dat geval worden de lokale energiesystemen (tot op het niveau van afzonderlijke afnemers) onderdeel van het programma van een veel grotere speler op de energiemarkt, die de risico's in zijn portfolio afdekt. De scope van het voorliggende project is echter de ontwikkeling van lokale energiesystemen. In het coöperatiemodel vindt aggregatie niet alleen plaats binnen een handelsportfolio, maar ook op het fysieke niveau van de wijk.

4.4.4 Voorbeelden van lokale coördinatie

Lokale coördinatie vindt hier en daar al plaats, met name op bedrijventerreinen.¹²⁸ Op deze (ongereguleerde) terreinen zijn de afnemers vrij om hun energiesysteem naar eigen wensen in te vullen, zodat gekozen kan worden voor een inrichting volgens de voorkeuren van de lokale partijen en benutting van een zelf gewenste mix van eigen productie en inkoop elders.

Meer specifieke voorbeelden van het coöperatiemodel zijn de volgende:

- Proeftuin Cloud Power Texel: De gemeente Texel wil in 2020 volledig in haar eigen energiebehoefte voorzien met duurzame energie. Ter voorbereiding daarop werkt de gemeente samen met TexelEnergie, Capgemini, Qurrent en Alliander aan de zelfvoorzienende *community* Cloud Power Texel, een bewonersinitiatief dat moet aantonen dat zo'n *community* een haalbare business case biedt.¹²⁹
- Stadtwerke München: Het stedelijke (geïntegreerde) energiebedrijf van München ontwikkelt een *virtual power plant* waarin diverse duurzame productie-eenheden door virtuele verbindingen worden verbonden en als geïntegreerde eenheid wordt ontworpen en bedreven.¹³⁰

Een andere ontwikkeling die bepaalde kenmerken van het coöperatiemodel vertoont, betreft de (wens tot) verduurzaming van bepaalde woonwijken met zon-PV. Aangezien niet alle huizen geschikt zijn voor plaatsing van zonnepanelen, wordt wel gesuggereerd om deze op centrale locaties op te stellen (bijvoorbeeld op daken van gemeenschappelijke voorzieningen zoals scholen), maar waarbij de investering door de omwonenden wordt gedaan. Overigens kunnen er ook andere redenen zijn om zonnepanelen verspreid te plaatsen, bijvoorbeeld gerelateerd aan de netstabiliteit of beperkingen in de beschikbare netcapaciteit.¹³¹ Op dit moment is het echter nog niet mogelijk om alle voordelen die met lokale coöperaties verbonden zijn, te materialiseren.¹³²

4.5 Invulling van de functies in het energiesysteem

Bij de lokale voorziening worden de functies (zoals ze in hoofdstuk 3 zijn onderscheiden) voor een deel door andere partijen dan voorheen ingevuld. Een overzicht is opgenomen in Tabel 6. In het coördinatiemodel wordt een groot aantal rollen gelijktijdig door de coöperatie ingevuld. Dat geldt in iets mindere mate ook voor het dienstenmodel. Ook daar combineert de ESCO een aantal verschillende functies, zoals levering, productie, handel en aggregatie, maar het transport wordt verzorgd door de netbeheerder. De ESCO is wel tegenpartij bij het transportcontract.

¹²⁸ Op zulke bedrijventerreinen hebben gebruikers die hun energie via het op het bedrijventerrein aanwezige elektriciteit- of gasnet betrekken, derdentoegang. Zij kunnen dus kiezen voor energielevering door leveranciers elders.

¹²⁹ Zie <http://www.agentschapnl.nl/sites/default/files/bijlagen/factsheet%20proeftuinen01-Cloud%20Power%20Texel-web.pdf>. Overigens richt de proeftuin zich vooral op de lokale afstemming van vraag en aanbod. Netaspecten spelen hierbij veel minder een rol.

¹³⁰ <http://www.pennenergy.com/index/power/display/3124657143/articles/pennenergy/power-grid/2012/april/stadtwerke-munchen.html>.

¹³¹ Omdat opgewekte elektriciteit met zonnepanelen een hoge gelijktijdigheid in een wijk kent, kan een wijk op zonnige dalmomenten een forse netto elektriciteitsproductie genereren. Met name als sprake is van krappe dimensionering van het net, kan gecoördineerde spreiding van de installaties over de wijk noodzakelijke netverzwaring voorkomen.

¹³² Vanuit fiscaal perspectief moet energiebelasting betaald worden over door een afnemer elders opgewekte elektriciteit (en is saldering met het eigen gebruik niet mogelijk). Vanuit juridisch perspectief geldt levering van (bijvoorbeeld) op het dak van een school opgestelde panelen aan een afnemer (die in de panelen heeft geïnvesteerd) als levering van elektriciteit, zodat hiervoor een leveringsvergunning is vereist (met alle consequenties van dien).

In beide modellen is daarom sprake van een relatief grote concentratie van functies in de handen van weinigen. Dit stelt hen in staat om de eindverbruikers een heel spectrum aan diensten tegelijkertijd aan te bieden en om op deze manier een optimale energievoorziening (in alle facetten) voor de afnemers te organiseren. De verbruikers hebben als het ware een ‘one shop stop’ voor gas, elektriciteit, warmte en soms ook nog voor isolatiemaatregelen, het installeren van zonnecellen, het in- en verkopen van flexibiliteit, enzovoorts. Daarnaast zal in hoofdstuk 5 blijken dat een aantal issues die in onze inrichting van het systeem een uitdaging vormen, bij het dienstenmodel en het coördinatiemodel (als gevolg van deze verdergaande integratie van rollen op het lokale niveau) veel minder spelen.

Tabel 6. Overzicht van functies en partijen in de twee alternatieve denkmodellen.

	FUNCTIE	DIENSTENMODEL	COÖPERATIEMODEL
FINALE FUNCTIE	<i>Energiegebruik</i>	Afnemers	Coöperatie
SYSTEMEFUNCTIE	<i>Productie</i>	Producenten (ook decentraal)	Lokale productie door de coöperatie
	<i>Opslag</i>	Afnemers, producenten of netbeheerders	Coöperatie
	<i>Transport</i>	netbeheerders (maar capaciteit gecontracteerd door ESCO)	Op lokaal niveau de coöperatie
	<i>Balans-verantwoordelijkheid</i>	Systeembeheerder	Systeembeheerder
	<i>Coördinator</i>	Geen	Op lokale schaal de coöperatie
HANDELSFUNCTIES	<i>Handel</i>	ESCOs	Binnen het collectief niet van toepassing. Buiten het collectief handelt de coöperatie met (landelijke) marktpartijen
	<i>Levering</i>	ESCOs	
	<i>Aggregatie</i>	ESCOs	
	<i>Programma-verantwoordelijkheid</i>	ESCOs	
DIENSTEFUNCTIES	<i>Installeren</i>	ESCOs, installateurs	Installateurs i.o.m. coöperatie
	<i>Adviseren</i>	ESCOs	Coöperatie
	<i>Marktcoördinatie</i>	ESCOs (beperkt)	Coöperatie
	<i>Financieren en verzekeren</i>	ESCOs (qua projecten in de wijk)	Coöperatie
	<i>Meten</i>	Meetverantwoordelijke (of ESCOs)	Meetverantwoordelijke (of de coöperatie)
	<i>Communicatie</i>	Via publieke netten of desgewenst door ESCO vormgegeven	Via publieke netten of desgewenst door de coöperatie vormgegeven
	<i>Schakelen</i>	ESCO	Coöperatie
	<i>Facturatie</i>	ESCO	Coöperatie

4.6 Reflectie op de denkmodellen

De lokale voorziening is per definitie lokaal. Dit betekent dat er vele verschijningsvormen van deze voorziening kunnen zijn. In dit hoofdstuk zijn twee denkmodellen gepresenteerd, het ene met een grote rol voor nieuwe zogenaamde ESCOs (*Energy Service Companies*), die klanten comfort leveren en verder alle belangen van de klanten behartigen, ook ten behoeve van het transport van energie. Het andere model schetst een lokale voorziening waarbij een aantal deelnemers tezamen alle facetten van de voorziening bepalen. Overigens is geen van beide modellen onder de huidige wet- en regelgeving mogelijk.

De twee denkmodellen laten zien hoe andere modellen op lokaal niveau eruit kunnen zien. Aanzetten tot deze modellen zijn in de praktijk te vinden. Wet en regelgeving zouden zoveel mogelijk ruimte moeten scheppen om deze (en andere) modellen ook daadwerkelijk uit te proberen. Bindende regels van Europees recht, zoals een vrije toegang tot de netten en een vrije keuze van leverancier, dienen daarbij uiteraard gehandhaafd te blijven. In de praktijk kan dan blijken welke modellen levensvatbaar zijn en welke niet.

In beginsel is het wenselijk dat wet- en regelgeving zoveel mogelijk opties voor de ontwikkeling van lokale modellen open houden. Voor de *commodities* (de productie en het verbruik van energie) lijkt dat eenvoudiger te realiseren dan voor het net. Regulering waarbij verschillende wijzen van afrekening van het transport van elektriciteit mogelijk blijven, kan bijvoorbeeld erg gecompliceerd zijn. Het zou namelijk inhouden dat de transportkosten op verschillende wijzen over de afnemers verdeeld kunnen worden, al naar gelang het lokaal gekozen model. Dit kan op gespannen voet staan met de wijze waarop het transport nu wordt geregeld. Daarbij is er één reguleringsvorm die voor het gehele land geldt. Als beide denkmodellen tegelijkertijd mogelijk moeten kunnen worden, zou ook de regulering van het transport per locatie moeten kunnen verschillen. Dit is één van de redenen waarom experimenten nuttig zijn, omdat zo ervaring kan worden opgedaan met de implementatie van verschillende inrichtingsmodellen. Aan de hand van de resultaten kan te zijner tijd worden overwogen om de regulering van het transport van energie aan te passen.

5 Specifieke vraagstukken rondom de lokale voorziening

Doel van het hoofdstuk

Aanpassingen in wet- en regelgeving zijn wenselijk om de lokale voorziening ruimte te geven. De huidige wet- en regelgeving is echter een complex bouwwerk, waarbij verschillende onderdelen nauw met elkaar samenhangen. Als één element wordt veranderd, kan dat onbedoelde neveneffecten hebben voor andere onderdelen. In dit hoofdstuk worden enkele van zulke dwarsverbanden geanalyseerd met het oog op de ontwikkeling van de lokale voorziening.

Belangrijke vraagstukken

Achtereenvolgens wordt ingegaan op het coördinatievraagstuk (*wie krijgt toegang tot de flexibiliteit van afnemers?*), de *split-incentive* problematiek (*wie draagt de kosten van de systeemveranderingen en wie ontvangt de baten?*), nettatarifiering in relatie tot lokale netten, manieren om de consument een actievere rol in het energiesysteem te geven en de mogelijkheden voor dynamische tarifiering. Deze onderwerpen hangen overigens ook onderling samen.

Bij de ontwikkeling van lokale energiesystemen blijkt dat niet altijd aan juiste voorwaarden hiervoor wordt voldaan. Zo zal bijvoorbeeld een liquide markt voor flexibiliteit moeten ontstaan. Het is namelijk nog niet duidelijk of de verschillende partijen die flexibiliteit willen benutten, op elk gewenst moment daadwerkelijk toegang tot deze flexibiliteit kunnen verkrijgen (het 'coördinatievraagstuk'). Een ander vraagstuk betreft de kosten en de baten van een lokale energievoorziening. Deze zijn verdeeld over verschillende partijen, maar de baten hoeven niet bij de partij terecht te komen die de kosten maakt. Dit kan de ontwikkeling van lokale energiesystemen remmen (de *split-incentive* problematiek).

Lokale energiesystemen zijn met de landelijke netten verbonden. Omdat gebruikers aan lagere netten ook meebetalen aan de hogere netvlakken (het cascadeselsel), ontstaat er mogelijk een ongelijk speelveld tussen grootschalige en kleinschalige afnemers. Daarbij komt dat afnemers vanwege het belang van flexibiliteit ook prikkels moeten ontvangen die de kosten van het gebruik van het energiesysteem in de tijd reflecteren. Dit kan bijvoorbeeld door de introductie van dynamische prijzen en tarieven, die afnemers financiële prikkels bieden voor energiegebruik op 'optimale' momenten.

Elk systeem heeft zijn eigen inherente beperkingen

De genoemde vraagstukken laten zien dat de huidige inrichting van het energiesysteem, zoals neergelegd in wet- en regelgeving, lokale initiatieven niet zonder meer doet opbloeien. De mate waarin de verschillende vraagstukken een probleem vormen, is gerelateerd aan het gekozen inrichtingsmodel voor de lokale voorziening. Bij de twee denkmodellen uit hoofdstuk 4 spelen ze voor de verschillende vraagstukken dan ook op een andere wijze.

5.1 Het coördinatievraagstuk

Beschrijving

Het ‘coördinatievraagstuk’ gaat over het feit dat verschillende partijen tegelijkertijd gebruik willen maken van de flexibiliteit van afnemers¹³³. Een veronderstelling die hierbij vaak gedaan wordt, is dat de verschillende partijen op het moment dat ze de flexibiliteit *willen* benutten, ook daadwerkelijk toegang tot deze flexibiliteit *kunnen* verkrijgen.¹³⁴ Het kan bijvoorbeeld voorkomen dat verschillende partijen een afnemer tegelijkertijd een (onderling tegengesteld) signaal of prikkel geven om de afname te verhogen of te verlagen. Het coördinatievraagstuk heeft met de onderlinge relatie tussen deze signalen te maken en de prioriteit waarmee afnemers hieraan gehoor geven.

In principe kunnen verschillende partijen profiteren van de flexibiliteit die in het systeem beschikbaar is:

- Een *netbeheerder* kan de flexibiliteit van afnemers gebruiken om netverliezen te beperken, het net optimaal te gebruiken of netinvesteringen uit te sparen. Concreet kan bijvoorbeeld gedacht worden aan het gecoördineerd schakelen van warmtepompen in een stadswijk, waarmee op de aanleg van een onevenredig zwaar elektriciteitsnet kan worden bespaard. Benutting van de flexibiliteit leidt dan tot uitsparing van de netkosten.
- Een *leverancier* kan de flexibiliteit van afnemers bijvoorbeeld gebruiken om de vraag gedurende de (dure) systeempiek te reduceren en te verschuiven naar een moment dat elektriciteit goedkoper is, of omgekeerd: om de vraag te vergroten op momenten dat het aanbod groot is. Het doel van deze flexibiliteitsvraag is uitsparing van inkoopkosten¹³⁵ of het creëren van additionele vraag bij een bepaald aanbod (bijvoorbeeld om afgesloten contracten efficiënter te benutten).
- Een *producent* kan de flexibiliteit van afnemers gebruiken om uitval of overproductie van productiemiddelen op te vangen. Dit kan vooral nuttig zijn voor het (snel) compenseren van onverwachte fluctuaties in de output van duurzame productiemiddelen, zoals windvermogen. Het doel van deze flexibiliteitsvraag is uitsparing van onbalanskosten.
- De *systeembeheerder* kan de flexibiliteit van afnemers gebruiken als reservevermogen. Het doel van deze flexibiliteitsvraag is het handhaven van de systeemstabiliteit tegen de laagst mogelijke kosten.¹³⁶

¹³³ Bij flexibiliteit kan bijvoorbeeld gedacht worden aan de vraagrespons bij afnemers, het beschikken over toegang tot lokale opslagmiddelen (zoals accu's van elektrische auto's) of het beïnvloeden van decentrale productiemiddelen of opslagfaciliteiten (in de wijk of regio).

¹³⁴ Onder ‘toegang tot flexibiliteit’ wordt verstaan dat 1. de betreffende partij over de technische, economische en juridische mogelijkheden beschikt om flexibiliteit in de markt te contracteren, en 2. de betreffende partij (desgewenst door het steeds verhogen van zijn bod hierop) ook in de praktijk altijd voldoende flexibiliteit zal kunnen contracteren (dat wil zeggen: dat er te allen tijde voldoende flexibiliteit door de markt aan hem wordt aangeboden).

¹³⁵ Hoewel de inkooprijzen van leveranciers voor afnemers niet relevant lijken, worden hogere inkooprijzen vanzelfsprekend aan de afnemers doorberekend. Efficiëntere inkoop leidt daarom (op termijn) tot lagere energieprijzen voor afnemers. Omgekeerd moet een leverancier ook aantrekkelijk en ‘competitief’ zijn voor afnemers om voldoende marktaandeel te verwerven/behouden. Hiervoor is een gunstige prijsstelling nodig. Het kunnen beschikken over flexibiliteit kan hieraan bijdragen. Via prikkels kan een leverancier een deel van deze voordelen ook aan de aanbieders van flexibiliteit doorgeven.

¹³⁶ Bij een toename van het geïnstalleerde duurzame productievermogen wordt de lokale bijdrage aan de systeemstabiliteit steeds relevanter. Eén reden hiervoor is dat gelijktijdige uitval van bijvoorbeeld verschillende windturbines in een windpark tot forse balansverstoringen kan leiden die met snel regelend vermogen moeten worden gecompenseerd. Vanwege de beperkte omvang van (voornamelijk:

Het coördinatievraagstuk houdt in dat verschillende partijen de flexibiliteit bij afnemers soms met tegengestelde effecten willen benutten, zodat onderlinge afstemming (coördinatie) nodig lijkt.¹³⁷

Relevantie

Het coördinatievraagstuk is relevant om te garanderen dat de baten van slimme netten ook kunnen worden gerealiseerd. In veel kosten/batenberekeningen van slimme netten wordt de waarde van intelligente netten voor de verschillende partijen bepaald. Hierbij wordt aangenomen dat al deze baten ook gelijktijdig kunnen worden gerealiseerd.¹³⁸

Het daadwerkelijk kunnen benutten van flexibiliteit door de verschillende partijen is afhankelijk van de gekozen systeemrichting en het marktmodel. Als partijen in de praktijk geen of onvoldoende toegang tot flexibiliteit hebben, kunnen de berekende (verwachte) baten niet worden gerealiseerd. Dit laatste geldt ook als flexibiliteit wel voor partijen beschikbaar is, maar gelijktijdige afroep van flexibiliteit in tegengestelde richting door verschillende partijen optreedt (zodat hiertussen moet worden gekozen). In dat geval worden evenmin de maximale baten gerealiseerd. Ten slotte rijst de vraag of partijen die de flexibiliteit vanuit een systeemfunctie behoeven (zoals de netbeheerder en de systeembeheerder) met voorrang toegang tot flexibiliteit behoren te verkrijgen.¹³⁹

Nadere toelichting

In het huidige Nederlandse marktmodel kan de flexibiliteitsbehoefte van leveranciers en producenten (via de markt) worden uitgewisseld. In zekere zin geldt dit ook voor de flexibiliteitsbehoefte voor het handhaven van de systeemstabiliteit. Aangezien de onbalans aan programma-verantwoordelijke partijen wordt doorberekend, ontstaat er een prikkel om hetzij zelf beter te balanceren (waarvoor de beschikbare flexibiliteit kan worden ingezet), hetzij de beschikbare (of resterende) flexibiliteit aan de systeembeheerder aan te bieden.

Het coördinatievraagstuk richt zich daarom vooral op de afstemming tussen de flexibiliteit zoals die door leveranciers wordt gecontracteerd (of benut) en zoals die door netbeheerders gewenst is. Het probleem is – scherp gesteld – dat netbeheerders op kritische momenten gegarandeerde toegang tot de flexibiliteit moeten hebben, willen netinvesteringen daadwerkelijk kunnen worden uitgespaard. Zodra de transportcapaciteit onvoldoende is om de transportvraag te accommoderen (na inzet van eigen middelen die bijdragen aan een optimale benutting van het net¹⁴⁰), moet de netbeheerder via benutting van flexibiliteit (reductie van vraag, inzet van

gasgestookte) draaiende reserves lijkt het wenselijk om dan lokale flexibiliteit te kunnen inzetten (die mogelijk ook goedkoper is).

¹³⁷ Een variant is dat een partij een behoefte aan flexibiliteit heeft (bijvoorbeeld afregeling) maar deze al door een andere partij is benut.

¹³⁸ Zoals bijvoorbeeld de studie door CE Delft en KEMA, *Maatschappelijke kosten en baten van intelligente netten*, Delft, januari 2012.

¹³⁹ Als een systeembeheerder op beschikbare flexibiliteit rekent, maar deze in de praktijk niet beschikbaar blijkt (bijvoorbeeld omdat deze al eerder door een marktpartij is afgeroepen), moet de systeembeheerder voor deze situaties mogelijk alsnog alternatief regel- en reservevermogen achter de hand houden. In dit geval rijst de vraag in hoeverre de flexibiliteit daadwerkelijk tot vermeden kosten leidt.

Evenzo, wanneer een netbeheerder niet in alle situaties gebruik kan maken van de flexibiliteit om overbelasting van het net te voorkomen, ontstaat de vraag in hoeverre netinvesteringen echt kunnen worden vermeden. Immers, een situatie van een te hoge transportvraag leidt dan onontkoombaar tot gedwongen afschakeling van belasting (op de korte termijn) en netuitbreiding (op de lange termijn). In dit geval worden de voordelen van uitgespaarde netinvesteringen (alsnog) niet gerealiseerd.

¹⁴⁰ Zo kunnen netbeheerders, waar mogelijk, gebruik maken van dynamische (over)belasting van kabels. Dit maakt gedurende korte perioden hogere transporten mogelijk. De te betalen 'prijs' hiervoor is

opslag of verhogen van lokale productie) de transportvraag weer in evenwicht met de beschikbare mogelijkheden van het net kunnen brengen. Wanneer deze flexibiliteit dan niet beschikbaar is (of zelfs door anderen in tegengestelde richting wordt benut), heeft de netbeheerder een acuut probleem.¹⁴¹

Het coördinatieprobleem treedt niet op zolang de flexibiliteitsbehoefte van de netbeheerder in lijn ligt met de flexibiliteitsbehoefte van andere partijen. Hoewel er aanwijzingen zijn dat hiertussen een hoge mate van gelijktijdigheid optreedt, is de flexibiliteitbehoefte van de netbeheerder niet volledig aan de flexibiliteitbehoefte van de markt gecorreleerd.¹⁴² Een correlatie van 100 % is echter nodig om netinvesteringen te kunnen uitsparen. Immers, zodra een netbeheerder niet in de transportbehoefte kan voorzien, zal tot gedwongen afschakeling van aangesloten moeten worden overgegaan, hetgeen het laatste is wat men zou moeten willen.

Inzichten vanuit de alternatieve modellen

Het coördinatievraagstuk wordt in het *dienstenmodel* opgelost doordat netcapaciteit door ESCOs moet worden gecontracteerd. De netbeheerder weet daarbij dan op voorhand hoeveel transportcapaciteit benodigd is en wat de waarde van transportcapaciteit voor de ESCOs (en dus de gebruikers) is. Daarmee wordt de waarde van de benutting van het net bij de ESCOs geïnternaliseerd, die vervolgens een afweging kunnen maken tussen de kosten van extra inkoop van transportcapaciteit of het inkopen en benutten van flexibiliteit bij afnemers. Omdat ESCOs deze flexibiliteit ook kunnen gebruiken voor marktdoeleinden, kunnen ESCOs de waarde van flexibiliteit over alle doelen optimaliseren. In het geval de waarde van lokale flexibiliteit vooral opweegt tegen de kosten van contractering van transportcapaciteit, zal deze hiervoor worden ingezet. Maar als de waarde op de markt (voor reductie van de systeempiek, het opvangen van fluctuaties in output van productiemiddelen of als reservevermogen) groter is, resulteert dit in een grotere contractering van netcapaciteit door ESCOs, waardoor de netbeheerder een signaal ontvangt dat het kennelijk kosteneffectief is om de transportcapaciteit uit te breiden.

In het *coördinatiemodel* speelt het coördinatievraagstuk in het geheel niet. In dit model wordt centraal (door de coöperatie) besloten over de benutting en eventuele uitbreiding van het lokale net in relatie tot het verbruik (van de verschillende energiedragers) en de verschillende productiemiddelen. Ook hierbij wordt de beslissing over de benutting van de beschikbare flexibiliteit voor de verschillende doelen (binnen de coöperatie) geïnternaliseerd.

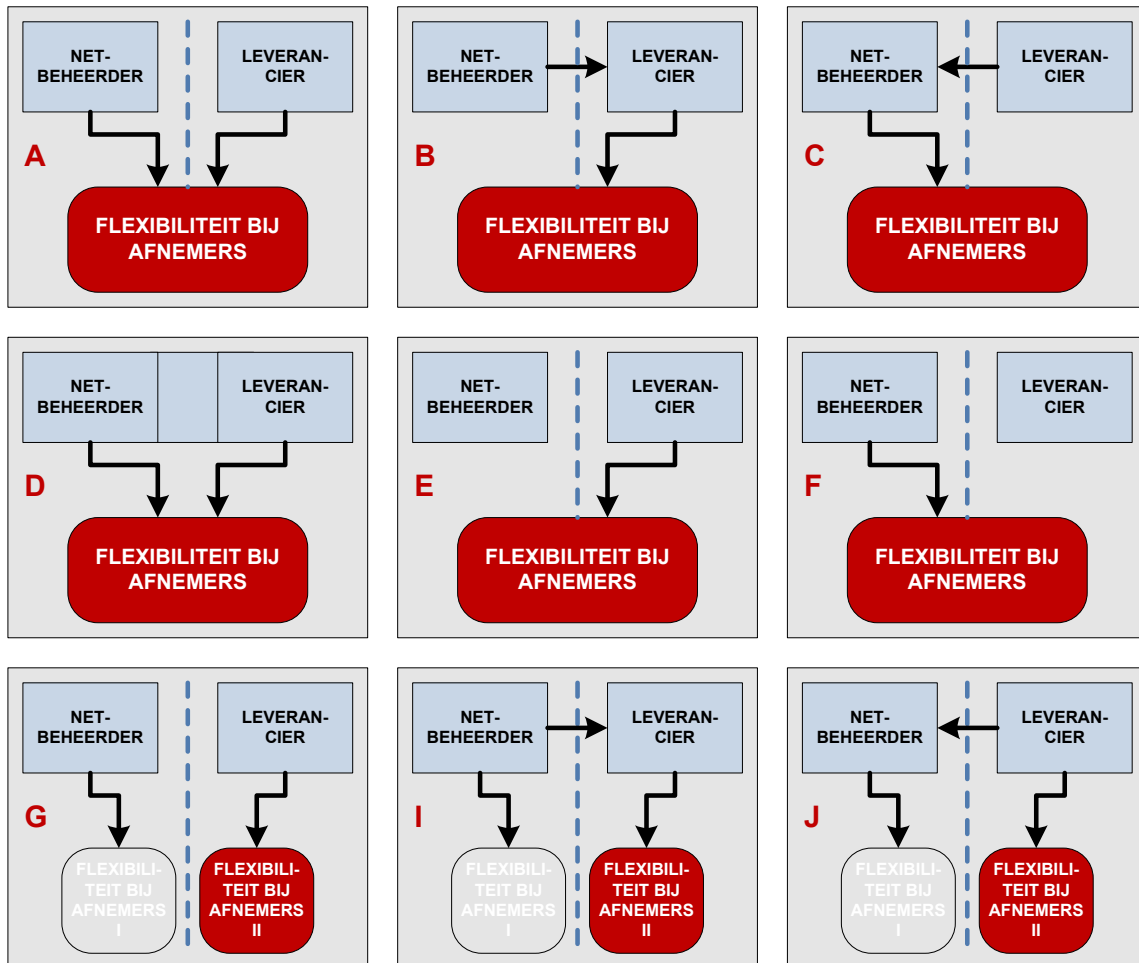
snellere veroudering van de kabels alsmede relatief hogere netverliezen. De kosten en baten van zulke operationele maatregelen dienen daarom steeds goed te worden afgewogen.

¹⁴¹ Het omgekeerde – de toegankelijkheid van flexibiliteit te allen tijde voor de markt – is ook van belang. Een verminderde beschikbaarheid van flexibiliteit vertaalt zich voor de markt vooral in hogere kosten. De leveringsbetrouwbaarheid op zich lijkt hierbij niet in het geding komen.

¹⁴² CE Delft/KEMA spreken in dit kader van mogelijk tegengestelde prikkels vanuit de tariefstructuren: “Het kan echter voorkomen dat tariefstructuren voor levering en transport elkaar tegenwerken. Een leverancier met windenergie in zijn portfolio zal bijvoorbeeld op een stormachtige dag productie zijn klanten stimuleren deze windenergie af te nemen. Dit ongeacht of deze klanten nu wel of niet dicht bij deze windturbines zijn aangesloten. Op hetzelfde moment kan door sterke gelijktijdigheid van vraag sprake zijn schaarste aan capaciteit in dezelfde regionale netwerken met hoge nettarieven tot gevolg. Net- en leveringstarief werken tegengesteld en heffen elkaar op. In het laatste geval leidt dit tot suboptimalisatie.” (CE Delft en KEMA, *Maatschappelijke kosten en baten van intelligente netten*, Delft, januari 2012, p.67).

Mogelijke oplossingen

In principe zijn er negen mogelijke benaderingen voor het coördinatievraagstuk, die zich vervolgens vertalen in andersoortige marktinrichtingen. Deze zijn schematisch weergegeven in Figuur 17. Hierbij representeert een pijl dat de betreffende partij flexibiliteit kan (mag) inkopen bij de partij naar wie de pijl wijst.¹⁴³ De beschrijving van de modellen met hun voor- en nadelen zijn opgenomen in Tabel 7.



Figuur 17. Negen (conceptuele) modellen waarop de toegang tot de flexibiliteit bij afnemers kan worden geregeld.

¹⁴³ De mogelijke transacties (de pijlen in Figuur 11) refereren aan de institutionele inrichting die de toegang tot flexibiliteit al dan niet beperkt en/of reguleert. Vervolgens kunnen voor de wijze waarop de transacties in de praktijk plaatsvinden, allerlei marktarrangementen worden gehanteerd (bijvoorbeeld bilaterale handel, centrale veiling, contractering, etc.).

Figuur 11 bevat geen waardeoordeel over de vraag of regulering van de toegang tot flexibiliteit al dan niet wenselijk is. Het beschrijft alleen de mogelijkheden hiervoor. Hierbij moet bedacht worden dat het niet (bewust) kiezen voor een inrichtingsmodel ook een keus inhoudt, en wel voor de beschreven optie A (die zich overigens in de praktijk ook tot optie I of J kan ontwikkelen).

Tabel 7. Beschrijving van de negen (conceptuele) oplossingen voor het coördinatievraagstuk, met enkele voor- en nadelen.

MODEL	BESCHRIJVING	VOORDELEN	NADELEN
A	<i>De netbeheerder en de leverancier hebben beide toegang tot de flexibiliteit van afnemers.</i>	Potentieel kan dezelfde flexibiliteit inzet worden voor de partij die hieraan de meeste waarde hecht, afhankelijk van de 'markt' voor flexibiliteit, waarin de prijs en het soort contract (duur, omvang en condities) wordt bepaald.	<i>Coördinatievraagstuk.</i> Er is geen garantie dat de netbeheerder over voldoende flexibiliteit kan beschikken als die nodig is. Als afschakelen geen optie is, zijn netuitbreidingen onontkoombaar. Ergo, beperkte baten van slimme netten voor de netbeheerder.
B	<i>De leverancier heeft (bij voorrang) toegang tot de flexibiliteit van afnemers en de netbeheerder ontvangt mogelijk een deel daarvan via de leverancier.</i>	De optimalisatie van de waarde van flexibiliteit gebeurt door één partij (de leverancier). In nader overleg met de netbeheerder biedt de leverancier (een deel van) de flexibiliteit aan de netbeheerder aan. Voor de netbeheerder is duidelijk over hoeveel flexibiliteit hij (met zekerheid) kan beschikken. Op basis hiervan kan bepaald worden in hoeverre uitgespaard kan worden op extra netinvesteringen.	Er is een marktmodel nodig om de interactie tussen de leverancier en de netbeheerder te arrangeren (zie bijvoorbeeld het <i>dienstenmodel</i>).
C	<i>De netbeheerder heeft (bij voorrang) toegang tot de flexibiliteit van afnemers en de leverancier ontvangt mogelijk een deel daarvan via de netbeheerder.</i>	De netbeheerder heeft maximale zekerheid over de beschikbaarheid van flexibiliteit. Eventueel kan op basis hiervan bespaard worden op netinvesteringen. Het niet-benutte deel kan door de netbeheerder aan de markt worden aangeboden.	De netbeheerder krijgt de sleutelrol bij het toewijzen van flexibiliteit in plaats van de markt. Daardoor slechts beperkt flexibiliteit voor de markt beschikbaar en geen optimale inzet van flexibiliteit over alle partijen.
D	<i>De netbeheerder en leverancier beslissen onderling over de inzet van flexibiliteit.</i>	De netbeheerder en de leverancier kunnen tezamen de inzet van flexibiliteit optimaliseren. Dit kan in de vorm van lokale coöperaties (zie bijvoorbeeld het <i>coördinatiemodel</i>) of via een onderling samenwerkingsprotocol.	Afstemming tussen de netbeheerder en de verschillende leveranciers verhoudt zich moeizaam met het huidige marktmodel (met onder meer concurrentie tussen leveranciers en onafhankelijk netbeheer). De indirecte samenwerking tussen leveranciers werkt mogelijk kartelvorming in de hand.
E	<i>Alleen de leverancier heeft toegang tot flexibiliteit.</i>	Volledige en optimale inzet van flexibiliteit voor de markt.	Geen mogelijkheid om flexibiliteit te benutten voor besparingen in netinvesteringen.
F	<i>Alleen de netbeheerder heeft toegang tot flexibiliteit.</i>	Volledige en optimale inzet van flexibiliteit voor besparingen in netinvesteringen.	Geen mogelijkheid om flexibiliteit te benutten voor de markt.
G	<i>Opsplitsing van flexibiliteit in de markt aan netbeheerders en leveranciers.</i>	Zowel de netbeheerder als de leveranciers beschikken over (elk een deel van) de flexibiliteit.	De arbitraire (en niet marktconforme) toedeling van flexibiliteit aan de netbeheerder en de leverancier kan suboptimaal uitpakken. Los daarvan moet bepaald worden op welke wijze deze toedeling plaatsvindt.
H	<i>Opsplitsing van flexibiliteit in de markt aan netbeheerders en leveranciers, waarbij de netbeheerder additionele flexibiliteit bij leveranciers kan verkrijgen.</i>	Zowel de netbeheerder als de leveranciers beschikken over (elk een deel van) de flexibiliteit. Het niet benutte deel kan doorverkocht worden aan de netbeheerder (conform model B).	De arbitraire (en niet marktconforme) toedeling van flexibiliteit aan de netbeheerder en de leverancier kan suboptimaal voor de netbeheerder uitpakken. Los daarvan moet een marktmodel geïmplementeerd worden dat verkoop van flexibiliteit faciliteert.
I	<i>in de markt aan netbeheerders en leveranciers, waarbij leveranciers additionele flexibiliteit bij de netbeheerders kunnen verkrijgen.</i>	Zowel de netbeheerder als de leveranciers beschikken over (elk een deel van) de flexibiliteit. Het niet benutte deel kan doorverkocht worden aan de leverancier (conform model C).	De arbitraire (en niet marktconforme) toedeling van flexibiliteit aan de leverancier en de leverancier kan suboptimaal voor de netbeheerder uitpakken. Los daarvan moet een marktmodel geïmplementeerd worden dat verkoop van flexibiliteit faciliteert.

Afweging

De baten van flexibiliteit voor leveranciers zijn evident. Omdat hiervoor (in de huidige situatie) een marktmechanisme van toepassing is, mag verwacht worden dat de energiemarkt zelf een

evenwicht vindt. Er zal dan altijd in de piek kunnen worden voorzien, hetzij door tijdelijke reductie van de vraag, hetzij door inzet van piekeenheden of benutting van opslagmiddelen.

Lastiger is de gegarandeerde beschikbaarheid van flexibiliteit voor de netbeheerder. Netinvesteringen kunnen worden uitgespaard als het gebruik van het net gedurende de (transport)piek wordt teruggedrongen (die niet hoeft samen te vallen met een piek in het energiegebruik). Overigens is dit alleen een probleem zolang sprake is van een transportplicht voor netbeheerders. Als het netbeheerders is toegestaan is om 'nee' te verkopen, bestaat er ook voor netbeheerders een alternatief (naast netuitbreiding en het reduceren van de transportvraag door de inzet van flexibiliteit).¹⁴⁴

Om het gebruik van de netten efficiënt te laten plaatsvinden zal het systeem zodanig ingericht moeten worden dat netbeheerders de beschikbaarheid van flexibiliteit in hun investeringsafweging meenemen. Omdat de beschikbare netcapaciteit een harde bovengrens vormt (in tegenstelling tot de elektriciteitsmarkt bestaat – naar analogie van 'piekcapaciteit' – de inzet van 'piekverbindingen' niet bij elektriciteitstransport), zullen netbeheerders de beschikbare instrumenten op hun effectiviteit moeten beoordelen voordat netinvesteringen daadwerkelijk kunnen worden uitgespaard. Bij het distributienet zijn hiervoor verschillende mechanismen mogelijk, zoals (in steeds dwingender volgorde):

- De toepassing van *congestiemanagement*, waarbij in geval van voorziene congestie een marktmodel wordt toegepast voor allocatie van transportcapaciteit.
- *Dynamische transporttarieven* die naar tijd en plaats variëren en kunnen stijgen als capaciteitstekorten dreigen. De verwachting is dat netgebruikers hun transportbehoefte hiernaar aanpassen.
- Netbeheerders die *interruptie- of afregelcontracten* met producenten en afnemers afsluiten, waardoor zij kunnen ingrijpen als transportbeperkingen dreigen. Bepaalde groepen waarmee dat is afgesproken, kunnen dan worden 'afgeknepen'.
- Netbeheerders die *specifieke transporten weigeren* (mogelijk op voorwaarde dat plaatsvindt op basis van objectieve criteria).

Bij de eerste twee opties benut de netbeheerder flexibiliteit bij aangeslotenen, die echter ook aan de markt kan zijn/worden aangeboden. Dit komt bijvoorbeeld overeen met model A in Figuur 17. De laatste optie, het kunnen weigeren van transporten, komt effectief neer op dominantie van de netbeheerder bij het 'afroepen van flexibiliteit' en vormt een milde vorm van model F in Figuur 17: Hoewel marktpartijen hun flexibiliteit ook aan andere marktpartijen kunnen aanbieden, kan een netbeheerder transporten weigeren – dus dwingend belasting reduceren of productie op laten regelen – ten behoeve van het net.

De economische vraag hierbij is welk systeem uiteindelijk de hoogste maatschappelijke waarde heeft. In beginsel lijkt een systeem conform model A (waarin 'de markt zijn werk doet') tot een

¹⁴⁴ De maximale transportcapaciteit van elektriciteitsnetten is geen eenduidig begrip. De maximale belasting van kabels en componenten heeft bijvoorbeeld vooral betekenis voor *langdurige* belasting, waardoor het systeem (door de netverliezen) opwarmt en/of componenten versneld verouderen. Veel kabels en componenten kunnen een kortstondige piekbelasting prima aan (mede door de tijdconstante van de opwarming).

Om deze reden lijkt de maximale belasting van een component niet louter een technische afweging ('hoeveel elektriciteit kan door de kabel?') maar evenzeer een economische afweging: 'Hoe ver wil ik het systeem belasten?'. De netverliezen stijgen namelijk kwadratisch met de belasting van een kabel, terwijl hierdoor ook de levensduur afneemt. Dit kan zich vertalen in de (investerings)beslissing van een netbeheerder om te kiezen voor zwaardere kabels, omdat de kosten hiervan (over de gehele levensduur ervan) dan lager zouden kunnen zijn dan bij dunnere kabels.

goede uitkomst te leiden.¹⁴⁵ Echter, wanneer niet gegarandeerd kan worden dat een netbeheerder altijd voldoende flexibiliteit uit het systeem zal verkrijgen, zal de afweging gemaakt moeten worden of de waarde van de uitgespaarde netinvesteringen opweegt tegen de maatschappelijke kosten van het soms nemen van meer dwingende maatregelen (afschakelen van *interruptible load* of weigeren van transporten).

Conclusie

Het coördinatievraagstuk is van belang voor het realiseren van de verwachte maatschappelijke waarde van slimme netten.¹⁴⁶ Zolang geen nadere keuzes worden gemaakt, kunnen alle marktpartijen flexibiliteit bij afnemers contracteren. In dit geval concurreert de netbeheerder met bijvoorbeeld leveranciers en producenten om hierover de beschikking te verkrijgen.¹⁴⁷ Vermoedelijk zal vooral de geboden prijs de doorslag geven aan wie de flexibiliteit uiteindelijk wordt verkocht. Als gevolg hiervan hebben partijen geen 100 % garantie dat zij te allen tijde over voldoende flexibiliteit te kunnen beschikken.

Voor leveranciers lijkt dit geen groot probleem, aangezien zij ook toegang hebben tot (duurdere) piekcapaciteit elders in de markt. Maar wanneer netbeheerders niet (altijd) over de vereiste flexibiliteit kunnen beschikken (die lokaal gebonden is), is alsnog netuitbreiding nodig. In dat geval kunnen geen netinvesteringen worden uitgesteld of vermeden. De baten die hieraan gerelateerd zijn, worden daarmee niet gerealiseerd.

De *bottom line* is dat de omvang van de baten van slimme netten voor netbeheerders alleen gerealiseerd kunnen worden als geborgd is dat (leveranciers en) netbeheerders in alle situaties dat zij een tekort aan capaciteit door de inzet van flexibiliteit willen compenseren, hierover ook in voldoende mate kunnen beschikken. Op dit moment zijn netbeheerders hiervoor van de 'markt' afhankelijk, wat onvoldoende garanties lijkt te bieden dat netbeheerders (bij het uitstellen van netinvesteringen) altijd aan hun transportplicht zullen kunnen voldoen.¹⁴⁸

5.2 Split-incentive problematiek

Beschrijving

De implementatie van lokale energiesystemen en intelligente netten brengt voor de verschillende partijen (additionele) kosten en baten met zich mee. Echter, doordat de kosten soms neervallen bij de ene partij, terwijl de baten bij een andere partij terechtkomen, kan de ont-

¹⁴⁵ De vraag is of dit ook een optimum is. Immers, voor een economisch optimum moeten alle energieproductie en -gebruik in economische termen zijn gewaardeerd. In de praktijk is dat niet bekend. Zo is de economische waarde van energiegebruik voor zeer veel afnemers niet duidelijk. Beter is daarom te spreken over een *happy medium* dan een optimum, dat wil zeggen: een situatie waarmee alle afnemers zich 'gelukkig' voelen.

¹⁴⁶ Het coördinatievraagstuk staat los van de technische implementatie van flexibiliteit. Het speelt zodra afnemers moeten beslissen aan wie ze hun flexibiliteit aanbieden (en tegen welke condities). Als een afnemer dit tegelijkertijd aan zowel de netbeheerder als een leverancier doet, zijn afspraken nodig wie hierop prioritair aanspraak kan maken (wat de essentie van het coördinatiemodel is). Als een afnemer deze beslissing aan een derde overlaat, zal die partij genoemde keus moeten maken. Omgekeerd, als de flexibiliteit geïmplementeerd wordt in de technische installaties (energieverbruikende apparaten, elektrische auto, etc.), zal de keus in de beslisregels van de betreffende apparaten c.q. de apparaten afroepende regeling (of instantie) moeten worden geïmplementeerd.

¹⁴⁷ Contractering van flexibiliteit kan op verschillende manieren worden geïmplementeerd. Zo is het mogelijk dat deze door een partij wordt gereserveerd (al dan niet onder voorwaarden) dan wel op elk moment aan de hoogste bidder ter beschikking wordt gesteld. Overigens kan dit laatste ook door dienstverleners gebeuren of automatisch gaan (op basis van beslisregels in devices).

¹⁴⁸ Herhaald zij dat het marktmechanisme *sec* hiervoor geen principiële uitkomst biedt. Het coördinatievraagstuk wordt niet opgelost met alleen het uitbrengen van een hoger bod.

wikkeling van lokale energiesystemen worden geremd. Dit wordt de *split-incentive* problematiek genoemd.¹⁴⁹

Relevantie

Intelligente energiesystemen lijken een maatschappelijke meerwaarde te vertegenwoordigen. Echter, de kosten en baten worden niet evenredig over de marktpartijen verdeeld. Het kan daarom voorkomen dat partijen die netto meer kosten zullen moeten maken dan ze aan additionele baten tegemoet kunnen zien, niet in de ontwikkeling van lokale energiesystemen willen participeren. De consequentie hiervan is dat de verwachte (totale) maatschappelijke meerwaarde van slimme energiesystemen hierdoor niet wordt gerealiseerd.

Het probleem van de *split incentives* speelt op allerlei niveaus. Zo kan het bestaan tussen afnemers en leveranciers¹⁵⁰ of tussen leveranciers en de netbeheerder. Maar ook op lager systeemniveau kan het voorkomen, bijvoorbeeld als huishoudelijke gebruikers fors investeren in zon-PV (wat via saldering tot financiële besparingen leidt), maar dit voor de leverancier hogere kosten met zich meebrengt (omdat die elektriciteit moet leveren op momenten dat onvoldoende zonnestroom wordt opgewekt en de stroomprijs mogelijk ook hoger is).¹⁵¹ Of voor de netbeheerder, die aanpassingen in zijn net moet uitvoeren om (forse extra) elektriciteitsproductie in de wijk in het net op te nemen. Een derde voorbeeld betreft de projectontwikkelaar die in een nieuw aan te leggen wijk voor een specifiek energieconcept kiest, dat voor de latere bewoners vervolgens hogere kosten met zich meebrengt.

Het succes van intelligente energiesystemen hangt af van de participatie van alle relevante partijen. Als gevolg van deze *split incentive* problematiek kunnen barrières worden opgeworpen die implementatie afremmen of tegengaan. Zelfs kan sprake zijn van ‘perverse’ prikkels, namelijk als partijen niet participeren (en dus geen kosten hoeven te maken) maar wel indirecte baten ondervinden (omdat anderen wel kosten maken en participeren). Een oplossing kan zijn dat regulering de kosten en baten zoveel mogelijk ‘corrigeert’.

Nadere toelichting

De kosten en baten van intelligente netten lopen voor de verschillende marktpartijen uiteen. Zie illustratief in Figuur 18 de kosten en baten (netto contant gemaakt) van slimme netten zoals door CE Delft en KEMA berekend in het scenario Hernieuwbaar en Groen.¹⁵² De baten komen (in dit scenario) vooral terecht bij de netbeheerders (vooral vanwege de uitgespaarde netinvesteringen) en de energiebedrijven (vanwege de vermeden investeringen in centraal productievermogen), maar de kosten slaan grotendeels neer bij huishoudens (die moeten investeren in

¹⁴⁹ Meer precies is van *split incentives* sprake wanneer een situatie die maatschappelijk gezien een efficiënte uitkomst representeert, niet wordt bereikt vanwege de belangen van één of meer partijen.

¹⁵⁰ *Split incentives* tussen afnemers en leveranciers bestaan bijvoorbeeld als de afnemers kosten voor intelligentie maken (bijvoorbeeld de slimme meter en huisautomatisering), maar de baten die deze flexibiliteit de leveranciers genereert, niet aan afnemers worden doorberekend.

¹⁵¹ De aan kleinverbruikers geleverde elektriciteit wordt geacht conform het vastgestelde profiel te worden gebruikt (wat gebaseerd is op afname gedurende alle uren). Het hangt af van de verhouding van de marktprijzen tussen de uren dat elektriciteit met zonne-energie wordt opgewekt en de overige uren (als elektriciteit van het systeem wordt betrokken) in hoeverre de leverancier hierbij ‘nadeel’ ondervindt.

¹⁵² Het ‘Hernieuwbaar & Gas’ scenario kenmerkt zich vooral door een groot aandeel aan duurzame opwekking (zon-PV en wind), voor een aanzienlijk deel op decentraal niveau (op midden- en laagspanning). Meer dan 50 % van de totale opwekking komt voor rekening van deze duurzame bronnen. In dit scenario wordt de piekbelasting in het net niet veroorzaakt door een afnamepiek maar door een opwekkingspiek. Zie CE Delft en KEMA, *Maatschappelijke kosten en baten van intelligente netten*, Delft, januari 2012, p.57.

sensoren en actuatoren achter de meter¹⁵³) en de industrie. Overigens is deze analyse gebaseerd op de huidige regulering.

Inzichten vanuit de alternatieve modellen

De *split-incentive* problematiek wordt in het *dienstenmodel* in zoverre opgelost dat ESCOs de baten van slimme netten zelf optimaliseren. Door het potentieel aan flexibiliteit in te schatten én bij afnemers te contracteren weten ESCOs welk productievermogen en transportcapaciteit gecontracteerd moeten worden. Echter, vervolgens moeten ESCOs ook over deze flexibiliteit bij afnemers de beschikking krijgen. Daarvoor kunnen zij bijvoorbeeld pakketten aanbieden bestaande uit een aantal diensten, eventueel aangevuld met specifieke investeringen in energiebesparing of lokale productie. Doordat een hogere benutting van flexibiliteit bij afnemers zich uit in een lagere pakketprijs, worden de voordelen van slimme netten (gedeeltelijk) aan de afnemers doorgegeven. Evenzo komen de voordelen qua netbenutting via de ESCOs bij de afnemers, aangezien ESCOs alleen hoeven te betalen voor transportcapaciteit die zij daadwerkelijk nodig hebben (en hebben gecontracteerd).

In het *coördinatiemodel* kunnen de kosten en baten die met intelligentie gepaard gaan volgens een zelf verkozen methode over de betrokken partijen worden verdeeld. Doordat effectief sprake is van een geïntegreerde energierekening (alleen binnen de coöperatie; daarbuiten moet apart voor levering en transport worden betaald) en men vrij is de kosten op de gewenste wijze aan de participanten toe te rekenen, kunnen in principe de kosten met de baten voor de verschillende deelnemers met elkaar in evenwicht worden gebracht.

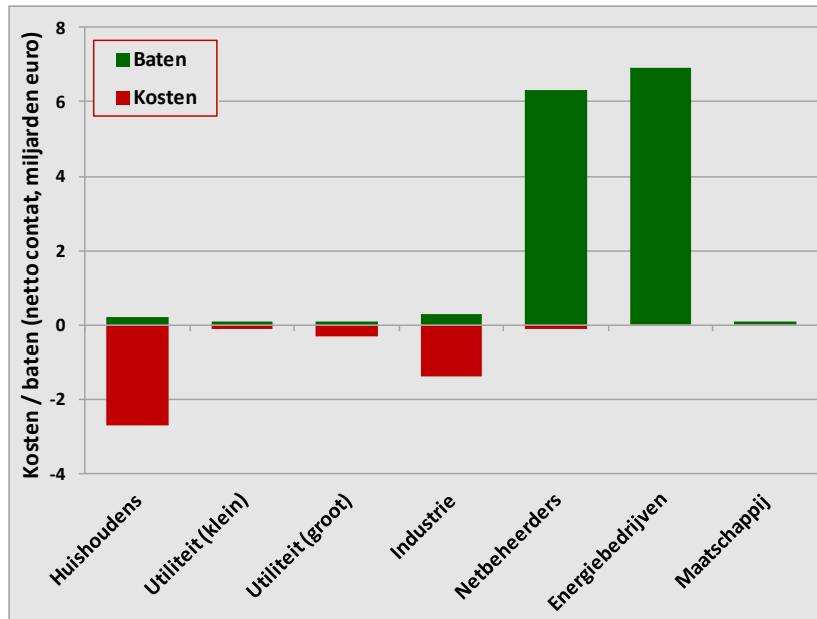
Mogelijke oplossing

In principe kunnen *split incentives* worden gecorrigeerd door het reguleringssysteem zo te ontwerpen dat de baten neerslaan bij de partijen die deze realiseren (dus hiervoor de kosten maken).¹⁵⁴ Als dat niet mogelijk is, kan gezien worden of de baten via onderlinge financiële compensaties kunnen worden doorgesluisd. Dit laatste houdt dus betalingen in van de partijen die relatief te hoge baten hebben aan partijen die relatief te hoge kosten hebben. In de praktijk kunnen transactiekosten dit echter bemoeilijken. Daarnaast kan het lastig zijn om compenserende maatregelen te ontwerpen in een situatie waarin veel partijen zijn betrokken (zoals bij intelligente netten) en waarbij niet noodzakelijk alle partijen dezelfde gemeenschappelijke doelen voor ogen hebben.¹⁵⁵

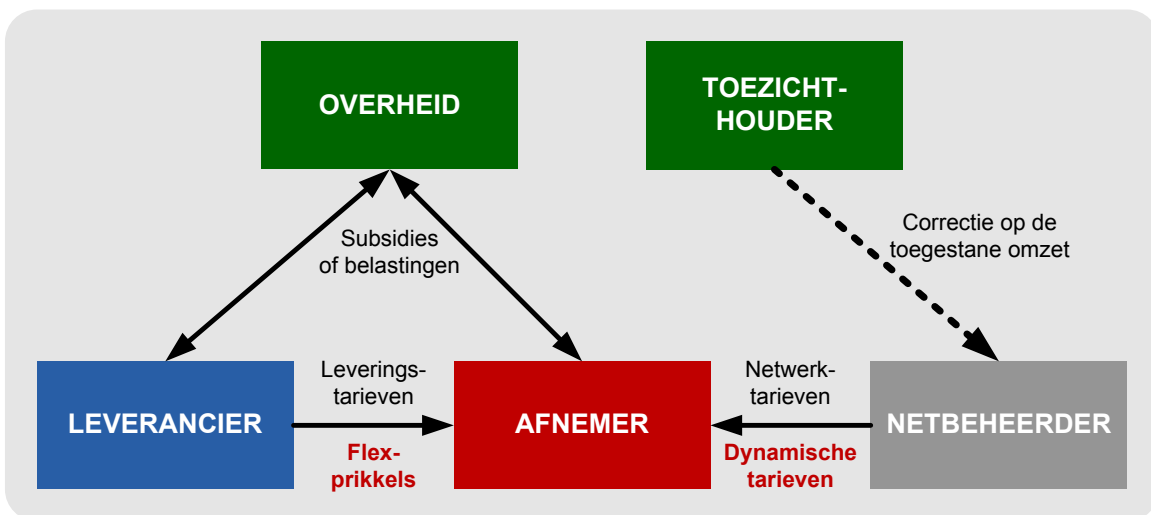
¹⁵³ In de analyse is aangenomen dat huishoudens al over een slimme meter beschikken. Wanneer deze kosten additioneel worden meegenomen, stijgen de netto kosten voor huishoudens verder.

¹⁵⁴ Parallel aan het 'kosterveroorzakingsprincipe' (dat stelt dat gebruikers die kosten veroorzaken, deze moeten betalen) kan dit het 'batenrealisatieprincipe' worden genoemd.

¹⁵⁵ Zie bijv. C. Dunstan and J. Daly, *Institutional Barriers to the Intelligent Grid, A Discussion Paper*, University of Technology Sydney, 2008.



Figuur 18. Kosten en baten van slimme netten voor verschillende marktpartijen zoals door CE Delft en KEMA berekend voor het scenario ‘Hernieuwbaar en Groen’ (Data: CE Delft/KEMA).¹⁵⁶



Figuur 19. Schematisch overzicht van de wijze waarop financiële compensatie tussen de verschillende partijen kunnen worden gegeven.

De mogelijkheden om de *split incentives* via financiële compensaties tussen de verschillende partijen te corrigeren, zijn schematisch weergegeven in Figuur 19. Hieronder worden deze kort toegelicht.

¹⁵⁶ CE Delft en KEMA, *Maatschappelijke kosten en baten van intelligente netten*, Delft, januari 2012, tabel 18 (p.77). De conclusie dat vooral netbeheerders en leveranciers van slimme netten profiteren en huishoudelijke afnemers en de industrie netto betalende zijn, volgt ook uit de andere twee geanalyseerde scenario's ('Business-as-usual' en 'Kolen CCS & Kernenergie'), zij het met een andere omvang van de baten voor de verschillende partijen. De scenario's zijn gebaseerd op allerlei expliciete en impliciete aannames over de 'toerekenbaarheid' van kosten aan de verschillende gebruikers, zoals de vraag in hoeverre netbeheerders en leveranciers de financiële voordelen van de inzet van intelligentie bij afnemers via prijzen en tarieven al gedeeltelijk aan de afnemers doorberekenen.

- De voordelen die *leveranciers* van intelligente netten ondervinden, kunnen via de leveringsprijzen aan afnemers worden doorgegeven, bijvoorbeeld via lagere (integrale) tarieven, variabele tarieven of via (afzonderlijke) flexibilitetsvergoedingen. In een concurrerende markt is de veronderstelling dat leveranciers deze voordelen ook daadwerkelijk doorgeven, omdat anders nieuwe toetreders succesvol zullen zijn die de baten wel doorberekenen.
- De *netbeheerders* kunnen de voordelen van intelligente netten via een verlaging van de nettatarieven doorgeven. Aangezien dergelijke tarieven in het huidige stelsel generiek van toepassing zijn (op alle aangesloten gebruikers), ontvangen alle aangeslotenen dan echter hetzelfde voordeel. Een alternatief is de benutting van flexibele nettatarieven, waarbij afnemers in ruil voor levering van flexibiliteit aan de netbeheerder afwijkende nettatarieven krijgen ('flexibele tarieven') of een afzonderlijke vergoeding ontvangen voor geleverde flexibiliteit. Omdat de omzet van netbeheerders gereguleerd wordt, vertalen eventuele netto baten zich op langere termijn automatisch in de tarieven (van alle netgebruikers) door.
- Los van bovenstaande opties kunnen de baten van intelligente netten vanzelfsprekend ook via belastingen en subsidies worden herverdeeld. In dit geval brengt de overheid 'handmatig' de baten en kosten van slimme netten met elkaar in balans.

In alle gevallen is het de vraag in hoeverre een leverancier, een netbeheerder of de overheid in staat is om precies te bepalen welk deel van de baten aan afnemers moet worden doorgegeven. Voor het bepalen van eventuele compensaties moet men immers inzicht hebben in de kosten en baten voor het geheel en hoe deze uitwerken op de afzonderlijke partijen.¹⁵⁷ Zonder voldoende informatie is een dergelijke analyse onmogelijk, zodat ook de baten niet onderling kunnen worden verrekend.

Afweging

Afnemers die flexibiliteit ter beschikking stellen, moeten hiervoor financieel worden gecompenseerd. Vanuit het perspectief van de afnemer vraagt de levering van flexibiliteit immers actieve keuzes (ten opzichte van de huidige passiviteit, waarbij afnemers energie gebruiken wanneer dit hun belijft) en kan dit het leefcomfort beïnvloeden.¹⁵⁸ Vanuit economisch perspectief is dit evenwel niet noodzakelijk. De prijs van flexibiliteit wordt immers gevormd door het samenbrengen van vraag en aanbod van elektriciteit. De 'opportunity' kosten van de aanbieder doen hierbij niet ter zake.

Verwacht mag worden dat leveranciers afnemers financieel 'belonen' voor het aanbieden van flexibiliteit, bijvoorbeeld met variabele prijzen. De betaalde prijs moet in verhouding staan tot de kosten voor afnemers, anders zullen deze niet aanbieden – zij het dat iedere gebruiker de

¹⁵⁷ Het marktmechanisme veronderstelt dat de waarde van flexibiliteit in de prijs hiervan tot uitdrukking komt. De waarde van elektriciteitsgebruik voor afnemers lijkt echter niet goed bekend (zeker niet waar het de tijdsafhankelijke waarde betreft), vaak zelfs niet voor de gebruikers zelf.

¹⁵⁸ Aangezien afnemers in de huidige situatie volledige vrijheid hebben op welk moment zij een activiteit verrichten (verwarming of koeling benutten, wasmachine draaien, elektrische auto opladen, etc.), maar door de beschikbaarstelling van flexibiliteit deze vrijheid (enigszins of ingrijpend) wordt beperkt, zal dit worden ervaren als een afbreuk aan de bestaande voorziening.

Het alternatief is dat apparaten automatische regelingen krijgen waarin zulke flexibiliteit al is ingebouwd (en waarbij bijvoorbeeld wasprogramma's standaard geen twee uur maar vier uur duren, doordat de verwarming afhankelijk van de regeling eerder of later wordt ingeschakeld). Aangezien alle afnemers dan in gelijke mate participeren, zou een leverancier (of de partij die de flexibiliteit afroept) financiële compensatie achterwege kunnen laten omdat alle afnemers 'toch wel meedoen'. Vanuit de perspectief van de split incentives lijkt dit evenwel niet redelijk, aangezien afnemers wel voor de meerkosten van zulke regelingen zullen moeten betalen (mogelijk in prijs, maar zeker qua comfort).

kosten van dit ‘offer’ anders zal waarderen. De initiële investeringen kunnen toetredingsdrempels vormen, aangezien afnemers eerst moeten investeren in intelligentie (sensoren, actuatoren en meters).¹⁵⁹ Constructies voor compensatie waarbij de baten van flexibiliteit gelijke tred houden met de kosten, kunnen zulke drempels verminderen.¹⁶⁰ Op een concurrerende markt zullen deze ook worden aangeboden.

De optie om de kosten en baten van intelligente netten kunstmatig via heffingen en subsidies te herverdelen, lijkt op voorhand weinig zinvol. Allereerst zijn de kosten en baten moeilijk te kwantificeren (zeker op voorhand). Daarnaast zouden de heffingen en subsidies ook zeer specifiek moeten zijn, en wel gericht op die partijen die uit flexibiliteit daadwerkelijk meerwaarde genereren dan wel specifiek voor de flexibiliteitslevering kosten hebben gemaakt. Vanwege de verwevenheid met de marktsituatie is vaststelling daarvan zeer complex, nog afgezien van de aanzienlijke administratieve lasten, die alleen al een groot deel van de voordelen van de herverdeling kunnen tenietdoen. Ten slotte is het wenselijk dat afnemers de directe relatie tussen de (financiële) beloning en de aangeboden flexibiliteit ervaren. Dit leidt tot een voorkeur voor directe vergoeding van geleverde flexibiliteit door de leverancier of de netbeheerder.

Conclusie

Het doorgeven van de baten van slimme netten aan (met name) huishoudelijke en kleinzakelijke verbruikers is van belang voor een succesvolle ontwikkeling van intelligente energiesystemen waarin afnemers flexibiliteit aan het systeem aanbieden. Een directe koppeling tussen het leveren van flexibiliteit en een financiële vergoeding lijkt hierbij de voorkeur te hebben. Dit geeft de optimale (economische) prikkel voor afnemers om hieraan bij te dragen. Ook voorkomt dit dat de baten van de flexibiliteit ongedifferentieerd neerslaan bij alle gebruikers, ongeacht hun participatie in de flexibiliteitslevering.

Verwacht mag worden dat *leveranciers* afnemers zullen trachten over te halen tot het aanbieden van flexibiliteit door beloningen of andere prikkels. Vermoedelijk hangt het succes hierbij af van de grootte van de aangeboden financiële compensatie. Deze moet voldoende significant zijn als tegenprestatie voor de gedane investering en inspanning.

Ook *netbeheerders* kunnen afnemers via financiële vergoedingen overreden om flexibiliteit te leveren. Overwogen kan worden om voor specifieke systemen (met name warmtepompen en elektrisch vervoer) te onderzoeken in hoeverre een (beperkte) automatische respons via regulering kan worden voorgeschreven, zodat netbeheerders ook zonder ‘markt’ toegang hebben tot enige flexibiliteit.¹⁶¹

¹⁵⁹ Verwacht kan worden dat het merendeel van de afnemers geen flexibiliteit zal willen leveren als de financiële baten niet opwegen tegen de meerkosten van sensoren, actuatoren en meters.

¹⁶⁰ Concreet kan dit bijvoorbeeld inhouden dat leveranciers een deel van de initiële investering voor hun rekening nemen als klanten zich contractueel binden om flexibiliteit op langere termijn te leveren.

¹⁶¹ Voor de aansluiting van elektrische auto's of warmtepompen kunnen additionele technische aansluitvoorwaarden worden ontwikkeld, die een automatische respons op signalen van de netbeheerder bevatten. Inschakeling van het laadproces of de warmtepomp kan dan alleen na contact met de netbeheerder ('toestemming' of 'geen bezwaar'). Voor een uitgestelde start (die overigens maar een zeer beperkt effect op het comfort heeft) wordt dan geen vergoeding gegeven. Maatschappelijk gezien profiteren de afnemers hiervan wel, omdat de baten (in de vorm van goedkopere netten) via het systeem van omzetregulering automatisch in de tarieven worden verrekend. Op deze wijze komen de voordelen uiteindelijk toch bij de afnemers terecht.

5.3 Relatie met nettarifering

Beschrijving

In deze paragraaf wordt de relatie tussen lokale energiesystemen en de gekozen systematiek voor nettarifering besproken. Hierbij gaat het vooral om de toerekening van de vaste kosten van het transportnet, onder meer via het cascadesysteem, het postzegeltarief (waarbij afstand niet meetelt) en de toerekening van de vaste kosten aan de gebruikers. Het cascadesysteem betreft de systematiek waarbij afnemers in lagere netvlakken aan de kosten van de hogere netvlakken meebetalen. De achtergrond hiervan is dat afnemers op lagere netvlakken¹⁶² elektriciteit verkrijgen vanuit de hogere netvlakken. Dat betekent dat bij afnemers op het hoogspanningsnet alleen de kosten van het hoogspanningsnet (HS) en het extrahoogspanningsnet (EHS) in rekening worden gebracht, terwijl afnemers op laagspanning meebetalen aan een deel van de kosten van de hogere netvlakken.¹⁶³

Relevantie

Het cascadesysteem leidt ertoe dat afnemers aan de kosten van de hogere netvlakken meebetalen aangezien verondersteld wordt dat de energie vanuit die hogere netvlakken wordt geleverd. Nu elektriciteit in toenemende mate decentraal wordt ingevoerd, rijst de vraag in hoeverre de tarieven voor afnemers op lagere netvlakken nog wel kostenreflectief zijn. Immers, in de situatie dat lokale elektriciteitsproductie geheel of gedeeltelijk in de lokale elektriciteitsvraag voorziet, worden de hogere netvlakken niet (of: niet voor transportdoeleinden) gebruikt. De vraag is daarom of een tarifieringsystematiek op basis van het cascadesysteem wel de juiste prikkels geeft voor decentrale elektriciteitsproductie.

Ook kan beargumenteerd worden dat het cascadesysteem tot een ongelijk speelveld leidt tussen grootschalige en decentrale elektriciteitsproductie. Immers, afnemers die hun eigen elektriciteit opwekken betalen toch mee aan de hogere netvlakken (die vooral voor transport van de centrale productiemiddelen naar de afnemers dienen).¹⁶⁴

Toelichting

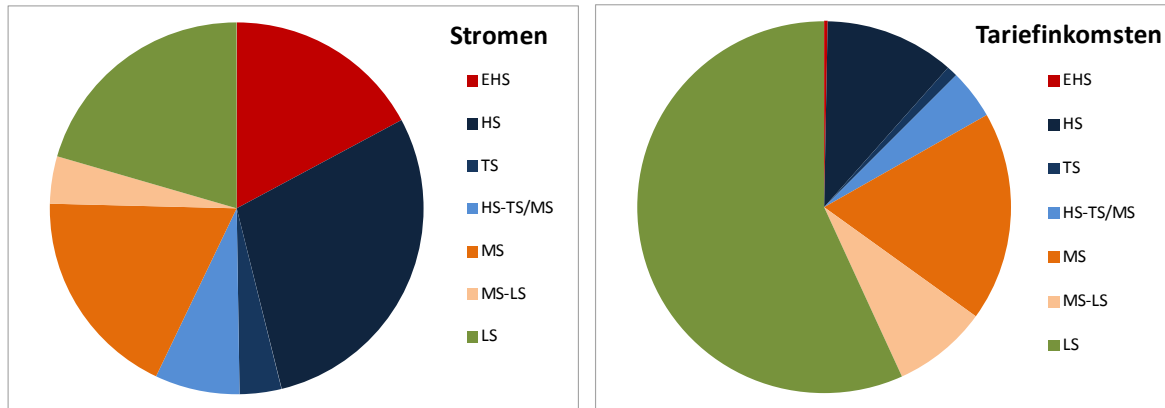
Historisch beschouwd is de tariefstructuur van het elektriciteitsnet ontwikkeld vanuit de gedachte dat centrale productie op de hogere netvlakken (hoogspanning en extrahoogspanning) invoedt, terwijl de meeste afnemers op de lagere netvlakken zijn aangesloten. Dit betekent dat de tariefinkomsten op de verschillende netvlakken zich niet één op één verhouden met de

¹⁶² Met een 'netvlak' wordt het samenstel van transport- en distributielijnen op een bepaald spanningsniveau bedoeld. In Nederland wordt hierbij onderscheid gemaakt tussen EHS (extra-hoogspanning, 220-380 kV), HS (hoogspanning, 110-150 kV), TS (tussenspanning, 25-50 kV), HS-TS/MS (trafo hoogspanning naar tussen- en middenspanning), MS (middenspanning, 1-20 kV), MS-LS (trafo middenspanning naar laagspanning) en LS (laagspanning, lager dan 1 kV).

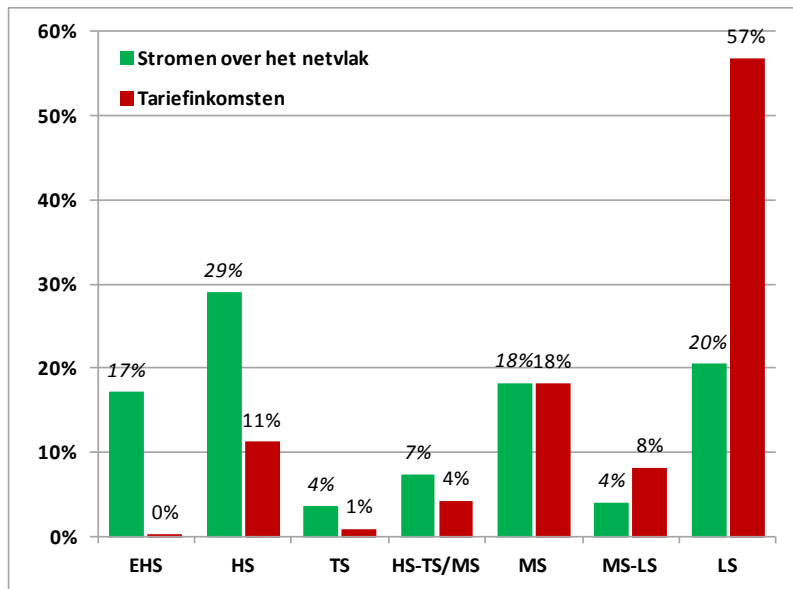
¹⁶³ Preciezer geformuleerd houdt de cascademethode in dat de totale kosten van het hoogspanningsnet naar rato van het verbruik worden toegerekend aan klanten, aangesloten op het hoogspanningsnet en aan de daaraan gekoppelde middenspanningsnetten (zie ook §3.6 Tarievenscode). Vervolgens worden de kosten van het middenspanningsnet zelf én de vanuit het hoogspanningsnet toegerekende kosten verdeeld naar rato van het verbruik aan afnemers, aangesloten op het middenspanningsnet en aan het op het middenspanningsnet aangesloten laagspanningsnet. Bij de klanten aangesloten op het laagspanningsnet worden de kosten van het laagspanningsnet zelf in rekening gebracht alsmede de vanuit het middenspanningsnet toegerekende kosten verdeeld naar rato van het verbruik aan afnemers.

¹⁶⁴ Vanwege het gehanteerde capaciteitstarief betalen afnemers voor transport een vast bedrag, enkel afhankelijk van de grootte van de aansluiting. Op het moment dat de aansluiting is gemaakt, ligt het te betalen transporttarief daarom grotendeels vast. Voor afnemers op middenspanningsniveau en hoger wordt een deel van het transporttarief gebaseerd op de daadwerkelijk gebruikte transportcapaciteit (zie §3.7 Tarievenscode Elektriciteit).

stromen (*flows*) over deze netvlakken. Afnemers op lagere netvlakken betalen een groter aandeel in de totale netkosten dan afnemers op hogere netvlakken (zie Figuur 20 en Figuur 21).



Figuur 20. Procentuele aandeel van de totale invoeding en afname naar de verschillende netvlakken (links) en het procentuele aandeel in de totale tariefinkomsten van afnemers op de verschillende netvlakken (rechts). [Data: NMa, analyse: *D-Cision*].¹⁶⁵



Figuur 21. Procentuele aandeel van de totale invoeding en afname op de verschillende netvlakken (groen) en de tariefinkomsten (rood). [Data: NMa, analyse: *D-Cision*].

Soms wordt gesteld dat de cascadesystematiek beperkend uitpakt voor lokale netten. Immers, in het geval van decentrale productie vinden opwekking en verbruik (meestal) dicht bij elkaar plaats. Het kan dan als onredelijk worden ervaren om de hogere netvlakken effectief niet of beperkt te gebruiken maar toch aan de kosten te moeten bijdragen.¹⁶⁶ In de praktijk vormt

¹⁶⁵ De gepresenteerde waarden vormen benaderingen. Voor de invoeding en afname op de verschillende netvlakken zijn de waarden voor het jaar 2008 gehanteerd. De tariefinkomsten voor de verschillende netvlakken zijn gebaseerd op gegevens uit het reguleringsmodel voor de netbeheerders. Voor de regionale netten is uitgegaan van de gefactureerde rekenvolumes over 2009 gewaardeerd tegen de genormeerde tarieven over 2010. Voor de netten van TenneT is uitgegaan van de rekenvolumes voor 2010 en de tarieven voor 2010.

¹⁶⁶ Tegen genoemde argumentatie is in het verleden wel ingebracht dat alleen aan de kosten van hoger liggende netten wordt meebetaald voor zover deze daadwerkelijk door de afnemers van lager gelegen

circa 60 % van het door kleinverbruikers (aangesloten op het laagspanningsnet) te betalen transport- en aansluitingstarief een bijdrage aan de kosten van de hogere netvlakken.¹⁶⁷

Overigens zijn ook andere gezichtspunten mogelijk. Zo is de asymmetrie tussen kosten en baten van het net ook gedeeltelijk gebaseerd op de (beleids)keus dat aangesloten productiemiddelen geen transporttarief betalen.¹⁶⁸ Aangezien de meeste afnemers zich op lagere netvlakken bevinden, moeten de netkosten dan gedeeltelijk daaraan worden doorberekend.¹⁶⁹

Een tweede overweging is dat de netkosten in hoge mate *sunk* zijn, dat wil zeggen: Op het moment van investeren worden kosten gemaakt, die onafhankelijk van het gebruik in de jaren daarop door de netbeheerders moeten worden ‘terugverdiend’. Als in een wijk een net is uitgelegd maar dit in de praktijk (bijvoorbeeld door de aanwezigheid van lokale elektriciteitsproductiemiddelen) minder wordt gebruikt dan voorzien, veranderen hierdoor niet de vaste kosten.¹⁷⁰ Decentrale productie leidt (in absolute zin) vooral tot besparing van de totale netkosten als *op het moment van aanleg* besloten kan worden tot lagere netcapaciteit. Op het moment dat de transportcapaciteit is gerealiseerd, vormt de nettarifering vooral een *verdelingsvraagstuk*: wie betaalt welk aandeel van de totale kosten?¹⁷¹ Bepalend zijn dan de

netten worden gebruikt. Aangezien de producenten van decentraal opgewekte stroom actief het kostenverdelingsmechanisme beïnvloeden – op het moment dat een decentrale producent op het lokale net invoedt, wordt er minder afgenomen uit hoger liggende netten en derhalve ook minder aan deze netten meebetaald – zou de negatieve prikkel beperkt zijn (zie J.J. Damsté et al., *Plaagstoot voor de netten misplaatst*, Economisch Statistische Berichten, **84**, nr. 4194, 12 maart 1999, p.188). Echter, deze argumentatie is niet langer correct nu bij aangeslotenen voor netkosten een capaciteitstarief in rekening wordt gebracht, dat onafhankelijk van het verbruik is.

¹⁶⁷ Dit vormt een schatting, aangezien de exacte opsplitsing van de netkosten over de verschillende netvlakken niet bij *D-Cision* bekend is. Voor de schatting is uitgegaan van de kosten van het laagspanningsnet ter hoogte van fl. 900 miljoen in 1998 (!), waarbij verondersteld is dat deze in de loop van de tijd met een factor 1,5 zijn toegenomen (voor nieuwe aansluitingen alsmede een inflatiecorrectie). Zie R.F.T. Aalbers et al., *Tariefsysteem met verkeerde prikkels*, Economisch Statistische Berichten, **84**, nr. 4196, 26 maart 1999, p.232.

¹⁶⁸ Bij de ontwikkeling van het marktmodel werd benadrukt dat ‘geen beleid op het net’ diende te worden gevoerd. De netten werden vooral als ‘drager’ van de *commodity*markten beschouwd. Toch speelde beleid een rol bij de introductie van een nettatarief voor grootschalige elektriciteitsproductie. Vanuit de wens om decentrale elektriciteitsproductie te stimuleren (in de jaren negentig van de vorige eeuw: vooral warmte/krachtinstallaties), werd bij de inwerkingtreding van de Tarievecode oorspronkelijk een ‘G-tariff’ ingevoerd voor grootschalige elektriciteitsproductie. De motivatie was dat zij ook voor een deel van de kosten van het hoogspanningsnet dienden te betalen, in tegenstelling tot decentrale elektriciteitsproductie, die op lagere netvlakken invoedde. Deze G-factor is in 2004 echter weer vervallen. Zie hiervoor J. de Jong, *Liberalising Dutch Energy Markets, Champions and Governance, Rules and Regulations: The 1995-2005 Stories*, Clingendael International Energy Program, The Hague, 2006.

Inmiddels is de discussie weer actueel. Zie de brief van de Minister van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie aan de Tweede Kamer d.d. 1 oktober 2012 met identificatienummer 1003214369000 over een onderzoek naar de effecten van invoering van een producententarieff. Het betreffende onderzoek is uitgevoerd door ECN, *Effecten invoering producententarieff*, juni 2012, ECN-E-12-032, <http://www.rijksoverheid.nl/bestanden/documenten-en-publicaties/rapporten/2012/10/01/effecten-invoering-producententarieff/effecten-invoering-producententarieff.pdf>.

¹⁶⁹ Het is bijvoorbeeld mogelijk dat ieder netvlak voor zichzelf betaalt (hoewel dit ook een willekeurige methodiek betreft). Dan betaalt HS voor HS, MS voor MS en LS voor LS. Als producenten vrijgesteld zijn van het betalen van een nettatarief, zou dit echter een probleem kunnen veroorzaken op het het EHS-netvlak (220 en 380 kV), waar nauwelijks afname plaatsvindt.

¹⁷⁰ Naast de kosten gerelateerd aan netverliezen, storingsverhelping en onderhoud wordt het merendeel van de kosten gevormd door de kapitaalslasten gerelateerd aan de investeringen.

¹⁷¹ Als een net eenmaal is aangelegd, leidt een wijziging van de tariefstructuur tot een herverdeling van de kosten over de verschillende gebruikers (zonder dat de totale kosten wijzigen). Op de korte termijn leidt dit niet tot besparing. Wel kan een andere tariefstructuur andersoortige prikkels geven (die bijvoorbeeld lokale elektriciteitsproductie stimuleren of juist afremmen), wat potentieel op de langere termijn wel tot besparingen leidt.

uitgangspunten die voor de kostentoerekening worden gehanteerd. Vooral relevant is of dit capaciteitsgerelateerd is (dus op basis van de gerealiseerde netcapaciteit) of verbruiksgerelateerd (dus op basis van het daadwerkelijke gebruik van het net).¹⁷²

Het bovenstaande geldt voor de korte termijn. Tarieven die gerelateerd zijn aan de gemaakte kosten geven partijen prikkels om het net efficiënt te gebruiken. Hierdoor zal in de toekomst de behoefte aan netuitbreidingen (met nieuwe *sunk cost*) kunnen dalen. Dat is een belangrijk gegeven omdat het verbruik van elektriciteit naar verwachting sterk zal toenemen door de verduurzaming. Deze toename hoeft zich dan niet meteen te vertalen in uitbreiding van de capaciteit. Als het net op het laagste spanningsniveau efficiënt wordt gebruikt, zijn er (in beginsel) ook minder investeringen nodig in netuitbreidingen op hogere spanningsniveaus.

Inzichten vanuit de alternatieve modellen

In het *dienstenmodel* hangt het van de gekozen tarifieringsmethodiek af of sprake is van een cascadesysteem. In principe kan onderscheid gemaakt worden tussen het lokale netgebruik door een ESCO en de benutting van hogere netvlakken (bijvoorbeeld vanaf de distributietrafo). Als de kosten voor het gebruik van het hogere net zijn afgesplitst van die van lokaal netgebruik, ontvangt een ESCO een prikkel om efficiënt van het hogere net gebruik te maken. Door lokaal efficiënt de verschillende bronnen in te zetten en van de beschikbare flexibiliteit bij afnemers gebruik te maken, hoeft een ESCO minder transportcapaciteit te contracteren en kan deze zijn totale kosten minimaliseren.

In het *coördinatiemodel* wordt de coöperatie alleen aangeslagen voor haar (netto) netaansluiting. Alle lokale uitwisseling vindt plaats op het eigen net van de coöperatie, zodat hieraan geen kosten vanuit hogere netvlakken kunnen worden toegevoegd. Overigens hangt het af van de tarifieringsmethodiek van de (netto) transporten over de netaansluiting van de coöperatie op het publieke net hoe dit uitpakt: In het geval sprake is van een capaciteitstarief, bepaalt de omvang van de aansluiting de transportkosten zodat slechts een beperkte prikkel voor lokaal balanceren wordt gegeven. In een situatie waarin het tarief gebaseerd is op het daadwerkelijke netgebruik is er wel zo'n prikkel.

Mogelijke oplossingen

Kostenveroorzaking (ook wel 'kostenreflectiviteit' genoemd) vormt een vaak gehanteerd uitgangspunt bij het vaststellen van de structuur van de transporttarieven.¹⁷³ Dit houdt in dat afnemers (alleen) die kosten betalen, die zij ook (mede) hebben veroorzaakt. Als het tariefstelsel volgens dit beginsel wordt ingericht, zijn er prikkels om het net efficiënt te gebruiken. Op de lange termijn betekent dit dat nieuwe afnemers rekening houden met netuitbreidingen die nodig zijn.¹⁷⁴

Voor het verdelen van de netkosten over de gebruikers een waaier aan methoden. Alleen al hieruit blijkt dat het principe van kostenreflectiviteit van nettarieven niet altijd eenvoudig te implementeren. In zijn algemeenheid kan bij tarifiering een onderscheid gemaakt worden tussen de kosten van de aansluiting en het lokale net aan de ene kant en de kosten van de hogere

¹⁷² Nettarieven op basis van gebruik ('per getransporteerde kWh') beïnvloeden de marginale kosten van de via het net afgenomen elektriciteit. Deze leiden dus tot een additioneel 'voordeel' voor lokale productie, aangezien daarbij netkosten worden uitgespaard: de afname van het net is lager, dus de te betalen netwerkrekening ook. Nettarieven op basis van vaste kosten moeten door afnemers sowieso betaald worden en beïnvloeden de marginale kosten niet.

¹⁷³ Ook in de Nederlandse energiewetten speelt het beginsel van kostenveroorzaking een belangrijke rol.

¹⁷⁴ Voor nieuwe afnemers op het elektriciteitsnet met een aansluitcapaciteit van minder dan 10 MVA geldt een standaardtarief dat alleen gebaseerd is op de afstand tot het net. Het houdt geen rekening met zogenoemde 'diepe' netkosten. Bij grotere aansluitingen kunnen deze soms wel bij de afnemer in rekening worden gebracht. Zie Tarievencode Elektriciteit, §2.3.

netvlakken aan de andere kant. Andere vrijheidsgraden zijn afzonderlijke tarieven voor netgebruik gedurende piek- en daluren en de vraag of bij producenten een transporttarief in rekening moet worden gebracht (in principe gelijkelijk voor producenten die op het distributienet en op het transportnet invoeden).

Zodra het net is aangelegd en een aansluiting is gerealiseerd, liggen de kosten hiervan grotendeels vast en zijn deze *sunk*. Ook als een afnemer geen gebruik van de netaansluiting zou maken, dienen de kosten vanuit de tarieven (of anderszins) te worden gedekt, zeker omdat de aansluiting (en een deel van het lokale net) specifiek voor de betreffende aangeslotene is aangelegd).¹⁷⁵ De nettatarieven dienen dan ook te garanderen dat de kosten die in het verleden voor de netaanleg zijn gemaakt, vanuit de tarieven worden gedekt. Het huidige reguleringsmodel gaat ook hiervan uit.

Een groot deel van de kosten van de elektriciteitsnetten is vast. Als deze kosten eenmaal zijn gemaakt, heeft de verdeling van deze kosten altijd een zekere vorm van willekeur. Bij de verdeling van de vaste kosten is het daarentegen belangrijk om eerst de doelen te bepalen die met de verdeling worden nagestreefd, en om vervolgens conform die doelen een allocatiesysteem te ontwerpen. Theoretisch zijn allerlei systemen mogelijk, zoals *Ramsey-pricing*, *nodal pricing*, enzovoort.

Kostentoedeling naar gebruik is niet eenvoudig vanwege de vermazing van het net. Er zijn verschillende methoden voorgesteld om de netkosten naar het gebruik dat daarvan wordt gemaakt te alloceren. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen methoden gebaseerd op *marginal cost pricing* (waarbij de tarieven worden gealloceerd conform de meerkosten die het systeem hiervoor moet maken, wat vooral voor het toerekenen van de kosten van nieuwe investeringen interessant lijkt) en methoden gebaseerd op *average cost pricing* (waarbij de totale netkosten over de gebruikers worden verdeeld en de kosten die gebruikers betalen gebaseerd zijn op hun aandeel in de gemiddelde netkosten).

Bij een systematiek op basis van *average cost pricing* (waarin de vaste kosten versleuteld zitten) moeten verschillende keuzes gemaakt worden:

1. Hoe worden de totale kosten over de gebruikers verdeeld?¹⁷⁶ Welke groepen gebruikers worden daarbij onderscheiden? En vormt het netvlak, waarop zij zijn aangesloten, daarbij wel of geen criterium?
2. Bij welke groepen afnemers worden tarieven in rekening gebracht? Alleen bij (netto) afnemers of ook bij producenten?
3. Welk aandeel van de totale kosten worden bij de verschillende groepen gebruikers in rekening gebracht (en gebeurt dit op basis van vuistregels of gedetailleerde modellering¹⁷⁷)?

¹⁷⁵ De aansluiting (de verbinding van het publieke net tot de 'voor deur') is specifiek voor een afnemer gelegd. Omdat de netten op de piekbelasting zijn uitgelegd (dus op het hoogste gelijktijdige gebruik) kan men ook beargumenteren dat de kosten moeten worden toegerekend aan degenen die het net gedurende die piek gebruiken. Het zou bijvoorbeeld aan capaciteit kunnen schelen als warmtepompen niet tegelijkertijd in de piekuren worden aangezet en als (in de toekomst) niet alle elektrische auto's tegelijkertijd gedurende de avondpiek worden opgeladen. In dat geval hoeft de netbeheerder minder netwerk aan te leggen.

¹⁷⁶ Er zijn allerlei keuzes mogelijk over wijze waarop de kosten bij gebruikers in rekening worden gebracht. Het cascademodel is hiervan één optie.

¹⁷⁷ Er bestaan diverse methodieken om de (elektriciteits)stromen door het net aan gebruikers toe te rekenen, zoals de *average participation method* (waarbij stromen evenredig aan de verschillende afnemers worden toegerekend), de *marginal participation method* (waarbij de bijdrage van elke afnemer in het net wordt berekend en vervolgens de totale kosten volgens deze verdeelsleutel aan de

4. Worden voor groepen gebruikers capaciteitstarieven (gebaseerd op de gecontracteerde grootte van de aansluiting) gehanteerd voor toegang tot de energienetten of variabele tarieven (die afhankelijk zijn van het gebruik dat ervan wordt gemaakt) of een combinatie van beide?
5. Als (vaste of variabele) tarieven worden gehanteerd, zijn deze overal (voor een soortelijke aansluiting) gelijk of juist locatieafhankelijk (om nieuwe gebruikers vestigingsprikkels te geven)?
6. Als variabele tarieven worden gehanteerd, wat is dan de tariefgrondslag? Het aantal afgenomen eenheden? Of de totaal getransporteerde afstand (postzegeltarief vs. afstandsafhankelijke tarieven)? Of het aantal gebruikte netvlakken? Of een combinatie daarvan?
7. Als variabele tarieven worden gehanteerd, zijn deze voor elk moment van de dag gelijk, of afhankelijk van de netbelasting (bijvoorbeeld in de vorm van afzonderlijke piektarieven)?

Methoden die gebaseerd zijn op *marginal cost pricing* zijn nog complexer. Dit komt allereerst doordat netinvesteringen ‘lumpy’ zijn, wat wil zeggen dat netuitbreidingen niet met kleine stapjes maar steeds met een minimale omvang moeten plaatsvinden. In de praktijk bestaan ook hiervoor veel varianten, die elk hun eigen voor- en nadelen hebben.¹⁷⁸ Toedeling op grond van alleen de marginale kosten levert vaak verliezen op voor de netbeheerders, omdat de vaste kosten van het bestaande hiervan (per definitie) geen deel uitmaken.

Afweging

Nettarieven dienen twee doelen. Omdat de tarievenopbrengsten de kosten moeten dekken, vormt nettarifering allereerst een verdelingsvraagstuk. Een complicerende factor is dat (vanwege de monopoliefunctie) de opbrengsten niet hoger dan de kosten mogen zijn. Daarnaast is het van belang dat de nettarieven aan de gebruikers ook prikkels voor de korte en de lange termijn geven. Dit dilemma manifesteert zich ook bij lokale netten. Ook hier moeten de kosten naar het meest efficiënte niveau worden teruggebracht en aan de gebruikers worden gealloceerd, maar tegelijkertijd is het wenselijk om prikkels te geven voor een efficiënt gebruik van het systeem.

De allocatie van de netkosten in de tarieven is behalve op basis van economische overwegingen (kostenreflectiviteit, korte en lange termijn prikkels) ook afhankelijk van beleidsmatige keuzes. Door de netkosten op een andere manier en/of dynamisch (dat wil zeggen: afhankelijk van de actuele vraag naar netcapaciteit) aan gebruikers toe te rekenen, worden aan afnemers al dan niet prikkels gegeven. Hoewel de totale kosten van het net op korte termijn gelijk blijven, is

afnemers worden toegerekend) en de *Aumann-Shapley methode* (waarbij vaste kosten via speltheorie aan afnemers worden toegerekend). Alle methoden zijn zeer complex in de uitwerking.

¹⁷⁸ In beginsel leiden tariefstructuren op basis van korte termijn marginale prijzen niet per definitie tot dekking van alle vaste kosten (bij infrastructuur). De definitie van korte termijn marginale kosten is immers dat het gaat om de extra kosten die gepaard gaan met het transport van één eenheid extra eenheid. Bij het transport van energie via infrastructuur zijn deze extra kosten beperkt tot de kosten van verliezen en congestie (tenzij hiervoor nieuwe verbindingen worden aangelegd of bestaande verbindingen worden verzwaard).

Voorgestelde methoden zijn de *deep connection charging methodology* (waarbij de meerkosten van netverzwaring aan de gebruikers worden toegerekend die deze verzwaring veroorzaken); *incremental cost related pricing* (die de lange termijn incrementele netkosten aan gebruikers toerekent op basis van de veronderstelling dat een toenemende vraag leidt tot evenredige uitbreiding van de hiervoor gebruikte circuits), en *forward cost pricing* (waarbij de allocatie gebaseerd is op het verwachte toekomstige gebruik van het net).

een efficiënt gebruik van de netten wel belangrijk om kosten van uitbreidingen in de toekomst toe uit te sparen.

De tarifieringsmethodiek (voor de nettarieven) bepaalt wie welk (relatieve) aandeel van de totale netkosten krijgt toebedeeld. Echter, gebruikers ontvangen hierdoor ook prikkels over hun netgebruik, zodat de tarifieringsmethodiek ook van invloed is op waar congestie optreedt en in hoeverre afnemers het net gedurende de piek gebruiken (en daarmee netbeheerders ‘dwingen’ om het net eventueel uit te breiden).

Aangezien de nettarieven op jaarbasis de totale netkosten moeten dekken (waarvan een groot deel *sunk* zijn), leidt een reductie van de netkosten voor de ene partij tot een verhoging van de kosten voor andere partijen. In die zin leiden aanpassingen van de systematiek op korte termijn vooral tot een *herverdeling* van de netkosten (en niet tot een *verlaging* hiervan in absolute termen). Vanzelfsprekend leiden andersoortige principes voor kostenallocatie wel tot andere prikkels voor netgebruikers, die van invloed kunnen zijn op de ontwikkeling van bijvoorbeeld lokale productiemiddelen alsmede het gebruik dat van het net wordt gemaakt. Voor de langere termijn kunnen efficiënte tarieven wel tot besparingen op de netkosten leiden.

Overigens moet bij het bovenstaande bedacht worden dat het elektriciteitsnet behalve een transportfunctie ook een systeemfunctie heeft. Veel decentrale productiemiddelen kunnen niet in eilandbedrijf opereren, maar hebben voor een stabiele bedrijfsvoering ‘frequentieondersteuning’ van het net nodig. Dit houdt in dat er ook zonder fysieke elektriciteitsafname een afhankelijkheid van het hogere net bestaat. Het is niet onredelijk dat hiervoor een component in de tarieven wordt opgenomen.¹⁷⁹

5.4 Activering van de kleinverbruikers

Beschrijving

Onder de kleinverbruikers vallen zowel huishoudelijke afnemers als een groot aantal verschillende bedrijven (het midden- en kleinbedrijf). Kleinverbruikers hebben een sleutelrol in slimme energiesystemen en lokale markten. Een belangrijk deel van de flexibiliteit zal namelijk door kleinverbruikers worden geleverd. De ‘grote onbekende’ is de mate waarin afnemers zulke flexibiliteit zullen (willen) aanbieden.

Relevantie

Omdat de energievoorziening infrastructuurgebonden is en als essentiële dienst wordt beschouwd, moet het energiesysteem (qua productiecapaciteit én netcapaciteit) op de piekbehoefte worden uitgelegd.¹⁸⁰ De kosten van de voorziening zijn voor een groot deel hieraan gerelateerd. Het merendeel van de tijd is de benutting van de infrastructuur echter veel lager dan de ontwerpcapaciteit. Door de inzet van flexibiliteit kan de piekbehoefte worden teruggebracht (maar wordt het net voor de overige uren dan intensiever gebruikt). Doordat uitbreidingen van het net minder snel noodzakelijk zijn, wordt het systeem efficiënter.

¹⁷⁹ De transparantie kan worden bevorderd door een afzonderlijke tariefcomponent te definiëren voor netondersteuning (voor elektriciteit).

¹⁸⁰ Met de piekbehoefte wordt niet de som van de behoefte van alle afzonderlijke afnemers bedoeld, maar de maximale *gelijktijdige* benutting van het systeem (waarbij dus rekening gehouden wordt met een realistische gelijktijdigheid van productie, afname en onderlinge uitwisseling), maar inclusief een zekere reservemarge.

Toelichting

Op dit moment betalen afnemers voor een belangrijk deel alleen voor de beschikbaarheid van de infrastructuur en niet voor het actuele gebruik ervan.¹⁸¹ Als gevolg hiervan ontvangen gebruikers geen prikkels voor een efficiënt gebruik van de transportinfrastructuur (zolang de gecontracteerde capaciteit niet worden overschreden). Alleen wanneer gebruikers prikkels ontvangen om het actuele systeemgebruik te veranderen (qua omvang én moment), lijkt het mogelijk om op de totale systeemkosten te besparen. Deze besparingen kunnen vervolgens aan de gebruikers worden doorgegeven.

De totale kosten van de voorziening kunnen alleen worden verminderd als de afnemers het gebruik van het systeem (op korte én lange termijn) gedurende piekmomenten gezamenlijk verminderen. Dit zal alleen slagen als de afnemers hun gebruik onderling afstemmen, zodat gelijktijdige benutting gedurende de piek wordt gereduceerd.

Besparingen met betrekking tot de transportinfrastructuur lijken daarom alleen realistisch als afnemers én actuele financiële prikkels¹⁸² ontvangen omtrent de kosten die hun energiegebruik met zich meebrengt én onderlinge afstemming over het systeemgebruik mogelijk wordt. De resulterende belastingreductie door afnemers (dat wil zeggen: van het instantaan netto afgenomen vermogen) is een vorm van flexibiliteit. Deze kan bestaan uit *belastingvermindering* (een daling van de afname zonder compenserende verhoging, wat dus ook een vermindering van het energieverbruik in absolute termen omvat) of uit *belastingverschuiving* (waarbij het verbruik naar een ander, gunstiger moment wordt verschoven). Doordat de systeembenutting in de piek wordt verlaagd, wordt het net efficiënter gebruikt en kunnen (op termijn) investeringen worden uitgespaard.

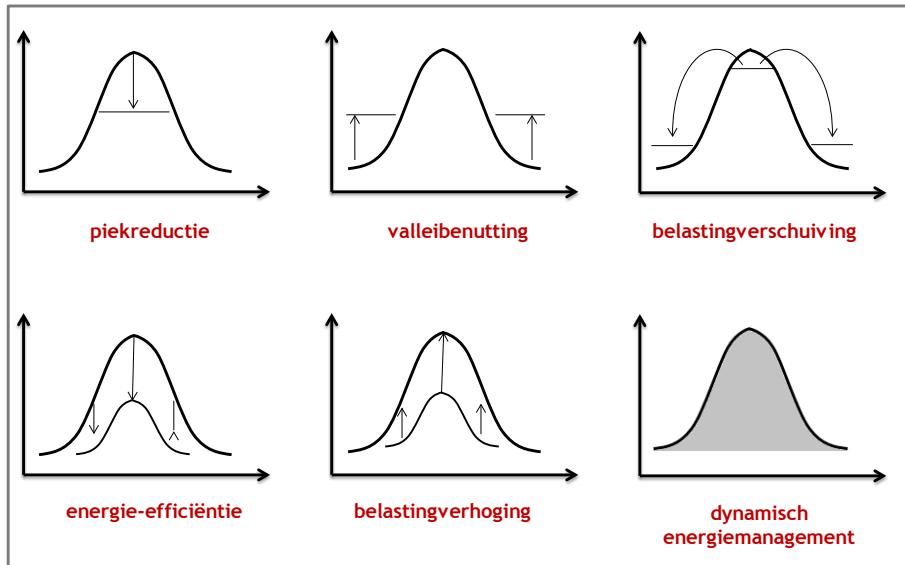
Kleinverbruikers kunnen een belangrijke bron van flexibiliteit worden. Hierbij kan worden gedacht aan de volgende soorten flexibiliteit (zie ook Figuur 22):

- *Piekreductie (peak clipping)*: Tijdens piekuren wordt de belasting verlaagd zodat de vraag gedurende piek verlaagd wordt.
- *Valleibenutting (valley filling)*: Tijdens goedkope uren met weinig vraag wordt de elektriciteitsvraag verhoogd. Hiermee wordt de *load factor* (de verhouding tussen de piekbelasting en de laagste belasting van het systeem verbeterd), wat voordelen met zich mee kan brengen voor de (kosten van) elektriciteitsproductie.
- *Belastingverschuiving (load shifting)*: Het verschuiven van belasting naar een ander moment van de dag om het systeem in de piek te ontlasten (en financieel voordeel te behalen door goedkopere inkoop).
- *Energie-efficiëntie (energy efficiency of strategic conservation)*: Vermindering van de totale energieafname ten gevolge van verhoogde efficiëntie.

¹⁸¹ Zie bijvoorbeeld het gehanteerde capaciteitstarief voor elektriciteit- en gastransport voor huishoudelijke afnemers, waarbij de capaciteit van de aansluiting het transporttarief bepaalt, onafhankelijk van het gebruik.

¹⁸² Afgezien van financiële prikkels kan (in theorie) ook gedacht worden aan regulering (van maximale benutting van het systeem gedurende bepaalde momenten) of technische opties die de vraag automatische gedurende piekmomenten reduceren. Deze mogelijkheden lijken echter af te doen aan de vrijheid van afnemers om het energiesysteem te gebruiken wanneer het hun beliebt. Aangezien energie voor afnemers waarde vertegenwoordigt (in de vorm van comfort, maar ook als middel om waarde te creëren in bedrijfsmatige en industriële activiteiten), zullen afnemers zelf moeten kunnen besluiten in hoeverre de baten van energiegebruik de kosten overstijgen. Deze (economische) afweging kan alleen door de gebruiker zelf worden gedaan, zodat de inzet van financiële prikkels de voorkeur verdient.

- Belastingverhoging (*strategic load growth*): Verhoging van de afname om strategische redenen (bijvoorbeeld door het plaatsen van nieuwe belasting op strategische locaties in het net om de stabiliteit te verbeteren).
- Dynamisch energiemangement (*dynamic energy management of flexible load shape*): Energiegebruik dat zich richt op de systeembehoefte door naar wens als belasting of als productiemiddel op te treden (zoals de inzet van elektriciteitsopslag).



Figuur 22. Verschillende soorten flexibiliteit die door eindgebruikers geleverd kan worden.¹⁸³

Om kleinverbruikers te motiveren flexibiliteit te leveren, moet aan tenminste de volgende randvoorwaarden worden voldaan:¹⁸⁴

1. *De kleinverbruiker moet flexibiliteit kunnen leveren.*

De consument moet (technisch) in staat zijn om de belasting snel te kunnen aanpassen. Hoewel apparaten in theorie handmatig kunnen worden geschakeld, vereist dit in de praktijk automatisering (bijvoorbeeld ingebouwd in witgoed of geregeld door de laadelektronica van elektrische vervoermiddelen).

¹⁸³ Bron: A.S. Chuang and C.W. Gellings, *Demand-side Integration in a Restructured Electric Power Industry*, Cigré SC C6, 2008.

¹⁸⁴ In de literatuur worden ook andere randvoorwaarden voor vraagrespons genoemd, zoals: (voor consumenten) het gebrek aan kennis van de energiemarkt, actuele beschikbaarheid van relevante informatie (zonder dat gebruikers hiernaar extensief moeten zoeken), responsmoeheid (als consumenten handmatig reductiebeslissingen moeten nemen), de kosten van de door gebruikers aan te schaffen systemen en de (soms beperkte) omvang van de besparingen; (voor producenten) de kosten van de te implementeren technologie (zonder dat op voorhand precies bekend is welke inkomsten deze gaan opleveren), de onduidelijke verantwoordelijkheid van leveranciers met betrekking tot besparingen door consumenten en verkeerde prikkels voor medewerkers bij energiebedrijven (die soms beloond worden naar hun bijdrage aan de winst van een onderneming); (structureel) de inrichting van de tariefstructuren, demografische en geografische factoren die het energiegebruik beïnvloeden en (een gebrek aan) beleidsmatige en regulatorische support voor vraagrespons. Zie J.H. Kim en A. Shcherbakova, *Common failures of demand response*, *Energy* 36 (2011) 873-880.

2. *De kleinverbruiker moet geïnformeerd zijn over de behoefte aan (systeem)flexibiliteit.*

Wanneer consumenten geen informatie hebben over het moment dat flexibiliteit geleverd moet worden, kunnen zij ook geen flexibiliteit leveren. Voldoende en tijdige informatie is daarom een eerste vereiste.¹⁸⁵

3. *De beloning voor het leveren van flexibiliteit moet opwegen tegen de kosten.*

Een signaal over de (systeem)behoefte aan flexibiliteit is op zich nog onvoldoende. Verbruikers moeten ook nog de keus maken om daadwerkelijk flexibiliteit te leveren. Dit kan worden 'ingebouwd' (bijvoorbeeld in de vorm van een verplichting voor aangeslotenen, wat zich bijvoorbeeld vertaalt in een automatische respons van apparaten) of met financiële prikkels worden bereikt (waarbij een respons financieel wordt beloond).

Eventueel kan hieraan nog een vierde criterium worden toegevoegd, en wel:

4. *Het systeem moet geïnformeerd worden over de door kleinverbruikers geleverde flexibiliteit.*

Wanneer afnemers flexibiliteit leveren, heeft dit een effect op het systeem (in de vorm van een lagere afnamepiek, een lagere transportbehoefte of een correctie op de systeem-onbalans. In alle gevallen is het wenselijk dat de leverancier, de netbeheerder respectievelijk de systeembeheerder op de hoogte is van de geleverde flexibiliteit (nog voordat deze 'meetbaar' is), omdat ook beslissingen over de inzet van andere (duurdere) middelen genomen moeten worden (en die soms met enige tijdsvertraging flexibiliteit leveren).

De eerste randvoorwaarde betreft een technisch vereiste. Afgezien van de 'handmatige' beslissing om bijvoorbeeld een wasmachine wel of niet aan te zetten, beschikken huishoudelijke afnemers nu over beperkte mogelijkheden om flexibiliteit te leveren. Verwacht wordt dat hiervoor in de toekomst meer mogelijkheden zullen ontstaan.¹⁸⁶

Informering van de consument en de terugkoppeling naar het systeem (de tweede en vierde randvoorwaarde) hangen samen met de interactie tussen afnemers en de partijen die om flexibiliteit vragen. Dit vormt dan ook een belangrijke vrijheidsgraad in de ontwikkeling van de vraagrespons. De derde randvoorwaarde, de beloning die afnemers in het vooruitzicht wordt gesteld, vormt feitelijk het 'besliscriterium' om wel of niet daadwerkelijk flexibiliteit aan te bieden.

¹⁸⁵ Marktinformatie hoeft niet noodzakelijk *realtime* aan de gebruiker zelf te worden aangereikt, maar automatisering kan helpen. Wanneer markt- en netwerkinformatie door een energiemanagementsysteem wordt 'ingelezen', dat hierop vervolgens geautomatiseerd beslissingen neemt, kan flexibiliteit geleverd worden zonder voortdurende bewuste inmenging van de gebruiker. Een alternatief is dat een dienstverlener de markt namens de gebruiker bijhoudt en vervolgens op basis van gemaakte afspraken over de inzet van flexibiliteit beslist.

¹⁸⁶ Afgezien van het schakelen van warmtepompen en elektrische vervoermiddelen kan straks wellicht ook een deel van het reguliere elektriciteitsverbruik via 'intelligent home systems' in de flexibi-leitslevering worden betrokken.

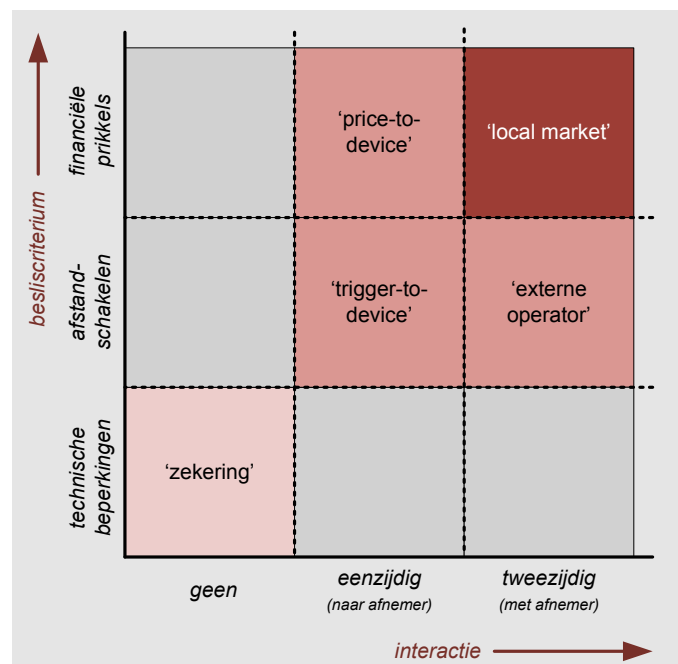
Inzichten vanuit de alternatieve modellen

In het *dienstenmodel* worden beslissingen over de inzet van flexibiliteit genomen door de ESCO. De ESCO is hiertoe ‘gemachtigd’ doordat deze een overeenkomst met de afnemer is aangegaan. Hierin zijn afspraken gemaakt over zowel de te betalen energieprijis als de mate en aard van de door de afnemer te leveren elektriciteit. Hoe de flexibiliteit wordt afgeroepen, is aan de ESCO. Deze kan hiervoor bijvoorbeeld elektronica aan de afnemer ter beschikking stellen.¹⁸⁷

In het *coördinatiemodel* wordt de effectieve behoefte aan flexibiliteit binnen de coöperatie bepaald en wordt onderling overeengekomen hoe hierin wordt voorzien. De afnemers zijn daardoor gezamenlijk verantwoordelijk voor zowel de wijze van interactie tussen gebruikers en het systeem als voor het beslis criterium dat bepaalt wanneer en hoeveel flexibiliteit wordt geleverd.

Mogelijke oplossingen

De betrokkenheid van de eindverbruiker kan worden ingedeeld naar de wijze van interactie met systeem (geen interactie, eenzijdige of tweezijdige interactie) en naar het beslis criterium dat bepaalt wanneer flexibiliteit wordt geleverd. Onder ‘tweezijdig’ wordt verstaan dat degene die de flexibiliteit afroept, ook weet hoeveel hiervan in de praktijk beschikbaar komt. De vijf verschillende wijzen waarop consumenten flexibiliteit kunnen leveren zijn weergegeven in Figuur 23 en worden toegelicht in Tabel 8.



Figuur 23. Participatie van afnemers onderscheiden naar de mate van interactie met de markt en het beslis criterium.¹⁸⁸

¹⁸⁷ In theorie zijn allerlei soorten dienstenovereenkomsten mogelijk, variërend van een pakket waarbij de afnemer geen flexibiliteit levert (maar met een navenant hogere energieprijis) tot pakketten waarin aan de afnemer allerlei ‘beperkingen’ worden opgelegd, die al dan niet via elektronica worden opgevangen (zodat het comfort van afnemers wel of niet wordt beperkt).

¹⁸⁸ Vrij naar Koen Kok, *Dynamic Pricing as Control Mechanism*, IEEE PES General Meeting, 24-29 July 2011.

Tabel 8. Beschrijving van de vijf manieren waarop consumenten flexibiliteit aan het systeem kunnen leveren, beschouwd naar de wijze van interactie en het beslis criterium voor levering.

	BESCHRIJVING	VOOR- EN NADELEN
'zekering'	De elektriciteitsconsumptie wordt technisch beperkt tot een maximale waarde.	Vlakt het gebruik niet discriminatief af (zonder onderscheid naar de waarde van benutting). Geen mogelijkheid voor 'overrulen' van de reductie. Niet tijdsafhankelijk.
'trigger-to-device'	In geval van systeemkrapte wordt een signaal naar specifieke apparaten gestuurd die het gebruik beperken.	Alleen aan/uit signaal. Trigger kan (afhankelijk van de afspraken) worden 'overruled', dus de respons is onbekend (er komt geen signaal terug). Geen relatie tussen de waarde van het verbruik en de waarde van afschakeling voor het systeem.
'externe operator'	Idem, maar nu neemt een dienstverlener de beslissing op basis van afspraken met de gebruiker.	De beslissing wordt op een hoger niveau genomen. Omdat de afnemer de operator informeert, kan deze de waarde van het gebruik in de afweging om te schakelen meenemen. Ook partiële reducties zijn mogelijk.
'price-to-device'	Specifieke apparaten ontvangen prijsinformatie vanuit de markt, die kan worden afgewogen tegen de waarde van gebruik.	De beslissing wordt lokaal genomen. Afweging tussen de waarde van energiegebruik en de waarde van terugregelen. Echter, de respons is voor het systeem onbekend.
'local market'	Devices communiceren met een lokale markt (al dan niet automatisch via ICT).	De waarde van elektriciteitsgebruik wordt continu vergeleken met de elektriciteitsprijs. De beslissing van benutting wordt hierdoor op een hoger niveau genomen.

Afweging

De aard van de informatie-uitwisseling tussen gebruikers en het systeem vormt een belangrijk aspect bij het betrekken van flexibiliteit van huishoudelijke gebruikers. Vooral relevant is of informatie alleen aan gebruikers wordt aangeboden – waarbij de respons voor het systeem vervolgens in het ongewisse blijft – of dat afnemers ook informatie over genomen regelacties aan het systeem terugzenden. Dit laatste verhoogt de waarde van de geleverde flexibiliteit, maar leidt wel tot een meer complexe inrichting van de informatiestructuur.¹⁸⁹

Voor de invulling van het beslis criterium is het vooral van belang *of* een economische afweging (tussen de waarde van vraagreductie *versus* de waarde van flexibiliteit voor het systeem) plaatsvindt en *waar* deze plaatsvindt. Dit kan centraal gebeuren (bij de partij die flexibiliteit behoeft), bij dienstverleners die deze flexibiliteit namens afnemers aggregeren en op de markt brengen of bij de afnemers zelf. Cruciaal is hoe informatie over de waarde van het

¹⁸⁹ Eenzijdig 'aanbieden' van informatie kan op allerlei wijze worden vormgegeven, van relatief simpele mededelingen aan gebruikers ('het komende uur wordt elektriciteit duur') tot meer geavanceerde systemen (bijvoorbeeld *apps* op mobiele telefoons). De respons van gebruikers wordt weliswaar gemeten (voor de afrekening van de geleverde flexibiliteit), maar deze informatie hoeft niet *realtime* te worden verzonden. Op basis van de respons op eerdere berichten kunnen partijen in het systeem mogelijk al een inschatting maken van de flexibiliteit die naar verwachting geleverd zal worden.

Zodra wel om respons wordt gevraagd, moeten (vanuit de gebruiker) inschattingen gemaakt worden van de omvang van de te leveren flexibiliteit alsmede de snelheid waarmee deze beschikbaar komt. Hiervoor zal echter een zekere mate van analyse moeten plaatsvinden, aangezien een toegezegde belastingreductie kan worden gecompenseerd door (toevallige) inschakeling van andere apparaten (die niet in het energiemanagementsysteem zijn vervat).

energiegebruik naar partijen hoger in het systeem wordt doorgegeven, dan wel hoe de waarde van de flexibiliteit voor het systeem (via prijssignalen of andere prikkels) bij afnemers terecht komt. Als beslist moet worden over het leveren van flexibiliteit zonder dat beide waardes bij de ‘besliser’ bekend zijn, ontstaat (per definitie) een suboptimale respons.¹⁹⁰

5.5 Dynamische prijzen en tarieven

Beschrijving

Om over flexibiliteit te kunnen beschikken zal deze moeten worden gewaardeerd en beloond. Zulke beloningen kunnen op allerlei manieren worden gegeven. Hierbij moet de beloning dusdanig zijn dat gebruikers inderdaad tot flexibiliteitslevering (op het juiste moment) worden aanzet.

Bij ‘dynamische prijzen’ gaat het over de prijzen die leveranciers bij hun afnemers in rekening brengen. Bij ‘dynamische tarieven’ gaat het over de tarifiering van het netgebruik. Hoewel de vraag ook voor andere afnemersgroepen relevant is (zoals het midden- en kleinbedrijf), spitst de discussie hieronder zich vooral toe op huishoudelijke afnemers.

Relevantie

De waarde van flexibiliteit wordt ontleend aan de ‘besparing’ die hiermee kan worden gerealiseerd. Deze besparing kan over verschillende partijen zijn verdeeld. Daar waar de besparingen bij een andere partij materialiseren (concreet: de leverancier of de netbeheerder) dan de partij die de betreffende actie moet nemen (de afnemer) kunnen de besparingen via financiële prikkels en beloningen worden doorgegeven.

De achterliggende idee hierbij is dat (een deel van) de baten die aanpassing van het energiegebruik met zich meebrengt door de begunstigde partij via dynamische prijzen en tarieven aan de gebruikers worden doorgegeven die de besparing veroorzaken. In het geval van piekverschuiving en onbalans gaat het om de uitgespaarde kosten die met het kopen van elektriciteit gedurende dure piekuren of op de onbalansmarkt zouden zijn gemoeid. De besparingen die netbeheerders met flexibiliteit kunnen realiseren, hebben bijvoorbeeld te maken met de waarde van de uitgespaarde netinvesteringen of vermeden netverliezen. Een deel van deze waarde kan aan de leveranciers van flexibiliteit (de gebruikers) worden toegekend als prikkel om deze daadwerkelijk aan te bieden.¹⁹¹

De inrichting van zulke dynamische prijzen en tarieven is bepalend voor de omvang van de geleverde flexibiliteit, en dus voor het uiteindelijke effect dat wordt bereikt (de resulterende besparing). Bij een hogere financiële compensatie zal ook sprake zijn van een grotere respons. Hierbij zijn niet alleen de aard en omvang van de prikkel van belang (directe financiële beloning of indirecte compensatie), maar ook de duur waarvoor de prikkels gelden (specifieke tijdsblokken, op afroep, etc.) en de wijze van de interactie met de gebruikers (automatische respons of aanpassingen alleen na een actie door de gebruiker).

¹⁹⁰ De waarde van elektriciteitsgebruik kan ook via technische systemen worden gecommuniceerd, zolang deze maar door eenzelfde partij of systeem kan worden afgewogen tegen de waarde van flexibiliteit voor producenten, de netbeheerder en/of de systeembeheerder.

¹⁹¹ Afgezien van financiële prikkels kan ook met verplichtingen worden gewerkt. Omdat de kosten en baten vaak bij verschillende partijen vallen, lijkt het dan wel redelijk om een deel van de besparingen op de één of andere manier aan de partijen te doen toekomen die de besparing realiseren. Zie verder §5.2.

Toelichting

De huidige energierekening van huishoudelijke verbruikers is grafisch weergegeven in Figuur 24. Een gemiddeld huishouden (met een verbruik van 3.500 kWh/jaar) betaalt op dit moment op jaarbasis ongeveer 200 euro aan netkosten¹⁹² en ruim 300 euro voor de gebruikte elektriciteit.¹⁹³ Hoewel de energierekening bij een hoger verbruik (vanzelfsprekend) stijgt, kan op basis van deze waarden wel een grove inschatting gegeven worden van het huidige potentieel voor te geven prikkels. Ervan uitgaande dat maximaal de helft van de betreffende component variabel wordt¹⁹⁴, betekent dit dat netbeheerders op jaarbasis indicatief maximaal € 100 per afnemer aan prikkels kunnen aanbieden¹⁹⁵ en leveranciers maximaal € 150 euro per jaar.¹⁹⁶ Omgerekend betreft dit (in de huidige situatie) een maximale financiële prikkel van € 25 per maand voor netbeheer en leveranciers tezamen. In het geval alleen de leveranciers financiële prikkels aanbieden, zullen de besparingen voor een huishouden (gemiddeld gesproken) maximaal € 10 tot € 15 per maand bedragen.

Deze (geschatte) besparingen moeten worden afgewogen tegen de hiervoor te maken kosten van zowel het energiemanagementsysteem als het (eventueel verminderde) gemak en comfort. Tevens moeten de besparingen worden vergeleken met andersoortige besparingen die afnemers kunnen realiseren met een soortgelijk financieel effect.¹⁹⁷

¹⁹² Van de 200 euro netkosten voor een huishoudelijke gebruiker zijn circa 120 euro bestemd voor de kosten van de hogere netvlakken en 80 euro voor de kosten van de aansluiting en het laagspanningsnet.

¹⁹³ Hierbij komen nog ruim 30 euro aan kosten voor de elektriciteitsmeter en ongeveer 100 euro aan energiebelasting. Deze laatste is overigens gerelateerd aan het energiegebruik. Een afname in absolute termen (besparing) leidt behalve tot de uitgespaarde elektriciteitsinkoop ook tot een lagere afdracht aan energiebelasting. Een verschuiving van de afname naar andere uren van de dag leidt niet tot een lagere afdracht aan energiebelasting (althans, in de huidige systematiek, waarin het moment van afnemen van elektriciteit niet relevant is voor de hoogte van de energiebelasting).

¹⁹⁴ Deze redenering is niet gebaseerd op de waarde van flexibiliteit in de markt, maar op de gedachte dat situaties onwenselijk zijn dat de netto rekening van afnemers door de prikkels en kortingen zo laag wordt dat energie (bijna) gratis wordt. Om deze reden is de maximale omvang van de prikkel geschat op circa 50 % van de rekening.

¹⁹⁵ Bedacht moet worden dat hier tegenover ook afnemers staan die meer gaan betalen, en wel zodanig dat de totale inkomsten van de netbeheerder min of meer gelijk blijven.

¹⁹⁶ Een maximum van vijftig procent van de netkosten betekent in de praktijk dat de effectieve prikkel voor de meeste afnemers op jaarbasis aanmerkelijk lager is dan dit.

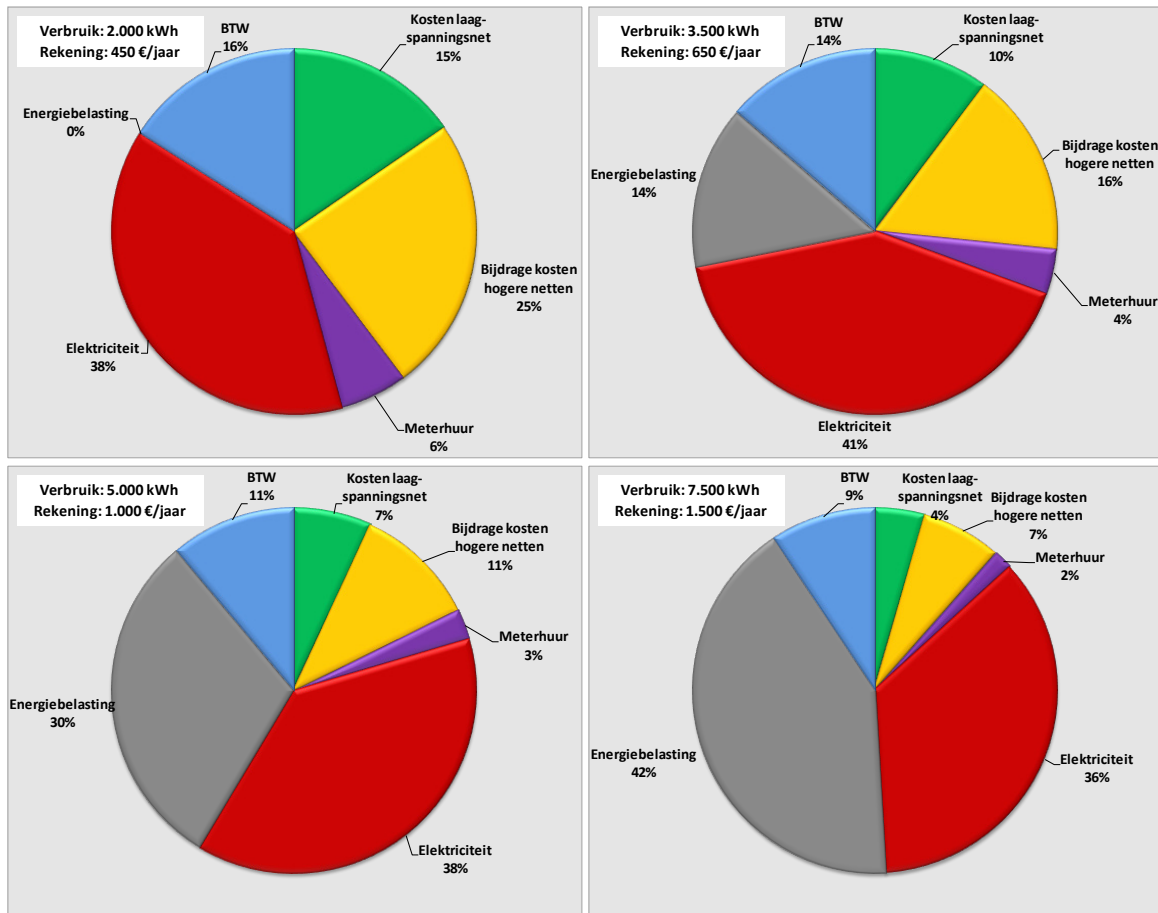
¹⁹⁷ Het inschatten van de verwachte baten van intelligentie voor huishoudens is lastig en de resultaten lopen erg uiteen. Zo zijn er schattingen die stellen dat de baten voor huishoudens meer dan € 100 per jaar kunnen bedragen, vooral gebaseerd op de waarde van flexibiliteit voor de APX en de onbalansmarkt en uitgaande van 'vermarkting' van de huishoudelijke flexibiliteit door een professionele handelaar (P. van Hoorik en R. Westerga, *Eindrapport SmartProofS*, Energy Valley, 2011, p.46). Hoe hoger de baten, hoe aantrekkelijker *home automation* wordt.

Als de initiële kosten van een energiemanagementsysteem ongeveer € 400 bedragen en deze jaarlijks een besparing van € 50 euro opleveren, is de terugverdientijd van het systeem acht jaar. Dit lijkt relatief lang gegeven de omvang van de besparingen. Het komt overeen met een *internal-rate-of-return* van (slechts) 5,3 % gedurende een (veronderstelde) systeemlevensduur van tien jaar.

Omgekeerd en uitgaande van een rentevoet van 5 %, bedraagt de *return-on-investment* (ROI), in investeringsanalyses vaak gebruikt om verschillende investeringsopties onderling af te wegen, ongeveer 1. Dat wil zeggen dat de (netto contante) baten gedurende de levensduur van het systeem van 10 jaar min of meer opwegen tegen de initiële investering. Anders geformuleerd: de initiële kosten van € 400 voor een energiemanagementsysteem zijn ongeveer gelijk aan de netto contant gemaakte som van de jaarlijkse besparingen van € 50 euro (die over 10 jaar bij een rentevoet van 5 %) ook ongeveer € 400 opleveren. Overigens worden hierbij geen milieu- en besparingseffecten meegerekend (gerealiseerde absolute besparing, minder netaanleg of productie-installaties, etcetera).

Investeringsen in huisautomatisering lijken bij deze prijsuitgangspunten (nog) niet heel aantrekkelijk (hoewel ook andere factoren in de investeringsbeslissing kunnen meespelen zoals duurzaamheid). Dit

Bovenstaande is berekend aan de hand van het huidige elektriciteitsverbruik tegen de huidige elektriciteitsprijzen. Omdat de integrale kosten van duurzame elektriciteit in veel gevallen hoger zijn dan die van elektriciteit uit fossiele bronnen, kan de toekomstige energierekening stijgen. Verder kan de elektriciteitsprijs volatieler worden bij een groter aandeel duurzame elektriciteit (wat zich uit in perioden met afwisselend erg lage en zeer hoge prijzen). Dit betekent dat de waarde van flexibiliteit in de toekomst mogelijk zal toenemen, wat het voor afnemers financieel aantrekkelijker maakt om flexibiliteit aan het systeem te leveren. Zulke prijsstijgingen werken naar verwachting vooral door in de leveringskosten.¹⁹⁸



Figuur 24. Globale opdeling van de elektriciteitsrekening van een huishouden met een jaarverbruik van 2.000 kWh, 3.500 kWh, 5.000 kWh respectievelijk 7.500 kWh (prijsniveau 2012).

Het maken van een inschatting van de uiteindelijke omvang van de geleverde flexibiliteit (de effectieve vraagrespon) is niet mogelijk. Verschillende studies geven hiervoor verschillende waarden, die niet alleen afhangen van de gehanteerde beprijzingsmethode maar ook van de wijze van implementatie ('handmatige' beslissingen versus automatische respons), de specifieke

kan echter veranderen als de kosten van zulke systemen dalen (door standaardisatie, massaproductie en ex-fabriek inbouw in huishoudelijke apparaten) of de waarde van flexibiliteit in de toekomst stijgt.

¹⁹⁸ De netkosten ontwikkelen zich gematigd tenzij aanzienlijke aantallen (elektrische) warmtepompen en elektrische auto's in het systeem moeten worden opgenomen. In dat geval zijn mogelijk netverzwaringen nodig, die op specifieke locaties wellicht door de inzet van flexibiliteit van afnemers kunnen worden uitgespaard. In zulke situaties kan het wenselijk zijn om deze met hogere financiële prikkels beschikbaar te doen komen.

context (zoals het land waar de studie is uitgevoerd) en de hoogte van de gegeven prikkels.¹⁹⁹ Als gevolg hiervan is nog veel onduidelijk over de waarde van vraagrespons en de 'optimale' inrichting van de dynamische prijzen.

Wel wijst onderzoek uit dat prijssystemen gericht op een reductie van de piek in combinatie met automatische respons door afnemers vooralsnog het effectiefst lijken.²⁰⁰ Overigens zijn er ook aanwijzingen dat *realtime* elektriciteitsprijzen niet alleen tot een verlaging van de piekafname leiden, maar tevens besparingen realiseren, doordat niet alle elektriciteitsvraag op een ander moment volledig wordt gecompenseerd.²⁰¹

Inzichten vanuit de alternatieve modellen

In het *dienstenmodel* arrangeert de ESCO de flexibiliteit. De gewenste vraagrespons wordt in het contract opgenomen, waarbij afnemers gunstiger voorwaarden krijgen als zij bereid zijn om meer flexibiliteit te leveren. De kosten van de hiervoor benodigde systemen worden tevens hierin versleuteld (afhankelijk of ESCOs aan hun afnemers eigen systemen leveren dan wel systemen gebruiken waarover afnemers al beschikken). Doordat de flexibiliteit geen afzonderlijke prijs heeft maar afnemers kiezen tussen verschillende 'pakketten' (met meer of minder flexibiliteitslevering) hoeven afnemers geen afzonderlijke beslissing te nemen over het wel of niet gaan leveren over flexibiliteit.

In het *coördinatiemodel* spreken afnemers onderling af op welke wijze het energiesysteem wordt benut. Zowel in het ontwerp als bij de bedrijfsvoering kan rekening worden gehouden met een optimale inzet van flexibiliteit. Ook hierbij geldt dat flexibiliteit deel uitmaakt van een *package deal*, zodat in principe geen afzonderlijke keus door afnemers hoeft te worden gemaakt voor het wel of niet aanbieden van flexibiliteit. De kosten en baten die de levering van flexibiliteit met zich meebrengen, kunnen over de deelnemers in de coöperatie worden versleuteld.

Mogelijke oplossingen

Wanneer geabstraheerd wordt van geïntegreerde prijzen en tarieven (waarbij de verplichte levering van flexibiliteit een onderdeel van de energielevering vormt²⁰²), ligt het voor de hand dat afnemers financiële prikkels ontvangen om flexibiliteit te leveren. De omvang van deze prikkels is (idealiter) gerelateerd aan de waarde van de flexibiliteit in de markt.

¹⁹⁹ Faruqi et al. noemen de resultaten van verschillende studies, die variëren van reducties tot 10 % in geval dubbeltarief (*time-of-use*) systemen tot bijna 50 % in het geval van piektarieven (*critical peak pricing*). Zie A. Faruqi, D. Harris en R. Hledik, *Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment*, Energy Policy, **38**, 2010, 6222-6231.

²⁰⁰ Newsham et al. concluderen dat programma's op basis van piektarieven (*critical peak pricing*) in combinatie met geautomatiseerde respons van huishoudens een reductie van de piek met 30 % realistisch maakt, terwijl dubbeltariefsystemen verbruikspieken op zijn hoogst met 5 % verminderen. Zie G.R. Newsham en B.G. Bowker, *The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak Electricity use: A review*, Energy Policy, **38**, 2010, 3289-3296.

²⁰¹ Zie H. Allcot, *Rethinking real-time electricity pricing*, Resource and Energy Economics, **33**, 2011, 820-842. Overigens zijn er ook studies die het omgekeerde effect suggereren: Doordat afnemers hun verbruik gedurende piekuren reduceren, ontstaat de idee dat energiegebruik op andere uren wel geaccepteerd is, waarbij de piekreductie (qua omvang) niet opweegt tegen een stijging van het energiegebruik in de daluren. Zie Y. Strengers, *Air-conditioning Australian households: The impact of dynamic peak pricing*, Energy Policy, **38**, 2010, 7312-7322.

²⁰² Zoals bij de alternatieve denkmodellen gebeurt, waar de levering van flexibiliteit een onderdeel van het door de ESCO aangeboden energiepakket vormt dan wel deel uitmaakt van de lokale optimalisatie van het energiesysteem in de coöperatie.

Er zijn allerlei systemen om afnemers zulke prikkels te geven. De belangrijkste prikkels met betrekking tot de levering van elektriciteit zijn weergegeven in Tabel 9.²⁰³ Op basis hiervan kan het volgende worden opgemerkt:

- De leveringstarieven (of beter: leveringsprijzen) zijn marktgebaseerd. Leveranciers zijn vrij in het bepalen van de hoogte ervan (afhankelijk van hun marktstrategie) en in de wijze waarop zij deze invullen (dus de keus van het prijssysteem). In principe kan elke leverancier daarom een andersoortig prijssysteem hanteren.²⁰⁴
- De verschillende systemen verschillen in de ‘granulariteit’ van de prijsprikkel: Hoe ‘geavanceerder’ het systeem, hoe dichter de door afnemers te betalen prijs de (schommelingen van de) *realtime* prijs volgt.
- De keerzijde is dat afnemers in hun afnamegedrag nog wel rekening kunnen houden met vaste prijsblokken (gedurende bepaalde uren van de dag), maar voor meer geavanceerde systemen (die gerelateerd zijn aan actuele piekprijzen in het systeem of *realtime* prijzen) is ICT nodig om afnemers op zulke piekprijzen opmerkzaam te maken.
- De respons van afnemers op zulke prijzen dient bij geavanceerde systemen eveneens in toenemende mate geautomatiseerd te worden. Schakeling van apparaten gebeurt dan door een energiemanagementsysteem in plaats van handmatig door de afnemer zelf. Zeker als sprake is van *realtime* prijzen, is de beschikbare responstijd voor afnemers in de praktijk te kort om hiervan (maximaal) te profiteren – zelfs als de afnemer voortdurende actuele energie-informatie tot zich neemt.
- Verwacht mag worden dat afnemers in hun energiemanagementsysteem vooraf hun responsstrategie kunnen definiëren (dat aangeeft welke mate van afnamereductie en/of verschuiving wordt aangeboden bij welk prijsniveau).
- Aangezien de energiemarkt werkt op basis van programmatijdseenheden van 15 minuten maar sommige energieverbruikende apparatuur na inschakeling gedurende een bepaalde tijdsduur actief is²⁰⁵, moet het energiemanagementsysteem een inschatting maken van de waarschijnlijkheid dat de energieprijzen hoog of laag blijven.²⁰⁶ Dit kan op basis van heuristiek, maar ook kunnen energieleveranciers meerwaarde leveren door relevante informatie over de marktprijzen (als onderdeel van hun dienstenpakket) aan hun klanten aan te bieden.

²⁰³ Behalve de in de tabel opgenomen prijsmodellen worden voor energiebesparing ook andersoortige methoden gehanteerd, zoals het *paid-for-adoption* model (waarbij gebruikers door subsidies en financiële prikkels worden gestimuleerd om bepaalde acties te ondernemen) of het *paid-for-performance* model (waarbij een bonus verbonden is aan een meetbare reductie van het energiegebruik). Daarnaast kan via convenanten en publieksbeïnvloeding geprobeerd worden om het energiegebruik te beïnvloeden. Ten slotte kan het één en ander ook via de technische voorwaarden worden geregeld, zoals een vastgestelde maximaal elektriciteitsgebruik of een verplichte bijdrage van gebruikers aan een systeembehoefte aan flexibiliteit.

²⁰⁴ Een nadeel van diversificatie van prijssystemen is dat de markt ontransparanter wordt (vergelijk de markt voor tarieven voor mobiele telecommunicatie). Hierdoor wordt het kiezen van de meest aantrekkelijke aanbieder voor afnemers complexer, omdat de aanbiedingen zich dan moeizaam onderling laten vergelijken. Op den duur kan dit de competitiviteit van de energiemarkt verminderen. Een zekere mate van standaardisatie van de aangeboden producten lijkt om deze reden wenselijk.

²⁰⁵ Dit kan vergeleken worden met ‘blokbiedingen’ op de APX, die het mogelijk maken dat een elektriciteitsproductie-installatie voor een aantal aaneengesloten uren wordt afgeroepen.

²⁰⁶ Marktprijzen op de APX zijn een dag van tevoren bekend, dus kunnen in principe aan het begin van de dag in het systeem worden ingelezen. Onbalansprijzen zijn echter *realtime* prijzen, waarbij niet eenvoudig te voorspellen is welke onbalans verwacht wordt voor de volgende programmatijdseenheid.

Tabel 9. Overzicht van meest gebruikelijke methoden voor dynamische beprijzing van elektriciteit (*commodity*).²⁰⁷

	BESCHRIJVING	OPMERKING
ENKELTARIEF	Enkel tarief voor elektriciteitsafname voor elk uur.	Geen gebruiksprikkels, dus geen prikkel voor flexibiliteit.
DUBBELTARIEF (OF: <i>TIME-OF-USE</i> , TOU)	Hoger tarief voor elektriciteitsgebruik overdag, lager tarief voor verbruik 's nachts en in het weekend.	Prikkel voor globale vraagverschuiving naar nacht- en weekenduren, maar weinig specifiek. ²⁰⁸
SUPER-DUBBELTARIEF (<i>SUPER PEAK TOU</i>)	Als dubbeltarief, maar het hoge tarief geldt alleen voor een korte periode (typisch minder dan vier uur).	Geeft sterkere prikkels dan een dubbeltarief om afname tijdens vaste piekuren te verminderen; er is geen garantie dat de tariefpiek samenvalt met afnamepiek.
PIEK TARIEF (<i>CRITICAL PEAK PRICING</i> , CPP)	Als dubbeltarief, maar het hoge tarief geldt alleen tijdens de piek gedurende een beperkt aantal dagen.	Mogelijkheid om het tarief te verhogen bij een verwachte systeempiek; de omvang van de verhoging hoeft niet noodzakelijk in lijn te zijn met de actuele marktprijs.
GESTAFFELD TARIEF	Combinatie van super-dubbeltarief en piektarief: piektarief gedurende enkele uren op gewone dagen, maar superpiektarief gedurende een beperkt aantal dagen.	Prikkels om de afname gedurende de (standaard) piekuren te verminderen en een extra reductie te realiseren gedurende een verwachte superpiek. Tariefverhoging niet noodzakelijk in lijn met actuele marktprijs.
PIEKKORTING (<i>PEAK TIME REBATE</i> , PTR)	Vast tarief in combinatie met een bonus voor een afnamereductie (beneden een afgesproken niveau) gedurende specifieke piekuren (<i>'interruptible load'</i>).	Vormt in feite een <i>forward</i> contract voor een bepaalde omvang flexibiliteit.
<i>REALTIME PRICING</i> (RTP)	Prijzen die per uur (of kwartier) variëren, conform de actuele marktprijs.	Reflecteert actuele elektriciteitsprijs, dus geeft een realistische prikkel.

Met betrekking tot transport zijn er evenzo verschillende methoden voor beprijzing. De belangrijkste worden in Tabel 10 genoemd. Enkele observaties hierbij zijn:

- Tarifiering van het net is op korte termijn een verdelingsvraagstuk (het *reguleringsperspectief*). Vanwege de lange levensduur van netcomponenten, is een randvoorwaarde dat de tarieven op zo'n manier worden vastgesteld dat de tariefinkomsten de integrale netkosten min of meer dekken.²⁰⁹ Echter, de benutting van de netten op de korte termijn geeft ook signalen voor netuitbreiding op de lange termijn. Indirect kunnen de tarieven dus congestie bevorderen of juist voorkomen. Voor de langere termijn zijn besparingen op uitbreidingen van de infrastructuur mogelijk, afhankelijk van hoe het net wordt gebruikt.

²⁰⁷ Zie bijv. S. Sergici and A. Faruqui, *Dynamic Pricing: Past, Present and Future*, The Brattle Group, 2011.

²⁰⁸ Dubbeltarief prijzen worden in Nederland veel toegepast. Hiervoor is een meter met een dubbel (dag/nacht) telwerk nodig. Vanuit het net worden 'toonfrequentpulsen' gestuurd, die het telwerk 's ochtends en 's avonds laten omschakelen. Het prijsverschil tussen het dagtarief en het nachttarief is de afgelopen jaren echter steeds kleiner geworden, zodat de prijsverschillen niet (meer) heel groot zijn.

²⁰⁹ Afgezien dan van prikkels die vanuit het reguleringssysteem worden opgelegd.

Bij de toerekening van de kosten aan de aangesloten afnemers kan het kostenveroorzakingsprincipe wel, beperkt of niet worden gehanteerd.²¹⁰

- De energienetten hebben een maatschappelijke functie, in de zin dat zij economische activiteit mogelijk maken en leefcomfort bieden (waarbij elektriciteitslevering een essentiële dienst vormt). Besparingen op de netkosten vormen geen doel op zich, maar moeten worden afgewogen tegen de maatschappelijke waarde van de geleverde energie. Het beleidsmatige doel hierbij is om de voorziening (op de korte én lange termijn) zo efficiënt mogelijk in te richten.
- Bepalend voor de inrichting van een tariefsysteem is de vraag of een korte termijn focus of een lange termijn focus wordt gehanteerd. Op dit moment prevaleert het korte termijn perspectief. Dit houdt in dat de netkosten voor het hele systeem (min of meer) vastliggen. Ze worden via het vaste (capaciteits)tarief over de consumenten verdeeld. De aanname daarbij is dat alle gebruikers in de piek maximaal kunnen verbruiken.²¹¹ Via het tariefsysteem worden deze kosten omgeslagen over alle verbruikers, onafhankelijk van hun gedrag.
- Vanuit een lange termijn perspectief geeft het systeem voor nettarifering ook locatie- en benuttingsprikkel aan gebruikers. Wanneer gebruikers het net ‘optimaal’ gebruiken, zijn minder nieuwe investeringen nodig (en kan mogelijk ook op netverliezen worden bespaard²¹²). Via dynamische tariefsystemen kunnen gebruikers geprikkeld worden om het net efficiënt te gebruiken. Zulke prikkels relateren het actuele netgebruik van afnemers op de systeemkosten die dit met zich meebrengt. Op termijn kunnen hiermee (in theorie) nieuwe investeringen worden vermeden of uitgesteld. Door lokale netten kunnen mogelijk ook investeringen in hogere netvlakken worden uitgespaard.
- Systemen met congestieprijsen en een afregelbonus gaan ervan uit dat optredende (dreigende) overbelasting van het net (door een hogere transportvraag dan de beschikbare netcapaciteit) kan worden voorkomen. In beide gevallen probeert de netbeheerder de transportvraag te reduceren (door aanpassing van de vraag of het aanbod): in het geval van congestieprijsen door de transportkosten duurder te maken, in het geval van een afregelbonus door afnemers via financiële beloning te stimuleren om de transportvraag te reduceren.²¹³ Een complicatie van congestieprijsen is dat deze extra inkomsten gene-

²¹⁰ Dit uit zich bijvoorbeeld in de vraag of producenten wel of niet aan de kosten van het net moeten meebetalen (in geval van een producententarief zijn de resulterende kosten voor verbruikers lager) en over de toepassing van een cascadesysteem (zie hiervoor §5.3).

²¹¹ Het grootste deel van de transportkosten van afnemers is gerelateerd aan het uitgelegde net. Zodra een afnemer een aansluiting op het net heeft, zijn de kosten door de netbeheerder gemaakt en moeten deze vanuit de tarieven worden terugverdiend. Het deel dat de betreffende gebruiker niet zelf betaalt, wordt daarom gesocialiseerd.

Overigens houden netbeheerders er bij het netontwerp al rekening mee dat niet alle gebruikers het net gelijktijdig maximaal zullen gebruiken. Het elektriciteitsnet is daarom al aangelegd voor een lagere gelijktijdigheid (wat zich uit in een dunner, en dus goedkoper net).

²¹² De netverliezen zijn in Nederland (door de beperkte geografische schaal van het elektriciteitsnet) relatief beperkt. De totale jaarlijkse netverliezen bedragen met 5.400 GWh circa 5 % van de totaal getransporteerde energie. Hiervan zijn circa 3.800 GWh echte (fysieke) netverliezen. Het restant betreft zogenoemde ‘administratieve verliezen’, die ondermeer voortkomen uit niet-inbaar verbruik en reconciliatie, allocatie- en meetfouten). De verliezen op de laagspanningsnetten bedragen ongeveer 40 % hiervan, dus circa 1.500 GWh (wat overeenkomt met ongeveer 1,5 % van de totaal getransporteerde energie). Zie NMa/SEO, *Onderzoek naar de methodologie voor de verdeling van de kosten van netverliezen*, maart 2011.

²¹³ Het verschil tussen beide methoden is dat er bij congestieprijsen een garantie is dat de transportvraag voldoende wordt verminderd, doordat de congestietoeslag hiertoe net zolang wordt verhoogd. In het geval van een afregelbonus is die garantie er niet automatisch. In dit geval moet de netbeheerder de bonus op voorhand zo vaststellen dat voldoende respons verwacht mag worden, of moet de net-

renen.²¹⁴ Een complicatie van een afregelbonus dat deze voor de netbeheerder extra kosten met zich meebrengt (die zich moeten verhouden tot de bespaarde netkosten).²¹⁵

- Op lange termijn kan worden gezien in hoeverre de verwachte transportvraag zo hoog blijft dat netuitbreiding noodzakelijk is, of dat de inzet van congestie management of dynamische prijzen ook op langere termijn verkieslijk zijn.²¹⁶

Overigens heeft het hanteren van dynamische prijzen als consequentie dat voor consumenten een 'prijrisico' ontstaat. Bij de huidige tarieven weten consumenten van tevoren hoe hoog hun energiekosten zullen zijn (afgezien dan van het volumerisico, aangezien het daadwerkelijke energiegebruik over de jaren wat kan variëren).

Hoewel dynamische prijssystemen zo kunnen worden ontwikkeld dat de *gemiddelde* energieprijs gelijk is aan die onder het huidige (nagenoeg vlakke) enkel- of dubbeltariefsysteem²¹⁷, zal de *spreiding* ten opzichte van dit gemiddelde toenemen: Afnemers die relatief veel energie gedurende piekuren afnemen, zullen meer kwijt zijn, afnemers die meer tijdens daluren gebruiken zijn goedkoper uit. Positief beschouwd leidt dit voor afnemers tot de mogelijkheid om hun energierekening te beïnvloeden. De keerzijde is dat afnemers behalve met het volumerisico ook met een prijsrisico worden geconfronteerd doordat zij blootgesteld worden aan (korte termijn) prijsfluctuaties, waarop gereageerd moet worden. Het is mogelijk dat de leverancier deze risico's (gedeeltelijk) overneemt en vaste prijzen aanbiedt aan de gebruiker, al dan niet in combinatie met afspraken over het verbruik of het leveren van flexibiliteit.²¹⁸

beheerder deze respons van tevoren hebben 'gecontracteerd' (zodat afroep een min of meer automatische respons genereert).

²¹⁴ De congestieopbrengsten vormen een 'nadeel' omdat deze additioneel aan de reguliere tariefinkomsten worden gegenereerd. Deze moeten derhalve (*ex post*) in het reguleringsmodel worden meegenomen dan wel worden bestemd voor specifieke doelen (*ringfencing*). Wanneer de netbeheerder de congestieopbrengsten zonder meer mag behouden, leiden deze tot een (ongewenste) prikkel voor onderinvestering. Immers, door minder te investeren dan nodig, wordt op kapitaalslasten bespaard terwijl de congestieopbrengsten daardoor juist stijgen.

²¹⁵ Zie ook R.A. Hakvoort et al., *A system for congestion management in the Netherlands – Assessment of the options*, D-Cision en The Brattle Group, Zwolle, 2009.

²¹⁶ De mogelijkheden hiervoor worden mede door het juridische kader bepaald. In geval de transportplicht (onverkort) wordt gehandhaafd, zijn netbeheerders verplicht om het netwerk te verzwaren en kunnen congestie management en de afregelbonus alleen als tijdelijke overbrugging worden gebruikt.

²¹⁷ Dit is overigens geen vast gegeven. In principe kunnen de totale kosten ook toe- of afnemen. In het eerste geval leidt dit tot extra inkomsten bij leveranciers of netbeheerders, waarbij de vraag is of deze al dan niet aan gebruikers moeten worden 'teruggegeven' (en op welke wijze).

²¹⁸ In een situatie zonder transactiekosten kunnen afnemers zich tegen prijschommelingen indekken (*hedgen*), waarbij het prijsrisico wordt gemitigeerd. Effectief leidt dit weer tot een vlak afname-tarief. In de praktijk zijn hieraan echter transactiekosten verbonden, omdat het prijsrisico op de verzekeraar overgaat. In een situatie met dynamische prijzen zullen afnamecontracten op basis van vaste tarieven dan ook duurder worden. Vanuit de perspectief van energiebesparing en bewust energiegebruik lijkt dit overigens ook wenselijk. Zie W.W. Hogan, *Fairness and Dynamic Pricing: Comments*, *The Electricity Journal*, **23**, July 2010, 28-35.

Tabel 10. Overzicht van verschillende methoden voor dynamische beprijzing van elektriciteitstransport.

	BESCHRIJVING	OPMERKING
CAPACITEITSTARIEF	Tarief (in kilowatt of megawatt) op basis van de omvang van de aansluiting op het net.	Tarief is onafhankelijk van het daadwerkelijke gebruik van de aansluiting (en het tijdstip hiervan).
GEBRUIKSTARIEF	Tarief (in kWh of MWh) is afhankelijk van het daadwerkelijke gebruik van het transportnet.	Omdat de inkomsten voor netbeheerders afhangen van het daadwerkelijke netgebruik (dat per jaar kan variëren), moet het reguleringsmodel het volumerisico mitigeren.
COMBINATIETARIEF	Combinatie van bovengenoemde capaciteit- en gebruikstarieven, zodat een deel van het tarief vast is en een deel variabel.	
DYNAMISCH NETTARIEF	Gebruikstarief waarbij de hoogte afhankelijk is van de netbelasting.	Signalen over de netbelasting moeten door de netbeheerder aan gebruikers worden gegeven.
NODAL PRICING	Tarief waarbij de elektriciteitsprijs (als <i>commodity</i>) locatieafhankelijk is omdat de (net)kosten van congestie en verliezen hierin worden doorberekend.	<i>Nodal pricing</i> geeft prikkels voor efficiënt netgebruik omdat de kosten van transport in de elektriciteitsprijs worden verrekend. Een nadeel is dat de bepaling van de elektriciteitsprijs (rekenkundig) heel complex is en dat de prijzen voor afnemers per locatie variëren.
CONGESTIEPRIJZEN	‘Toeslag’ voor benutting van het systeem.	Marktbenadering, waarbij de momentane transportprijs bij congestie zodanig wordt gewijzigd dat het netgebruik zakt tot onder de maximale netbelasting.
AFREGELBONUS	Tariefsysteem (naar keuze) met daarbij een prikkel (beloning) om tijdens piekuren (op afroep) het netgebruik te reduceren.	Trigger vanuit de netbeheerder naar afnemers om het netgebruik te verminderen met een financiële beloning als compensatie. De netbeheerder moet hierbij wel de garantie hebben dat het systeem voldoende transportreductie zal kunnen realiseren.

Afweging

Onderzoek toont aan dat huishoudelijke afnemers wel degelijk op prijssignalen willen reageren, maar de respons afhankelijk is van het gekozen systeem. Dubbeltariefssystemen geven de laagste respons en systemen die zich alleen op een beperkt aantal piekmomenten richten, de hoogste. Wel blijkt de respons niet alleen aan de financiële prikkels gerelateerd, maar ook afhankelijk van bijvoorbeeld socio-economische factoren, het afnameprofiel van de betreffende groep, de opzet van het programma, de beschikbaarheid van ondersteunende technologie (zoals displays of automatisering) en de beschikbare bronnen voor flexibiliteit. De kern van het succes lijkt evenwel te liggen in de mate waarin systemen zich erop richten om op de behoeften van de afnemers in te spelen.²¹⁹

²¹⁹ “The central difference we found between pilot success and failure is the ability of the program designers to meet consumer needs through the demand side program. Meeting a need is the foundation of consumer engagement and thereby of a program success. The technology is the enabler

Afgezien hiervan lijkt het voor de inrichting van dynamische prijzen en tarieven van belang om (in ieder geval) twee afwegingen te maken:

1. De financiële prikkel of beloning moet voor afnemers dusdanig aantrekkelijk zijn (of zodanig met het geheel aan geleverde energiediensten zijn geïntegreerd) dat afnemers gemotiveerd worden om aan het programma deel te nemen.²²⁰ Hierbij moet rekening worden gehouden met de kosten van de te installeren voorzieningen (zoals een slimme meter, het energiemanagementsysteem, etc.) alsmede met een ‘dode band’ waar beneden afnemers (vermoedelijk) relatief ongevoelig zijn voor financiële prikkels.²²¹
2. Vanuit het systeem moet de door afnemers beschikbaar gestelde flexibiliteit in de praktijk kunnen worden afgeroepen. Hoe meer de beloning uit een *realtime* behoefte aan flexibiliteit voortkomt, hoe sneller de respons dient te zijn en dus hoe meer automatisering noodzakelijk is.

De vraagrespons van een enkele huishoudelijke afnemer is in absolute termen relatief klein. Flexibiliteit heeft daarom alleen marktwaarde als die kan worden samengevoegd (geaggregeerd) met vraagrespons van andere huishoudens of partijen. Dit betekent dat gelijktijdige afroep (of coördinatie hiervan) wenselijk is – de functie van aggregator (zie §3.4.3).

Relevant is ten slotte dat afnemers keuzevrijheid hebben om flexibiliteit te leveren aan de partij van hun voorkeur. Afnemers zijn daarom vrij om al dan niet in te gaan op een verzoek om vraagrespons te leveren. Er zijn daarentegen aanwijzingen dat niet alle consumenten met betrekking tot hun energiegebruik rationeel handelen. Zo worden financiële besparingen afgewogen tegen andere functies, zoals comfort en persoonlijke preferenties.²²² Tevens is de mate van participatie van afnemers in het leveren van flexibiliteit afhankelijk van de omvang van de initiële investering²²³ en blijken grote groepen afnemers ongevoelig voor de energieprijzen. Dit laatste kan allerlei (vooral sociale) oorzaken hebben, variërend van ouderen voor wie het voortdurend benutten van de warmtevoorziening een ‘verzekering’ vormt tegen verkoudheid, tot kwetsbare afnemersgroepen die veel grotere problemen hebben om zich druk over te maken (*fuel poverty*).²²⁴

Behalve kleinverbruikers kunnen ook kleinzakelijke afnemers flexibiliteit leveren. De bereidheid en omvang hiervan zijn afhankelijk van de bedrijfsactiviteiten. Hierover kan vooralsnog weinig generieks worden vermeld, behalve dat verwacht wordt dat bedrijven rationeler zullen handelen dan huishoudelijke afnemers.

within this value chain. Therefore, unless a technology is equipped to act as a support to consumer engagement, it will not create savings or improve systems efficiency.” (J. Stromback, C. Dromacque and M.H. Yassin, *The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison*, Vaasa/ETT, 2011).

²²⁰ Het alternatief is dat afnemers energie gebruiken conform hun eigen wensen en de energierekening zonder meer betalen. De afnemers zijn dan indifferent over de kosten van energiegebruik (of de waarde van de te behalen besparingen).

²²¹ Verwacht mag worden dat hoe hoger de initiële investering is, hoe hoger de dode band wordt. Anders geformuleerd: het realiseren van een besparing van 10 euro in een situatie dat geen kosten hoeven te worden gemaakt, wordt anders gewaardeerd dan het kiezen voor een besparing van 110 euro waarbij allereerst voor 100 euro kosten moeten worden gemaakt.

²²² Een voorbeeld is het gebruik van spaar- en ledlampen, waarvan de lichtkleur niet door iedereen wordt gewaardeerd. Ook blijkt dat het energiegebruik bij modernere applicaties (met name elektronica) aanmerkelijk minder kan worden beïnvloed dan bij meer ‘ouderwetse’ energiegebruikende apparaten.

²²³ Een positieve (netto contante) waarde van het installeren van een energiemanagementsysteem is niet voldoende. Naarmate de besparingen meer geleidelijk in de tijd worden gematerialiseerd (terwijl de investering *up front* plaatsvindt), blijken afnemers minder bereid hiertoe over te gaan.

²²⁴ Zie L.M. Platchkov en M.G. Pollitt, *The Economics of Energy (and Electricity) Demand*, Cambridge Working Paper in Economics, 1137, 2011.

Het is mogelijk dat leveranciers nieuwe diensten of combinaties van diensten aanbieden die afnemers in staat stellen om een (meer) rationele afweging te maken. Het is onzeker hoe het systeem zich in dit opzicht zal ontwikkelen. In de telecomsector is de ontwikkeling snel gegaan en zijn afnemers eraan gewend geraakt om actief te kiezen uit verschillende contractvormen. Onbekend is of een dergelijke transformatie in de energievoorziening ook zal plaatsvinden.

6 Ruimte voor lokale energiesystemen

Doel van het hoofdstuk

Dat de lokale voorziening in de toekomst deel zal uitmaken van de totale voorziening, staat vast. Hoe groot dat aandeel zal zijn, is nog niet duidelijk en ook lastig te voorspellen. Evenmin is nu duidelijk in hoeverre (en in welke mate) lokale energiesystemen voordelen met zich meebrengen ten opzichte van centrale systemen.

Verandering en innovatie

Als innovatie dient de lokale voorziening een eerlijke kans te krijgen om zich te ontwikkelen. Het speelveld moet gelijk zijn. Gelijke kansen voor lokale en centrale systemen is een voorwaarde voor een efficiënte ontwikkeling van de energiesector. Dit past ook bij een economisch beleid dat technologieneutraal is en waarbij de overheid alleen stimuleert met generieke instrumenten zoals subsidies en belastingen.

In dit hoofdstuk worden suggesties gedaan voor veranderingen in het systeem van wet- en regelgeving om meer ruimte te bieden aan de lokale voorziening en de bijbehorende functies, zoals de energiegebruiker, de netbeheerder en de leverancier. Aangezien het succes hiervan via *desk studies* slechts beperkt kan worden beoordeeld, wordt voorgesteld om ruimte te creëren voor experimenten om de voor- en nadelen van alternatieve arrangementen in de praktijk uit te testen.

Ruimte bieden aan lokale ontwikkelingen

Van belang is daarom om de ontwikkeling van lokale energiesystemen (niet zo zeer actief te stimuleren als wel) ruimte te geven. Zij voorzien in een maatschappelijke behoefte en dienen de kans te krijgen. Als eerste stap zijn experimenten op lokale schaal een goed instrument om de waarde ervan duidelijk te maken.

6.1 Inleiding

Lokale energiesystemen zijn in opkomst. Op dit moment zijn tal van lokale initiatieven in ontwikkeling. Er blijkt een maatschappelijke wens bij gebruikers om meer betrokken te zijn bij het energiesysteem. Daarnaast is er een streven naar meer duurzame energie, zowel als uitvloeisel van nationaal en Europees beleid als vanuit gebruikerswensen. In lokale energiesystemen komen beide bij elkaar. Allerlei technologische ontwikkelingen maken het voor afnemers mogelijk om meer bij hun eigen energievoorziening betrokken te zijn, deze te verduurzamen en steeds meer op lokale schaal in te vullen (zie ook §2.4).

De ontwikkeling van de lokale voorziening gaat niet helemaal vanzelf. In een lokale voorziening worden veel functies op andere wijze ingevuld dan voorheen. Er komen ook nieuwe functies bij. Dit is besproken in hoofdstuk 3. Ook is de ene lokale voorziening de andere niet. Er bestaan allerlei verschillende verschijningsvormen. Twee voorbeelden hiervan zijn het dienstenmodel en het coördinatiemodel, die beide in hoofdstuk 4 zijn geschetst. Vervolgens zijn in hoofdstuk 5 een aantal belemmeringen in het systeem geïndiceerd die de ontwikkeling van lokale energiesystemen kunnen beperken. In dit hoofdstuk worden handreikingen gedaan om belemmeringen voor lokale energiesystemen weg te nemen.²²⁵

²²⁵ De idee hierbij is om lokale energieproductie gelijke kansen te geven als grootschalige energieproductie. In hoeverre lokale energiesystemen een preferente positie verdienen ten opzichte van het huidige centrale energiesysteem, is een beleidsvraag. Daarop wordt in dit rapport niet in gegaan. In dit hoofdstuk handelt het vooral om de vraag op welke wijze de bevoordeling van centrale energie-

6.2 Waar liggen de uitdagingen?

Deze paragraaf identificeert, uitgaande van wat in eerdere hoofdstukken is besproken, de belemmeringen voor de lokale voorziening en de wijze, waarop deze kunnen worden weggenomen.

6.2.1 De bouwstenen zijn er al...

De technologie voor lokale energiesystemen is grotendeels beschikbaar. De ontwikkelingen op het vlak van lokale elektriciteitsproductie, (bio)gasproductie en ‘slimme’ componenten gaan snel. Specifiek vindt veel innovatie plaats op het gebied van energiemanagementsystemen, die in combinatie met de mogelijkheden van internet en smartphones efficiënte interfaces vormen. Ook met betrekking tot ICT is al veel technologie beschikbaar. Verwacht mag worden dat de markt de (verdere) ontwikkeling van dergelijke systemen oppakt. Er is eerder een overschot aan verschillende (en onderlinge concurrerende oplossingen) dan een tekort, zodat de initiële investering in ontwikkelingskosten zich (vooralsnog) kennelijk goed lijkt te verhouden tot de voorziene marktopbrengsten bij uitrol.²²⁶

De wijze van interactie tussen gebruikers onderling en het systeem zal binnen de kader van lokale energiesystemen een steeds grotere rol innemen. Behalve dat de aard van de interactie een ontwerpkeuze in de technologie is, kan dit ook hand in hand gaan met overeenkomende ontwikkelingen in de dienstenfuncties (zie §3.5).

Wel kan de veelheid aan technologische concepten en andersoortige apparaten ertoe leiden gebruikers die een specifiek systeem hebben aangeschaft, ook (langdurig) aan een bepaalde dienstverlener gebonden worden. De komst van standaarden voor de inpassing van innovatieve componenten in het energiesysteem heeft voordelen.²²⁷ De ontwikkelingen met betrekking tot de standaardisatie dienen wel op de voet gevolgd te worden teneinde te garanderen dat er breed toepasbare (zo mogelijk: open) oplossingen komen. Gebruikers dienen bij de ontwikkeling hiervan voldoende betrokken te worden, ondermeer om te voorkomen dat voor standaarden worden gekozen die de belangen van (bepaalde) leveranciers en dienstverleners dekken, maar voor gebruikers niet optimaal zijn.²²⁸

De technologie die lokale energiesystemen mogelijk maakt, lijkt zich autonoom te ontwikkelen. Er is vooralsnog geen reden om sturend hierop in te grijpen.²²⁹ Wel kan het dienstig zijn om de interactie tussen de diverse technische ontwikkelingen en het gebruik hiervan door afnemers te monitoren.²³⁰ Een eventueel sturend of corrigerend ingrijpen (in de technologieontwikkeling) lijkt vooralsnog alleen van belang:

systemen (gebaseerd op historische systeemkeuzes) zou kunnen worden verminderd om daarmee (meer) ruimte te bieden aan de ontwikkeling van lokale energiesystemen.

²²⁶ De ontwikkeling en toepassing van specifieke innovatieve ICT wordt in de proeftuinen gedeeltelijk gesubsidieerd. Zie <http://www.agentschapnl.nl/programmas-regelingen/proeftuinen-intelligente-netten>.

²²⁷ Op dit vlak vinden al verschillende ontwikkelingen plaats, zoals die van het beschrijven van een referentiearchitectuur voor intelligente netten. Zie bijvoorbeeld Smart Grids Coordination Group Technical Report, *Reference Architecture for the Smart Grid, Version 1.0*, CEN, CENELEC en ETSI, March 2, 2012.

²²⁸ R. Hoenkamp, G.B. Huitema and A.J.C. de Moor-van Vugt, *The Neglected Consumer: The Case of the Smart Meter Rollout in the Netherlands*, Renewable Energy Law and Policy Review, 2011, p.269-282.

²²⁹ Een andere reden waarom beleidsmatige sturing met betrekking tot de technologische ontwikkelingen niet wenselijk lijkt, is dat dergelijke sturing marktverstoring kan uitwerken. Immers, beleidsmatige keuzes kunnen gemakkelijk technologische keuzes (met betrekking tot systemen of specifieke protocollen) inhouden, die één of meer partijen bevoordelen.

²³⁰ Dit gebeurt ondermeer al in de proeftuinen.

- Wanneer een technologische ontwikkeling marktversturend dreigt uit te werken. Dit gebeurt bijvoorbeeld wanneer een ongewenste technologieafhankelijkheid van één aanbieder ontstaat of doordat de technologie toetredingsbarrières opwerpt voor nieuwkomers op de markt.
- Wanneer specifieke innovaties in strijd zijn met de rechten van afnemers (bijvoorbeeld op het vlak van privacy).
- Als het energiesysteem zich (als gevolg van de diversiteit of omvang van de innovaties) dusdanig ontwikkelt dat de stabiliteit of betrouwbaarheid hiervan in het gedrang komt.²³¹
- Als het energiesysteem zich zo ontwikkelt dat de lange termijn energiebeleidsdoelen (omtrent besparing, duurzame energie en emissies) worden tegengewerkt.
- Als de toepassing van innovatieve concepten wordt belemmerd doordat gevestigde partijen deze tegenhouden.

Er zijn geen aanwijzingen dat de technologische ontwikkelingen op dit moment zo uitwerken.

6.2.2 ... maar het ontbreekt aan de juiste prikkels...

Voor de totstandkoming van lokale energiesystemen moeten de voordelen die deze met zich meebrengen, ook kunnen worden 'geogst'. Wanneer dit niet zo is, of sommige partijen hogere kosten dan voordelen hebben, wordt de ontwikkeling belemmerd.

Qua energieproductie geldt dat lokale energiesystemen voor een belangrijk deel uit duurzame energieproductie zullen bestaan. Voor een deel hiervan bestaan er subsidieregelingen die de implementatie beogen te bevorderen.²³² In hoeverre dergelijke regelingen voldoen of aanpassing wenselijk is, is geen issue dat specifiek met het onderwerp van de lokale energiesystemen verbonden is. Het hangt onder meer samen met de vraag op welke wijze de externe kosten van fossiele brandstoffen al dan niet in de prijzen worden doorberekend en hoe duurzame energie wordt beloond voor het ontbreken van schadelijke milieueffecten. Gedetailleerde regelingen kunnen positieve of negatieve prikkels geven die de ontwikkeling van lokale energiesystemen beïnvloeden.²³³

Er zijn allerlei studies uitgevoerd naar de maatschappelijke baten van intelligente netten (en de rol van lokale energiesystemen hierin).²³⁴ Deze geven aan dat significante maatschappelijke baten gerealiseerd kunnen worden als gebruik wordt gemaakt van meer intelligentie in de energienetten en bij gebruikers. Vanwege de *split-incentive* problematiek lijken er echter winnaars en verliezers te zijn wat de baten van slimme netten betreft: Afnemers (waaronder

²³¹ In principe beogen intelligente netten de stabiliteit van het energiesysteem juist te vergroten. Het is echter denkbaar dat (bijvoorbeeld als gevolg van de implementatie van teveel en te diverse systemen) het energiesysteem op den duur instabiel kan worden (bijvoorbeeld bij extreem grote invoeding van zon-PV op een zwak punt in het net).

²³² Bijvoorbeeld de SDE+-regeling (<http://www.agentschapnl.nl/programmas-regelingen/stimulering-duurzame-energieproductie-sde>). Behalve subsidies worden op dit moment ook nog niet alle externaliteiten in de elektriciteitsprijs verrekend. Internaliseren van bijvoorbeeld de milieueffecten in de elektriciteitsprijzen (bijvoorbeeld via hogere ETS-prijzen of verplichtingen voor een minimum aandeel duurzaam opgewekte elektriciteit) kan er tevens aan bijdragen dat lokale elektriciteitsproductie aantrekkelijker wordt.

²³³ Hierbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan het effect van de profielsystematiek (zie ook voetnoot 72).

²³⁴ In dit rapport is met name uitgegaan van CE Delft en KEMA, *Maatschappelijke kosten en baten van intelligente netten*, Delft, januari 2012. Zie verder SmartGridGB en Ernst & Young, *Smart Grid: a race worth winning? A report on the economic benefits of smart grid*, april 2012, [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Smart_Grid-a_race_worth_winning/\\$FILE/Smart%20Grid%20-%20a%20race%20worth%20winning.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Smart_Grid-a_race_worth_winning/$FILE/Smart%20Grid%20-%20a%20race%20worth%20winning.pdf).

huishoudens en industrie) hebben naar verwachting hogere kosten dan baten. Netbeheerders en energiebedrijven hebben juist hogere baten dan kosten (zie §5.2). Deze asymmetrie wordt veroorzaakt doordat in het huidige stelsel van regulering de kosten onvoldoende worden gelegd bij degenen die ze veroorzaken en de baten niet toevloeien aan degenen die daarvoor kosten hebben moeten maken.

De negatieve netto contante waarde voor afnemers kan huishoudens en bedrijven ertoe bewegen om niet of slechts beperkt in intelligentie te investeren. Wanneer dat gebeurt, wordt de maatschappelijke meerwaarde ook niet gerealiseerd. Het is daarom van belang dat er mechanismen worden ontwikkeld die de kosten en de baten van slimme netten terecht laten komen bij degenen die deze veroorzaken. De ontwikkeling van een efficiënt systeem van financiële prikkels voor afnemers en dynamische tarieven kan hierin voorzien en de kosten en baten voor de verschillende partijen meer met elkaar in evenwicht laten komen.²³⁵

De overheid doet er goed aan de ontwikkeling van dergelijke prikkels voor gebruikers, waar mogelijk, te faciliteren.²³⁶

6.2.3 ... en er is behoefte aan nieuwe arrangementen

De regelgeving in de energiewetten is ontwikkeld om het huidige energiesysteem te faciliteren.²³⁷ Juist bij lokale netten blijkt echter sprake van afwijkende concepten die soms op gespannen voet staan met de huidige inrichting van de regelgeving:

- In plaats van een energiestroom vanuit hogere netvlakken naar lagere netvlakken vindt in lokale energiesystemen ook productie plaats, die horizontale transporten met zich meebrengt. De functie van transport in lokale netten vraagt daarom mogelijk om een ander-soortige invulling.

²³⁵ Zie ook §5.5.

²³⁶ Er moet onderscheid worden gemaakt tussen de ontwikkeling van lokale energiesystemen en de ontwikkeling van intelligente netten. Studies laten zien dat het niet op korte termijn maken van een keus voor intelligente netten niet noodzakelijk direct een groot welvaartsverlies met zich meebrengt: “The results in Figure 25 show that under all scenarios modelled, the conventional strategy is marginally preferred in 2012, though the net cost of pursuing smart strategies is very small and is well within the range of uncertainty associated with the modelling assumptions. This small net cost reflects the fact that up to 2023, the challenges faced by distribution networks are less acute than those faced in the post 2023 period, since roll out of low-carbon technologies remains relatively low. These results suggest that continuing with a conventional strategy in the shorter run does not lead to lock-in to a costly strategy over the long run and that there is not a clear case for immediate widespread rollout of the smart grid strategies, based on the assumptions we use. The results also suggest that the option value associated with smart grids is low since widespread rollout of smart strategies today does not increase the set of options available in 2023. We note, however, that if there are long lead times associated with some aspects of the smart strategies, immediate action may be required in some areas. For example, experience with implementing the smart technologies (for example as part of LCN Fund projects) may be very helpful in driving down their costs.” (Frontier Economics & EA Technology, *A Framework for the Evaluation of Smart Grids*, London, 2012, p.104).

In die zin lijkt er voldoende tijd om de ontwikkeling van het *intelligente energiesysteem* de komende jaren eerst te monitoren. Dit moet echter onderscheiden worden van initiatieven die *lokale energiesystemen* beogen te ontwikkelen. Zulke innovaties moeten niet worden belemmerd, wat om (meer) ruimte hiervoor in wet- en regelgeving vraagt, en wel op zo kort mogelijk termijn.

²³⁷ Dit blijkt bijvoorbeeld uit de dominante idee in de wet- en regelgeving dat elektriciteit door groot-schalige producenten op het net wordt ingevoerd (die geen transporttarief betalen), via de transport- en distributienetten naar de gebruikers wordt gebracht en dan aan afnemers wordt geleverd (die via het cascadesysteem aan de kosten van de hogere netvlakken meebetalen). Daarbij moet derdentoegang waarborgen dat gebruikers overal elektriciteit kunnen inkopen en die (tegen een transportonafhankelijk tarief) via het net kunnen afnemen.

- De huidige wet- en regelgeving gaat uit van (voornamelijk) onderscheiden rollen van gebruikers en leveranciers: gebruikers betrekken energie van een leverancier, die vervolgens via de energienetten wordt afgeleverd. In lokale energiesystemen zijn gebruikers deels zelf leverancier of beoogt een collectief van gebruikers zichzelf te beleveren. De wet- en regelgeving zijn hier (nog) niet op afgestemd.²³⁸
- In het energiesysteem worden nieuwe functies geïmplementeerd (of anders ingericht), met name waar het dienstenfuncties betreft (zie §3.5). De wet- en regelgeving houden met veel van deze functies nog geen rekening.
- Wet- en regelgeving gaan uit van ontvlechting van het netbeheer van productie en levering.²³⁹ In lokale netten zijn er ontwikkelingen die (alleen op microschaal) de transportfunctie weer (enigszins) met de energiebehoefte willen afstemmen.²⁴⁰

Duidelijk is dat het huidige systeem nog weinig in de ontwikkeling van lokale energiesystemen voorziet. Hieronder worden voorstellen gedaan om hiervoor meer ruimte te scheppen. In eerste instantie zal dit in de vorm zijn van ‘experimenten’ om zo ervaring en kennis hierover op te doen. Hieronder worden verschillende experimenten benoemd, zowel voor een andere inrichting van het lokale transport (zie §6.3) als voor lokale energiesystemen (zie §6.4).

Bij het toevoegen van meer intelligentie in de (lokale) energiesystemen spelen ook meer generieke privacy- en securityvragen. Als gevolg van de toenemende informatie en data in het energiesysteem, kunnen de privacy en systeemveiligheid onder druk komen te staan. Een discussie van deze aspecten valt echter buiten de scope van dit rapport.²⁴¹

6.3 Experimenteren met lokale transporten

Het ontwikkelen van de lokale voorziening kan in principe worden overgelaten aan de betreffende marktpartijen. Zoals eerder besproken zijn zij gebaat bij een gelijk speelveld, de afwezigheid van toetredingsbelemmeringen en een systeem waar de kosten en baten worden gelegd bij degenen die deze veroorzaken.

Deze paragraaf gaat over de mogelijkheden om de kosten en baten van het transport van elektriciteit door te berekenen aan de partijen die deze kosten veroorzaken. Hierbij staat de elektriciteitsvoorziening centraal, vanwege de grote rol hiervan in de lokale voorziening. Op knelpunten bij de infrastructures van gas en warmte wordt hier verder niet ingegaan.

²³⁸ Behalve vragen over de juridische relatie van een afnemer tot een leverancier, spelen hierbij ook fiscale en economische aspecten, onder meer over de grondslag voor de energiebelasting (het eigen gebruik, het eigen gebruik minus zelf geproduceerde energie, het eigen gebruik minus lokaal gecontracteerde energie, etc.).

²³⁹ Conform de Europese Richtlijnen 2009/72/EG en 2009/73/EG.

²⁴⁰ Dit betreft alleen de *local loop*, waarbij (uit kostenoverwegingen) enige afstemming tussen de ontwikkeling van het net en de inrichting van het energiesysteem wenselijk kan zijn. Het dienstenmodel en het coördinatiemodel zoeken voor deze afstemming andersoortige oplossingen.

²⁴¹ Mogelijke privacy-issues bij een smart grid betreffen onder meer: identiteitsfraude, vaststelling van persoonlijke gedragspatronen, vaststelling van specifiek gebruikte apparaten, *realtime* observatie, doelgerichte misleiding, censuur, acties gerelateerd aan foutieve informatie, ongewenste publiciteit en tracking van personen (zie <http://epic.org/privacy/smartgrid/smartgrid.html#char>).

Met betrekking tot (cyber)security kan bijvoorbeeld gedacht worden aan het *hacken* van het energiesysteem (met verstoring of uitval van de voorziening als gevolg) of het misbruiken van data of informatie van andere systeemgebruikers. Zie bijvoorbeeld W.F. Boyer en S.A. McBride, *Study of Security Attributes of Smart Grid Systems Current Cyber Security Issues*, INL/EXT-09-15500, Idaho National Laboratory, 2009.

6.3.1 Vigerende uitgangspunten bij het transport

De huidige inrichting van het tariefsysteem voor elektriciteitstransport is gebaseerd op een aantal pijlers, zoals het cascadesysteem, de idee van de koperen plaat en het postzegeltarief. Deze paragraaf onderzoekt of er alternatieven zijn die (meer) rekening houden met de bijzonderheden van lokale initiatieven. Er is veel literatuur over nieuwe arrangementen voor het beheer van distributienetten.²⁴² In de volgende paragraaf wordt daar nader op ingegaan.

6.3.1.1 Cascadesysteem

Het cascadesysteem gaat ervan uit dat elektriciteit in het hoogspanningsnet wordt ingevoerd en dan getransporteerd wordt naar gebruikers aan het distributienet. De tarieven van gebruikers aan het distributienet worden berekend conform het beginsel dat zij altijd elektriciteit vanuit het hoogspanningsnet krijgen (zie ook §5.3). Bij (veel) invoeding op het distributienet is dat feitelijk onjuist. Als gebruik en productie dicht bij elkaar plaatsvinden, wordt het net anders gebruikt. De transportverliezen nemen af en er wordt minder gebruik gemaakt van de hogere netvlakken).

Dit betekent overigens niet dat een lokale voorziening, waar productie en gebruik dicht bij elkaar zijn gesitueerd, het hoogspanningsnet niet langer nodig heeft. Zolang lokale energiesystemen geen eilandbedrijven vormen (en in verreweg de meeste gevallen is dat zo) wordt er van een aantal diensten van het hoogspanningsnet wel gebruik gemaakt, zoals reservestelling, frequentieondersteuning, spanningsondersteuning en het in balans houden van het gehele systeem.

6.3.1.2 Postzegeltarief

Het postzegeltarief is destijds gekozen om de concurrentie in de elektriciteitsmarkt te bevorderen. Het beginsel houdt in dat altijd dezelfde transportkosten worden betaald, ongeacht de afstand tussen producent en afnemer. Of de elektriciteit nu afkomstig is van de burens, of dat een afnemer uit Limburg elektriciteit uit Friesland of Italië koopt, in alle gevallen zijn de transportkosten gelijk.

Dit beginsel wringt evenwel met de lokale voorziening. De laatste is er immers op gebaseerd dat lokale productie minder transport, en dus minder kosten, met zich meebrengt dan transport over grotere afstand.²⁴³ Het uitgangspunt van lokale energiesystemen is juist dat kosten worden bespaard als productie en consumptie dicht bij elkaar liggen.

6.3.1.3 De koperen plaat

De idee van de koperen plaat hangt samen met het postzegeltarief. De gedachte daarbij is dat er altijd voldoende transportcapaciteit beschikbaar is, ongeacht de transportbehoefte van de

²⁴² Zie bijvoorbeeld R. Cossent, T. Gómez en P. Frías, *Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of Electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective*, Energy Policy, 37, 2009, 1145-1155. C. Brandstätter, G. Brunekreeft en N. Friedrichsen, *Improving Investment Coordination in Electricity Networks through Smart Contracts*, Bremen Energy Working Papers 10, Jacobs University, 2011. L. Meeus en M. Saguan, *Innovating Grid Regulation to Regulate Grid Innovation: From the Orkney Isles to Kriegers Flak via Italy*, Renewable Energy, 36, 2011, 1761-1765.

²⁴³ Hoewel dit principe in zijn algemeenheid waar is, geldt het niet in alle gevallen. Als afnemers in A elektriciteit uit B contracteren en afnemers in B elektriciteit uit A vallen beide transporten tegen elkaar weg en worden er (vanuit systeemoptiek) dus netto geen transportkosten gemaakt. Omdat elektriciteitstransporten gekenmerkt worden door zulke saldering (waarbij tegengestelde stromen elkaar opheffen) en door *loopflows* (waardoor elektriciteit niet een specifiek 'pad' volgt maar over alle mogelijke verbindingen uitwaaiert) is het omgekeerde, implementatie van afstandafhankelijke tarieven, niet eenvoudig te ontwerpen.

netgebruikers. Dit hangt samen met de transportplicht voor netbeheerders. Mocht ergens schaarste aan transportcapaciteit optreden (of verwacht worden), dan is de netbeheerder verplicht om de transportcapaciteit uit te breiden. De vraag in hoeverre deze uitbreiding efficiënt is – dus de vraag of de waarde die de extra transportcapaciteit voor afnemers vertegenwoordigt tegen de kosten opweegt – is hierbij niet relevant.

Een consequentie van het beginsel van de koperen plaat is dat locatieprikkel voor producenten en gebruikers onnodig zijn, omdat er toch voldoende transportcapaciteit is. Gebruikers en producenten mogen zich altijd vestigen waar zij wensen, zonder rekening te houden met de beschikbaarheid (en dus: de kosten) van het net. Dit heeft een kostenverhogend effect.

6.3.2 Van passief naar actief netbeheer

Om lokale energiesystemen dezelfde kansen te bieden als participatie in het nationale energiesysteem kan overwogen worden om transportcapaciteit in het (distributie)net anders te beschouwen. Centraal daarbij zou kunnen staan dat de kosten van het transport worden doorberekend aan degenen die deze kosten veroorzaken. Ook zouden mechanismen ingebouwd kunnen worden om de voordelen van de lokale voorziening te belonen (zoals het verminderde gebruik van de hogere netvlakken).

Het huidige netbeheer is relatief statisch. De netbeheerder stelt de transportvraag vast en faciliteert vervolgens de betreffende transporten. Daarbij beïnvloedt de netbeheerder de transportvraag niet (of heel beperkt). Bij dynamisch elektriciteitstransport is er meer interactie tussen de (lokale) netbeheerder en de gebruikers. Door het beschikbaar stellen van flexibiliteit te belonen kan een netbeheerder (met name wanneer de transportvraag dicht tegen de maximale transportcapaciteit aan ligt) investeringen uitstellen. In de literatuur wordt dit aangeduid als actief netbeheer.

Op dit moment liggen de door kleinverbruikers te betalen netkosten nagenoeg vast. Het capaciteitstarief is immers volledig ontkoppeld van het verbruik.²⁴⁴ Om te kunnen optimaliseren tussen netuitbreiding en het (in enige mate) sturen van het gebruik dient de netbeheerder de afnemers voor het beschikbaar stellen van flexibiliteit te kunnen belonen, bijvoorbeeld door dynamische tarieven. De praktijk zal moeten leren of zulke dynamische concepten inderdaad tot besparingen leiden. Ook vraagt het wellicht om een nieuwe invulling van het begrip ‘transportverplichting’, die mogelijk vervangen kan worden door een ‘comfortgarantie’. Hieronder wordt daarop ingegaan.

6.3.2.1 Nieuwe invulling van de transportplicht

Omdat de koperen plaat een logische consequentie is van de (verder ongeclausuleerde) transport- en aansluitplicht voor netbeheerders, moet onderzocht worden in hoeverre andersoortige arrangementen voor nettoegang wenselijk zijn. Een alternatief is bijvoorbeeld een transportplicht waarbij de tarieven afhangen van de kosten die het transport voor het systeem met zich meebrengt.²⁴⁵ Met name met het oog op grotere gebruikers van het net kan

²⁴⁴ Hoewel de (historische) netkosten gerelateerd zijn aan de aangesloten capaciteit, leidt het capaciteitstarief toch tot een onjuiste kostenallocatie. De kosten van het net zijn namelijk gebaseerd op de maximaal benodigde capaciteit (waarop het net immers moet worden uitgelegd). Het kostenveroorzakingsbeginsel bepaalt dan dat de netkosten verdeeld moeten worden conform de maximale (momentane) benutting van het net tijdens deze piek. Het huidige capaciteitstarief gaat echter uit van de doorlaatwaarde, die ten gevolge van het verschil in (gelijktijdige) netbenutting weinig zegt over de additionele netkosten die de afname van een gebruiker veroorzaakt.

²⁴⁵ Overigens kan hierbij ook ‘gevarieerd’ worden met de invulling van de aansluitplicht. Echter, ook de ‘onrendabele’ aansluiting van de beroemde ‘weduwe in Appelscha’ moet in de toekomst tegen acceptabele kosten kunnen worden gerealiseerd.

overwogen worden om de transportplicht afhankelijk te maken van de specifieke situatie van het net en het effect van de afnemers op (de kosten van) het net.

6.3.2.2 *Introductie van locatieprikkels*

Als alternatief voor het cascadesysteem kan overwogen worden om de nettarieven niet afhankelijk te laten zijn van het aantal hogere netvlakken, maar van de lokale netsituatie. In een situatie waarin netcapaciteit beperkt is, zouden hogere transporttarieven kunnen worden gehanteerd om prikkels te geven voor een efficiënt gebruik van het net. Op locaties waar ruim voldoende netcapaciteit beschikbaar is, zouden lagere aansluit- en transporttarieven gehanteerd kunnen worden. Dat zou gelden voor alle gebruikers van het net, groot of klein.

Tarieven voor productie en afname zijn dan vaak spiegelbeeldig: in een zone met een overschot aan productie, bijvoorbeeld door windmolens of zonnepanelen, zouden de tarieven voor productie kunnen stijgen, terwijl ze voor afname dalen en *vice versa*. Tezamen levert dit prikkels op die een efficiëntere benutting van het net met zich meebrengen, wat tot besparingen kan leiden met betrekking tot uitbreiding ervan.

6.3.2.3 *Dynamische nettarieven*

Als alternatief voor het postzegeltarief kunnen meer dynamische tarieven worden gehanteerd. Via de transporttarieven kunnen zo prikkels gegeven worden die bijdragen aan een efficiënter gebruik van het net. De mogelijkheden hiervoor zijn reeds in §5.5 besproken.

6.3.2.4 *Experimenten in ‘regelvrije zones’*

De overeenkomst tussen de drie genoemde voorstellen is dat op de totale kosten van het net kan worden bespaard wanneer de gebruikers rekening houden met de situatie op het net. Dit wordt extra belangrijk voor de inpassing van duurzame elektriciteit. De netkosten zullen namelijk stijgen als in een bepaalde wijk iedereen zonnepanelen of warmtepompen heeft. Door een andere invulling aan de transportplicht te geven en het hanteren van locatieprikkels en dynamische nettarieven kunnen (een deel van) de voordelen van intelligente netten worden gerealiseerd doordat vragers en aanbieders actiever op elkaar inspelen, zowel bij een vestigingsbeslissing als bij de benutting van de energienetten.

Naarmate er meer intermitterende duurzame energie beschikbaar komt en op het distributienet wordt ingevoerd, zullen de beginselen van het cascadesysteem, het postzegeltarief en de koperen plaat meer gaan knellen. De noodzaak van locatieprikkels zal dan ook steeds groter worden. Bovendien zullen degenen die technisch in staat zijn om vraag en aanbod op elkaar aan te passen, en die ook bereid zijn om dat te doen, daarvoor een passende beloning willen ontvangen. Het invoeren van locatieprikkels en dynamische tarieven zal ertoe leiden dat lokale vragers en aanbieders van energie meer bereid zijn om productie en vraag op elkaar af te stemmen.

Omdat nog veel vragen bestaan over de aard van de gewenste locatieprikkels en dynamische tarieven lijkt het wenselijk om hiermee via experimenten ervaring op te doen. Concreet zou dit kunnen in een aantal lokale netten, waarbij verschillende systemen kunnen worden uitgetest. Vanuit juridisch perspectief zou dit in de vorm van ‘regelvrije zones’ kunnen waarin ontheffing wordt gegeven van een aantal wettelijke verplichtingen. In die zones kan ook geëxperimenteerd worden met nieuwe soorten contracten tussen netbeheerders en netgebruikers en eventueel ook met nieuwe reguleringsvormen voor netbeheerders.

6.3.3 **Netfilosofie**

Met betrekking tot het net speelt ten diepste ook de vraag naar de rol het net binnen het energiesysteem. Anders geformuleerd: Wat is de netfilosofie? Als de netten vooral als ‘draggers’

van de gas- en elektriciteitsmarkten worden beschouwd, is een bepaalde mate van overcapaciteit noodzakelijk om de markten liquide te houden.²⁴⁶ Als daarentegen de idee is om een ‘optimaal’ energiesysteem te faciliteren, wordt de benodigde netcapaciteit zoveel mogelijk op de transportbehoefte afgestemd. In dat geval kan op de netkosten bespaard worden door een afweging te maken tussen de kosten van netuitbreiding en de waarde van transportcapaciteit. Dit gaat hand in hand met de behoefte aan een strakker capaciteitsmanagement. Als gevolg van de hogere (beter: maximale) benutting van het transportnet, ontstaan mogelijk ook lokale markten (met differentiatie van marktprijzen).²⁴⁷

Het toevoegen van intelligentie aan de energienetten biedt voordelen. Door de beschikbaarheid van meer meters en sensoren kunnen de transporten nauwkeuriger worden gevolgd en kunnen eventuele storingen sneller worden gelokaliseerd. Door actuatoren (zoals van afstand bedienbare schakelaars) kan in voorkomende gevallen ook sneller (preventief of correctief) worden ingegrepen, waardoor de kwaliteit van het transport toeneemt. Naar verwachting zullen dergelijke systemen de komende jaren steeds meer in de distributienetten worden geïmplementeerd.²⁴⁸ Hierdoor krijgen netbeheerders niet alleen nauwkeuriger inzicht in de belasting van het net, maar kan deze belasting ook preciezer aan de gebruikers worden gerelateerd. Dit betekent dat meer mogelijkheden beschikbaar komen om de veroorzaakte kosten van het gebruik van elke afzonderlijke gebruiker te vertalen in een bijdrage in de kosten van het net.

Een bijzondere vraag betreft het effect van duurzame energieproductie op de verwachte transporten in het geval het net ‘optimaal’ wordt uitgelegd en hierbij actief van flexibiliteit gebruik gemaakt wordt. Als duurzame productie niet mag worden afgeregeld, kan op sommige plaatsen de verplichte ‘export’ van geproduceerde elektriciteit vanuit een wijk wel eens bepalend worden voor de toekomstige netcapaciteit, ook als deze piekcapaciteit maar enkele uren per jaar benut zou hoeven te worden.²⁴⁹ Het is een beleidsmatige vraag in hoeverre

²⁴⁶ Zodra de netcapaciteit beperkt is, ontstaat congestie. Dit leidt tot opdeling van de markt in deelmarkten met verschillende prijzen. Door het tekort aan transportcapaciteit kan de deelmarkt met de hoge prijzen niet langer van de lagere prijzen aan de andere zijde van de congestie profiteren. Daarbij zullen marktmachtproblemen zich eerder op (kleinere) deelmarkten manifesteren, met als gevolg dat de betaalde prijzen hoger zijn dan gerechtvaardigd. De meerkosten voor overcapaciteit in het net vormen in die zin een verzekering tegen misbruik van marktmacht. Aan de andere kant leidt de lokale voorziening tot een vergroting van het aanbod van elektriciteit. Een toegenomen aantal aanbieders concurreert op de lokale markt met gebruikers die ook hun vraag aan het aanbod kunnen aanpassen. In de literatuur wordt de ontwikkeling van lokale markten soms gezien als instrument om de marktmacht van de gevestigde marktpartijen te mitigeren (Zie bijvoorbeeld R. Schleicher-Tappeser, *How renewables will change electricity markets in the next five years*, Energy Policy, 2012, *in press*). In een situatie van congesties is het dan wel van belang dat op alle markten (op elk moment) voldoende lokale productiecapaciteit dan wel vraagsturing beschikbaar is om de marktdominantie van grote spelers op de deelmarkt te voorkomen.

²⁴⁷ Zolang ongebruikte transportcapaciteit beschikbaar is tussen diverse lokale markten, zullen de marktprijzen gelijk zijn (aangezien arbitrage tussen de markten zal plaatsvinden). Wanneer de maximale transportcapaciteit wordt gebruikt en congestie optreedt, zullen de prijzen gaan differentiëren. Daarmee ‘splitst’ de markt zich in diverse deelmarkten, wat economisch efficiënt is. Wel kunnen zich in lokale markten met weinig verschillende aanbieders marktmachtproblemen voordoen, die een prijsopdrijvend effect hebben (zie voetnoot 246). Lokale markten hebben daarom naar verwachting alleen kans van slagen als voldoende verschillende (grotere en kleinere) aanbieders op elke lokale markt actief zijn.

²⁴⁸ Zie bijvoorbeeld Netbeheer Nederland, *Op weg naar een duurzame en efficiënte energievoorziening, Roadmap Smart Grids*, 26 augustus 2010.

²⁴⁹ Bij grootschalige penetratie van zonnepanelen in een wijk wordt de wijk op een zonnige zomerdag (met name in de zomervakantieperiode als de plaatselijke vraag laag is) een netto producent. Omdat de laagspanningsstreng is uitgelegd voor een gelijktijdigheid van ongeveer 0,5 wordt het kritisch als er meer dan zo’n 2 kW (netto) per huishouden wordt geproduceerd (wat overeenkomt met ongeveer 15 m² zonnepanelen per huis). In het pinksterweekend van 2012 gebeurde dit bijvoorbeeld in het Belgische Fosses-la-Ville in de provincie Namen. Omdat de wijk zo massaal was overgegaan op zonne-energie, kon het net niet alle productie aan en moest worden afgeschakeld.

duurzame elektriciteitsproductie eventueel ook mag worden teruggeregeld, indien dit significante besparingen in de netten met zich meebrengt.

6.3.4 Nieuwe arrangementen

In de praktijk kan ervaring worden opgedaan met nieuwe systemen voor netbeheer. Nu geldt er een aansluit- en transportplicht, zodat nieuwe producenten zich overal kunnen vestigen.²⁵⁰ Overwogen kan bijvoorbeeld worden om de transportplicht anders in te vullen voor afnemers en producenten.

Hoewel diverse studies schattingen maken van de baten van intelligente netten²⁵¹, is nog onduidelijk in hoeverre (en op welke wijze) deze baten gerealiseerd kunnen worden. Concreet speelt hierbij het coördinatieprobleem, dat handelt over de zekerheid dat een netbeheerder over voldoende flexibiliteit beschikt, alsmede de vraag in hoeverre afnemers via financiële prikkels voldoende flexibiliteit aan het systeem ter beschikking stellen. Los hiervan ontstaan mogelijk *split-incentives*, in de zin dat de baten moeten worden doorgegeven aan de afnemers die de flexibiliteit leveren. In *pilot* projecten kan hierop een antwoord verkregen worden, zoals de proeftuinen.²⁵²

De tariefstructuren en tarieven voor het gereguleerde deel van de netten zullen op den duur aangepast moeten worden om lokale productie, afname en lokale balanshandhaving op dezelfde wijze te behandelen als grootschalige productie en afname. Door inzet van ICT kunnen de kosten van het gebruik van het net beter worden toegewezen aan de veroorzakers daarvan en lokale afstemming van vraag en aanbod beloond worden.²⁵³ Als tariefstructuren veranderd worden, is het belangrijk om meteen een toekomstvaste tariefstructuur te ontwerpen, waarbij een gelijk speelveld tussen kleine en grote producenten en afnemers wordt bevorderd en waarbij flexibiliteit op alle niveaus van het systeem kan worden beloond.

De voorgestelde experimenten zouden kunnen worden uitgevoerd als er lokaal, aan de 'uiteinden' van het net²⁵⁴, regelvrije zones worden vastgesteld, waar partijen vrij kunnen experimenteren. Bij een regelvrije zone zal uiteraard voldaan moeten worden aan dwingende

²⁵⁰ Bij nieuwe aangeslotenen op het elektriciteitsnet met een aansluitcapaciteit van meer dan 10 MVA wordt een aansluitvergoeding in rekening gebracht die gerelateerd is aan de 'voorcalculatorische projectkosten met betrekking tot een dergelijke aansluiting' (artikel 2.3.3.A TarievenCode Elektriciteit). Omdat op deze wijze een deel van de netverzwinging bij de veroorzaker in rekening kan worden gebracht, geeft dit al een zekere prikkel.

²⁵¹ Zie voetnoot 234.

²⁵² Van belang is dat de 'antwoorden' op tijd beschikbaar zijn om grootschalige vervangingsinvesteringen in de elektriciteitsnetten voor te zijn (teneinde de afweging te kunnen maken tussen vervangen en knelpunten via intelligentie in het net en bij afnemers op te lossen). Uit de kwaliteits- en capaciteitsdocumenten (KCDs) van de netbeheerders, voor het laatst op 1 december 2011 bij de NMA ingediend, blijkt niet dat zich op heel korte termijn inderdaad een forse vervangingsgolf aandient.

²⁵³ Een eerste stap om de tariefstructuren te wijzigen is reeds gezet door het CBB, waardoor de discussie is geopend over aparte tarieven voor producenten van elektriciteit. Het CBB heeft namelijk vastgesteld dat er een basis bestaat voor een tarief voor decentrale invoeders van elektriciteit. Zie College van Beroep voor het bedrijfsleven, 16 december 2011, LJN BU7936, AWB 10/1050, <http://zoeken.rechtspraak.nl/detailpage.aspx?ljn=BU7936>. Zie ook de brief van de Minister van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie van 21 Mei 2012 inzake beantwoording vragen van het lid Wiegman over een apart invoedingstarief voor decentrale energieopwekking (<http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/kamerstukken/2012/05/21/beantwoording-kamervragen-over-apart-invoedingstarief-voor-decentrale-energieopwekking.html>). Zie verder ook voetnoot 168.

²⁵⁴ Deze 'randen' zijn geen geografische aanduiding, maar representeren groepen gebruikers op afgebakende plekken in het net, zodat de experimenten niet met het reguliere netbeheer interfereren. Zulke randen kunnen zich evenzeer in het centrum van Amsterdam bevinden als op afgelegen, landelijke locaties.

bepalingen van Europees recht. Het is echter mogelijk om af te wijken van nationale bepalingen. Hierbij kan gedacht worden aan uitzonderingen op de volgende gebieden:

- Vrije tarifiering van de kosten van de lokale infrastructuur. Dit betekent dat de kosten van de lokale infrastructuur middels afspraken tussen partijen verdeeld kunnen worden, dat er geëxperimenteerd kan worden met dynamische tarieven voor het transport, enzovoort.²⁵⁵
- (Meer) vrije inrichting van de technische voorwaarden voor transport, één en ander zoals onderling te bepalen.
- Vrij beheer van de lokale infrastructuur. De netbeheerders op die infrastructuur kunnen experimenteren met nieuwe vormen van beheer, bijvoorbeeld met het ontvlechten van de *local loop*, zoals passend bij een systeem met ESCOs.
- Eén aansluiting van de *local loop* op het openbare net. Alleen over deze aansluiting wordt met de regionale netbeheerder afgerekend. Het experiment wordt dan als het ware als één installatie beschouwd.

In beginsel zou er aan de randen van het net, bij de experimenten, concurrentie om het net kunnen bestaan. Als het net wordt beschouwd als één installatie (of als klein net), dan mogen de deelnemers aan het experiment zelf de netten aanleggen en beheren. Dit kan desgewenst aan de regionale netbeheerder worden uitbesteed of aan installateurs. In het eerste geval behoren regionale netbeheerders binnen die installaties vrij te kunnen zijn van de (specifiek Nederlandse) regulering voor de netbeheerder. Tegelijkertijd zouden kruissubsidies van het publieke net naar de lokale energiesystemen voorkomen moeten worden.²⁵⁶

Deelnemers aan een experiment hebben het recht op *third party access* en de vrijheid om een leverancier te kiezen. In experimenten dient daar pragmatisch mee te worden omgegaan.²⁵⁷

6.4 Experimenteren met lokale energiesystemen

6.4.1 Lokale energiesystemen

Lokale initiatieven zijn meestal geen eilandbedrijven, maar zijn ingebed in het landelijke energiesysteem en maken daarvan ook gebruik. De essentie van de lokale voorziening is dat lokaal wordt geoptimaliseerd wanneer dat voordelig is. Ook is het veelal efficiënt om energie uit te wisselen met het landelijke systeem.

Bij de ontwikkeling van lokale energiesystemen is een belangrijke vraag hoe afnemers actief in het energiesysteem betrokken worden om het gebruik af te stemmen op de beschikbaarheid (en dus de kosten) van energie in het systeem. Een tweede vraag betreft de wijze waarop flexibiliteit voor het systeem beschikbaar komt en hoe de interactie tussen de netbeheerder, de leveranciers en de afnemers en tussen de gebruikers onderling moet zijn om te zorgen dat de innovaties kunnen plaatsvinden.

²⁵⁵ Bij de ontwikkeling van het tarief voor lokale energiesystemen moet wellicht ook bedacht worden dat het transportnet behalve een transportfunctie ook een systeemfunctie heeft. Veel decentrale productiemiddelen kunnen niet in eilandbedrijf opereren, maar hebben voor een stabiele bedrijfsvoering 'frequentie-ondersteuning' van het net nodig. Dit houdt in dat er ook zonder fysieke elektriciteitsafname een afhankelijkheid van het hogere net bestaat. Het is niet onredelijk dat hiervoor een component in de tarieven wordt opgenomen.

²⁵⁶ Kruissubsidies verstoren de efficiënte ontwikkeling van het energiesysteem. Zolang lokale energiesystemen in ontwikkeling zijn en nog naar passende arrangementen wordt gezocht, kan gedeeltelijke financiering hiervan vanuit de (gereguleerde) tariefinkomsten wel passend zijn. Dit kan worden beschouwd als vorm van R&D.

²⁵⁷ Een voorbeeld van pragmatische omgang met *third party access* is te vinden in het Verenigd Koninkrijk, waar een beheerder van een bijzonder net op het moment dat iemand om *third party access* vraagt, tariefstructuren moet laten goedkeuren door de toezichthouder.

Noch vanuit de praktijk noch vanuit de literatuur komt een dominant model naar voren dat bepaalt (of richting geeft) hoe de (lokale) energievoorziening er de komende decennia eruit moet zien en welke rol beheerders van infrastructuren daarbij kunnen vervullen. De in hoofdstuk 4 gepresenteerde denkmodellen – het dienstenmodel en het coördinatiemodel – illustreren hoe verschillend toekomstige systeeminrichtingen kunnen zijn. Om deze reden is het belangrijk dat lokaal experimenten plaatsvinden waar op verschillende manieren ervaring kan worden opgedaan. Er zijn inmiddels allerlei initiatieven van burgers en bedrijven die duurzaamheid willen combineren met eigen productie. Het is mogelijk, maar niet zeker, dat de lokale voorziening bij de energietransitie een belangrijke rol zal innemen. Om die rol te ontdekken is het belangrijk om ruim baan te geven aan experimenten op dit vlak.

Lokale optimalisatie is belangrijk om de voordelen van intelligente netten te realiseren. Het verdient aanbeveling om in de periferie van het systeem (de ‘uiteinden’ van de netten), bij de lokale voorziening, vrijheden te creëren met betrekking tot de aanleg en het beheer van de infrastructuren. Dit zou niet alleen voor de initiatiefnemers van lokale voorzieningen moeten gelden, maar ook voor de aangewezen netbeheerders, als zij daarbij betrokken willen zijn (zogenaamde ‘regelvrije zones’). Dit betekent dat gebruikers van de netten de vrijheid krijgen om zelf – al dan niet met tussenkomst van de netbeheerder – kleine energiesystemen, zoals installaties in appartementengebouwen en kleine netten die lokaal verbruikers en producenten verbinden, aan te leggen en te beheren en om de kosten daarvan onderling te verdelen op de wijze die zij wensen.²⁵⁸

Deze (ongereguleerde) lokale energiesystemen sluiten aan op de openbare infrastructuur. Dat punt wordt dan gezien als een (gereguleerde) aansluiting. Uiteraard kunnen verplichtingen worden opgelegd aan de beheerders van deze energiesystemen om de veiligheid en robuustheid ervan (mede met het oog op het gehele systeem) te borgen. Een voorbeeld van regulering van kleine energiesystemen is te vinden in het Verenigd Koninkrijk. Daar kunnen havens, luchthavens, vakantieparken, lokale voorzieningen e.d. infrastructuren aanleggen en beheren zonder vergunning, zodat zij grote vrijheid hebben om de lokale energiesystemen naar wens in te richten. Als aangeslotenen verzoeken om *third party access* op het lokale net, moeten de beheerders de bijbehorende tariefstructuren laten goedkeuren door de toezichthouder Ofgem.²⁵⁹

Bij lokale experimenten kan de business case een belemmering vormen. Zoals is besproken in §5.2 kunnen de opbrengsten bij anderen terechtkomen dan degenen die de kosten moeten maken. Hiervoor moet (afzonderlijk voor elk initiatief) een oplossing worden gevonden.

Ten slotte kunnen de experimenten inzichtelijk maken op welke wijze lokale energiesystemen (technisch) ingericht moeten worden om de inpassing van duurzame energie en van lokale productie zo efficiënt mogelijk te maken.²⁶⁰

6.4.2 Flexibiliteit in het lokale systeem

Lokale energiesystemen zullen naar verwachting voor een groot deel uit duurzame energiesystemen worden samengesteld. Als gevolg hiervan wordt de noodzaak om flexibiliteit te leveren of te ontvangen steeds groter. Dit gebeurt ook in de praktijk als hiervoor voldoende

²⁵⁸ De randvoorwaarden hiervoor moeten nog nader worden uitgewerkt. Zo is het onwenselijk dat een deel van de kosten van zulke regelvrije zones op de andere netgebruikers wordt afgewenteld, afgezien van die kosten die gerelateerd zijn aan kennisontwikkeling in het belang van alle afnemers.

²⁵⁹ Ofgem, *Guidance on third party access charges for licence exempt gas and electricity distribution networks*, <http://www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=366&refer=Networks/Policy>.

²⁶⁰ J.C. McDonald (zie voetnoot 58) geeft een lijst met relevante (technische) onderzoeksvragen, waarbij hij tevens aangeeft welk onderzoek om strategische redenen zou moeten worden geprioriteerd.

prikkels zijn en het leveren dan wel ontvangen van flexibiliteit wordt doorberekend aan de verstrekkers of ontvangers daarvan. Flexibiliteit zou dan ook een eigen marktwaarde moeten hebben. Vanzelfsprekend kan deze flexibiliteit vanuit het centrale systeem geleverd worden, maar ook vraagresponsof lokale productie kunnen hieraan bijdragen. Lokale energiesystemen zijn erop gericht om op de meest efficiënte wijze in zulke flexibiliteit te voorzien.

Op dit moment lijkt de marktsituatie (helaas) nog weinig bevorderlijk voor meer actieve participatie van lokale afnemers. Door het huidige geringe prijsverschil tussen elektriciteit in en buiten de piek, is flexibiliteit op de APX relatief weinig waard. Meer waarde heeft flexibiliteit als reservevermogen op de onbalansmarkt, maar de opbrengsten hierbij zijn (vanwege het karakter van deze markt) meer onzeker.²⁶¹

Op termijn lijkt de waarde van flexibiliteit te gaan toenemen.²⁶² Het heden vormt in die zin geen garantie voor de toekomst. Vermoedelijk zal flexibiliteit straks een hogere waarde krijgen omdat hieraan meer behoefte zal zijn.²⁶³ Lokale systemen moeten dan in staat zijn om tegen beloning flexibiliteit te leveren. Dit vraagt actieve respons op prijssignalen. Aggregatoren zullen de respons van kleine eenheden bundelen en beloningssystemen ontwikkelen die de aanbieders van flexibiliteit financieel compenseren (en prikkelen). Evident is dat hiervoor de huidige, relatief vlakke eindverbruikersprijzen, gebaseerd op standaardprofielen, moeten worden ingewisseld voor variabele energieprijzen die de waarde (schaarste) van energie in het systeem representeren.

Behalve dit zullen marktpartijen ook andersoortige rollen in lokale energiesystemen vervullen. Hieronder zal voor verschillende functies worden aangegeven welke aanpassingen in wet- en regelgeving hiervoor ruimte kunnen bieden.

6.4.3 De verbruiker 2.0

Om participatie van kleinverbruikers reëel te maken, kunnen de volgende stappen worden gezet:

- Nog steeds zijn verbruikers zich weinig bewust van de energierekening, zodat afnemers niet stil staan bij de mogelijkheden om te besparen en de waarde van een leveranciersswitch. Het bewustzijn van verbruikers kan op allerlei wijzen vergroot worden. Zo zijn er in Duitsland maatregelen genomen waarbij leveranciers verplicht zijn om afnemers, als zij dat wensen, per kwartaal of per maand een volwaardige rekening te sturen. Ook in het Verenigd Koninkrijk bestaat deze mogelijkheid al. Geadviseerd wordt om maatregelen te overwegen die afnemers meer en directer bewust maken van de kosten die energiegebruik met zich meebrengt.²⁶⁴
- Overwogen kan worden om afnemers meer vrijheid te geven om (lokaal) elektriciteit aan elkaar te leveren. Dit betekent dat gebruikers administratief kunnen regelen dat een deel

²⁶¹ Zie bijvoorbeeld J. Frunt, A. Kechroud, W.L. Kling en J.M.A. Myrzik, *Participation of Distributed Generation in Balance Management*, IEEE Bucharest PowerTech, IEEE, 2009.

²⁶² De verwachting is dat met name als gevolg van meer duurzame elektriciteitsproductie de behoefte aan flexibiliteit (fors) zal toenemen. Illustratief hierbij is het rapport van Stuart Young over de output van windparken in het Verenigd Koninkrijk: *Analysis of UK Wind Power Generation November 2008 to December 2010*, Stuart Young Consulting, 2011, <http://www.jmt.org/assets/pdf/wind-report.pdf>.

²⁶³ Flexibiliteit vanuit de lokale netten zal 'concurreren' met andere flexibiliteit, zoals die van snelregelende gascentrales. Voor zover flexibiliteit van vraagresponsof niet al goedkoper blijkt dan de inzet van gascentrales, zal ook de beschikbare capaciteit van goedkope bestaande flexibiliteit een rol gaan spelen. Als die beperkt is, zal ook duurdere flexibiliteit moeten worden afgeroepen, wat een hogere prijs met zich mee zal brengen.

²⁶⁴ Zie voor betalingsvormen in het Verenigd Koninkrijk: <https://www.which.co.uk/switch/energy-advice/energy-bill-payment-methods>.

van de verbruikte elektriciteit afkomstig is van de lokale voorziening of van andere verbruikers en de rest van een (suppletie)leverancier. Hiervoor moet onder meer een regeling getroffen worden voor de verrekening van de kosten van het net, zodat niet iedere leverancier die kosten hoeft doorberekenen (conform het leveranciersmodel). Vanzelfsprekend zullen ook passende voorzieningen aanwezig moeten zijn om onderling te kunnen afrekenen. Onderzoek is nodig naar de huidige belemmeringen om dit te realiseren.

- Een mogelijkheid voor een ‘regelvrije’ zone voor lokale energiesystemen (in de periferie van de publieke netten) lijkt wenselijk. Hierbij bepalen de lokale producenten en gebruikers gezamenlijk hoe het lokale net wordt aangelegd en geëxploiteerd en hoe de kosten daarvan over de aangeslotenen worden verdeeld. Het lokale systeem kan op het openbare net tegen de geldende tarieven en voorwaarden worden aangesloten.
- Er zouden voor kleinverbruikers meer mogelijkheden kunnen worden geschapen om flexibiliteit te verkopen. Onderzoek is nodig naar de precieze belemmeringen voor zulke flexibiliteitscontracten. Een oplossing zou kunnen liggen in het zoeken naar alternatieven voor het afrekenen conform profielen, bijvoorbeeld door de profielen niet van toepassing te verklaren op elektriciteitsleveranties (aan kleinverbruikers) waarbij de hoeveelheden in de tijd precies gemeten zijn.
- Om een gelijk speelveld te bewerkstelligen zouden kleinverbruikers dezelfde rechten en plichten moeten hebben als grootverbruikers. Kleinverbruikers zijn (ter bescherming) onderworpen aan gedetailleerde regelgeving. Onderzocht kan worden in hoeverre gelijkstelling van kleinverbruikers aan grootverbruikers mogelijk is (en voor welke categorieën kleinverbruikers toch extra regels zouden moeten gelden om hen te beschermen). Dit biedt kleinverbruikers de mogelijkheid om energie in te kopen waar zij dat wensen, zelfs bij meer dan één leverancier, en om de inhoud en condities van de contracten zelf vast te stellen.

Een noodzakelijke (maar geen voldoende) voorwaarde voor actieve eindverbruikers dat zij ‘inzicht’ in hun energiegebruik hebben. Behalve de prijs kunnen gebruikers ook vanuit andere overwegingen flexibiliteit aanbieden (of energie willen besparen), bijvoorbeeld vanuit milieuperspectief of duurzaamheid. Meer inzicht bij eindverbruikers lijkt in dat opzicht een *no regret* maatregel.

6.4.4 Leveranciers 2.0

Onderzocht zou kunnen worden of de verplichting om over een leveranciersvergunning te beschikken bij elektriciteitslevering voor kleine leveranciers kan worden afgeschaft, dan wel dat deze toe kunnen met een licht regime van deze vergunning. Dit maakt het voor afnemers mogelijk om zichzelf te beleveren met eigen productiemiddelen vanuit een andere locatie (anders dan achter de eigen aansluiting). Iets dergelijks zou moeten kunnen gelden voor aangeslotenen op een lokaal energiesysteem die elkaar onderling beleveren.

Ook kan worden onderzocht of de rigide koppeling van elke aansluiting aan één leverancier kan worden verruimd. Hierdoor krijgen afnemers de mogelijkheid om geproduceerde elektriciteit aan anderen te verkopen dan de eigen leverancier. Ook kan geleverde flexibiliteit nu alleen aan de eigen leverancier worden aangeboden in plaats van vrij op de markt worden gebracht). Wellicht is het mogelijk om levering een onderscheid te maken tussen levering van elektriciteit en geleverde flexibiliteit, wat voor afnemers verschillende tegenpartijen mogelijk maakt: een reguliere leverancier en een tweede of partij die de opgewekte elektriciteit of flexibiliteit benut.

Verder is het wenselijk om nader te onderzoeken hoe de waarde van flexibiliteit in de prijzen voor energielevering zichtbaar kan worden gemaakt. Zoals gezegd kan het afrekenen via

profielen dit in de weg staan.²⁶⁵ Het systeem zou zodanig kunnen worden aangepast dat (ook) kleinverbruikers beloond kunnen worden voor het leveren van flexibiliteit.

Een andere, minder stringente inrichting van het systeem van programmaverantwoordelijkheid maakt het voor kleinverbruikers eenvoudiger om zelf leverancier te worden of flexibiliteit te leveren, zonder dat men zich hiervoor hoeft te laten binden door een derde partij (vaak de huidige leverancier). Overwogen kan worden om een ondergrens in te stellen waarvoor de verplichting tot het regelen van de programmaverantwoordelijkheid geldt.²⁶⁶

6.4.5 Installateurs 2.0

Om de ontwikkeling van *full-service* concepten (financiering, installatie en bedrijfsvoering) mogelijk te maken is specifieke kennis van relevante contractvormen nodig. Mogelijk kunnen hiervoor standaarden worden ontwikkeld, die voor kleinverbruikers inzichtelijk zijn en die vergelijking van verschillende aanbieders vereenvoudigen. Daarbij is het wenselijk dat ook onderling kennis en ervaring worden uitgewisseld over complexe contracten inzake financiering, aanleg, beheer en exploitatie van installaties.

Een specifiek issue betreft verder de (on)mogelijkheden om langjarige contracten met leveranciers te sluiten. Wanneer een afnemer, als gevolg van een gekochte installatie, voor een lange tijd aan een leverancier verbonden is, is *switchen* van leverancier (in de huidige systematiek) niet mogelijk. Het lijkt wenselijk om systemen te ontwikkelen die ofwel de afbetaling van de installatie van het reguliere energiecontract ontkoppelen (zodat de ene leverancier gekozen kan worden voor energielevering en een andere voor het installeren van installaties en het benutten van flexibiliteit) ofwel de overdracht van zulke contracten naar een nieuwe leverancier mogelijk maken.²⁶⁷

6.4.6 Nieuwe arrangementen

Er bestaat behoefte om te experimenteren met alternatieve inrichtingen van het lokale energiesysteem. Hierbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan lokale energiesystemen waarbij het dienstenmodel, het coördinatiemodel of een willekeurig ander model kunnen worden 'uitgeprobeerd'. Het is hierbij van belang dat de regelgeving zulke alternatieve inrichtingen faciliteert, zodat ervaring met de effectiviteit hiervan kan worden opgedaan. Op basis hiervan kan te zijner tijd besloten worden in hoeverre het wenselijk is om eventuele systeemwijzigingen landelijk door te voeren.

Zoals eerder gesuggereerd kunnen dergelijke experimenten in regelvrije zones plaatsvinden. Samenvattend kunnen hierbij de volgende concrete suggesties worden gedaan voor de verruiming van de huidige wet- en regelgeving in zulke regelvrije zones:

- Allereerst dient het systeem zodanig te worden aangepast dat afnemers voor het leveren van flexibiliteit worden beloond (en de geleverde flexibiliteit ook een waarde in het systeem vertegenwoordigt). Concreet betekent dit dat afnemers die over tijdsafhankelijke

²⁶⁵ Zie voetnoot 72 voor de belemmeringen met betrekking tot het leveringsdeel. Qua transport betalen kleinverbruikers het capaciteitsstarief, wat geen ruimte laat voor flexibiliteit.

²⁶⁶ Concreet betekent dit dat een deel van het nationale elektriciteitsverbruik niet langer in de energieprogramma's zichtbaar zijn. De kosten die met de resterende ('missende') onbalans gepaard gaan, kunnen dan gesocialiseerd worden. Een dergelijke opdeling kan het voor TenneT lastig maken om programma's op voorhand te controleren (hoewel de toenemende beschikbare meetdata allocatie van onbalansen aan de verschillende marktpartijen wel steeds preciezer mogelijk maakt).

²⁶⁷ Van de twee lijkt deze laatste de meer complexe optie. Behalve financiële afhandeling (wat onder meer een waardering van de flexibiliteit over de resterende looptijd inhoudt) betekent dit ook dat de technische afroep van flexibiliteit moet worden overgedragen. Het is niet ondenkbaar dat verschillende partijen hiervoor verschillende technische standaarden (interfaces) hanteren.

meters beschikken ('slimme meters'), ook hierop kunnen worden afgerekend (en niet direct of indirect op basis van een profielsystematiek).

- Om afnemers elkaar onderling te kunnen laten leveren, zou een mogelijkheid moeten worden gecreëerd om dit (binnen het lokale energiesysteem) zonder leveranciersvergunning te kunnen doen.
- Hieraan gerelateerd is de stringente koppeling tussen een afnemer (aansluiting) en één leverancier. Om lokale energiesystemen te faciliteren én om flexibiliteit op de markt te kunnen brengen zonder verplichting om dit alleen aan de eigen leverancier te leveren, zou een systeem kunnen worden ontwikkeld dat meer leveranciers op één aansluiting mogelijk maakt.
- Om ruimte te geven aan innovatie zullen gebruikers (in de lokale energiesystemen) ook moeten worden vrijgesteld van bepalingen om de consument te beschermen. Concreet kan hierbij gedacht worden aan het 'modelcontract'.²⁶⁸

²⁶⁸ Zie voetnoot 72.

7 Conclusies en aanbevelingen

❖ DE ONTWIKKELING VAN DE LOKALE VOORZIENING EN INTELLIGENTE NETTEN

Intelligente netten en de lokale energievoorziening vormen een innovatie die de energievoorziening een ander aanzien kan geven. Was de energievoorziening voorheen met name *top-down* georganiseerd, waarbij grote producenten elektriciteit transporteerden naar passieve eindverbruikers, ontstaat er nu een beweging *bottom-up*: Gebruikers willen elektriciteit produceren en verhandelen. Dit biedt ook mogelijkheden om de voorziening van elektriciteit, gas en warmte steeds meer te optimaliseren, zodat lokaal de kosten of de totale uitstoot kunnen worden geminimaliseerd. Een dergelijke ontwikkeling vond al eerder plaats bij de tuinders, die met warmtekracht een meer actieve rol in de voorziening kregen.

Dat de lokale voorziening in de toekomst deel zal uitmaken van de totale voorziening, staat wel vast. Hoe groot dat aandeel zal zijn, is echter niet duidelijk. Het is lastig te voorspellen omdat het van veel factoren afhangt, zoals de ontwikkeling van de energieprijzen, het belastingstelsel en subsidieregime, de kosten en efficiëntie van lokale productie, de marktacceptatie van bijvoorbeeld de elektrische auto, de wens van afnemers (bedrijven en huishoudens) om actief te participeren en het beleid inzake een schone voorziening.

Het uitgangspunt van dit rapport is dat het energiesysteem zich efficiënt ontwikkelt als de lokale voorziening (als innovatie) zich onder dezelfde voorwaarden kan ontwikkelen als de traditionele voorziening. Eventuele toetredingsbelemmeringen dienen te worden weggenomen. Dit wordt ook wel aangeduid als een gelijk speelveld (*level playing field*). Het is aanwezig als alle partijen gelijke kansen hebben, of het nu gaat om gevestigde partijen of om nieuwkomers. Bij gelijke kansen voor de verschillende partijen wijst de markt uit welke technieken efficiënt zijn. Dit past bij een economisch beleid dat technologieneutraal is en waarbij de overheid alleen via generieke maatregelen (zoals belastingen en subsidies) bijstuurt.

Op dit moment reflecteert het systeem van wet- en regelgeving de traditionele situatie in de energievoorziening, waarbij gebruikers aan het distributienet passief zijn en energie van grote producenten ontvangen. Dit systeem zou de kansen van de lokale voorziening onbedoeld kunnen belemmeren. In dat geval komt ze niet van de grond, ook al zou deze efficiënt zijn. In dit rapport is onderzocht op welke wijze sturing kan plaatsvinden om de lokale voorziening dezelfde kansen te geven als de centrale voorziening.

Het kader waarin lokale energiesystemen tot ontwikkeling komen en de relatie met de beleidsdoelen en maatschappelijke wensen is geschetst in hoofdstuk 2. Daarbij gaat het vooral om de voordelen die intelligente netten bieden voor een efficiënte systeemontwikkeling en het belang van participatie van gebruikers. Met name de mogelijkheid van gebruikers om flexibiliteit aan het systeem te verschaffen, is belangrijk.

❖ VERANDERENDE ROLLEN

Hoofdstuk 3 rafelt de energievoorziening uiteen in verschillende functies. De gebruikelijke rolverdeling in de sector kan in de lokale voorziening ingrijpend veranderen. Bestaande partijen kunnen nieuwe functies op zich nemen, zoals kleinverbruikers die gaan produceren. Rollen die traditioneel geïntegreerd waren en gezamenlijk door één partij werden uitgevoerd, kunnen nu worden afgesplitst en door andere of nieuwe partijen worden uitgeoefend. Dat geldt bijvoorbeeld voor de rol van aggregator voor kleinverbruikers, die tot nu toe door de leverancier wordt uitgeoefend, maar in de toekomst ook afzonderlijk door nieuwe dienstverleners kan worden opgepakt. Installateurs kunnen de financiering en exploitatie van installaties op zich nemen en

zo comfort leveren aan consumenten. Een geheel nieuwe rol is bijvoorbeeld het commerciële (meten en) sturen van het energiegebruik om flexibiliteit vanuit vraagresponso te genereren.

Het proces van ontstaan van nieuwe rollen en de nieuwe invulling van bestaande functies kan zich op efficiënte wijze voltrekken als voldaan wordt aan de algemene economische randvoorwaarden voor een doelmatige ontwikkeling van markten, zoals een vrije toetreding van alle partijen tot de markt (dus het ontbreken van toetredingsbelemmeringen) en het toedelen van de kosten van de voorziening aan degenen die deze kosten veroorzaken. Dit laatste geldt met name voor het transport van elektriciteit, een functie waarvan de meeste marktpartijen afhankelijk zijn.

❖ DENKMODELLEN

De lokale voorziening kan op allerlei wijzen georganiseerd worden, al naar gelang de behoeften van de deelnemende partijen, hun kenmerken en de aanwezige bronnen. Er bestaat niet één ‘beste’ organisatievorm, maar verschillende vormen bestaan naast elkaar. Hoofdstuk 4 schetst twee denkmodellen voor een lokale voorziening. Door de consequenties van de denkmodellen op de korte en lange termijn te analyseren en naast het Nederlandse model te leggen, wordt duidelijker hoe het energiesysteem verder kan verduurzamen en op welke vlakken aanpassing van wet- en regelgeving wenselijk is.

Het dienstenmodel is gebaseerd op de Angelsaksische literatuur, waar een grote nadruk ligt op de rol van *Energy Service Companies* (ESCOs). Deze combineren verschillende functies ten behoeve van de gebruikers. De *local loop*, het lokale net, wordt daarbij ontbonden: ESCOs contracteren de gewenste transportcapaciteit ten behoeve van hun klanten en proberen deze optimaal te benutten.

In het coördinatiemodel wordt de scheiding tussen het net, productie en gebruik op microniveau in zijn geheel opgeheven en vindt lokale planning en coördinatie plaats. Het uitgangspunt van dit model is dat de deelnemende partijen de voorziening gezamenlijk exploiteren en dat zij allemaal meedoen om het lokale energiesysteem tegen de laagste kosten te kunnen inrichten.

Beide denkmodellen zijn voorbeelden van hoe een lokale voorziening eruit zou kunnen zien. Aanzetten hiertoe zijn al in de praktijk te vinden. In principe zouden wet en regelgeving zoveel mogelijk ruimte moeten scheppen om deze (en andere) modellen ook daadwerkelijk te kunnen uitproberen. Bindende regels van Europees recht, zoals een vrije toegang tot de netten en een vrije keuze van leverancier, dienen daarbij uiteraard gehandhaafd te blijven. In de praktijk kan dan blijken welke modellen levensvatbaar zijn en welke niet.

Concreet houdt dit in dat aan marktpartijen de vrijheid geboden wordt om de verschillende functies uit te oefenen. Daarbij is de vraag in hoeverre partijen ook zelf (onderling) kunnen bepalen hoe zij de kosten van het transport verdelen. Dit staat namelijk op gespannen voet met de wijze waarop het transport nu wordt geregeld. Er is nu één reguleringsmodel voor het gehele land. Bij andersoortige modellen voor de lokale voorziening passen echter ook alternatieve systemen voor nettoegang en kostenallocatie, met name aan de uiteinden van het net. Dit is één van de redenen waarom experimenten nuttig zijn. De effecten van andersoortige regimes kunnen zo worden beoordeeld.

❖ BIJZONDERE VRAAGSTUKKEN

De lokale voorziening krijgt meer ruimte als de regelgeving ook meer daarop wordt toegesneden. De huidige wet- en regelgeving vormt evenwel een complex bouwwerk, waarbij verschillende onderdelen nauw met elkaar samenhangen. Het kan lastig zijn om het ene onderdeel te veranderen zonder dat daarbij een ander essentieel onderdeel wordt aangetast (waardoor de

voorziening als geheel uit balans raakt). Hoofdstuk 5 bespreekt een aantal specifieke vraagstukken die van belang zijn bij veranderingen.

Allereerst komt het coördinatievraagstuk aan de orde. Dit gaat over de toegang tot flexibiliteit vanuit de lokale voorziening, bijvoorbeeld door vraagsturing. Deze flexibiliteit kan worden aangeboden aan leveranciers, zodat productie en consumptie efficiënt op elkaar worden aangepast. Maar ook de netbeheerders kunnen deze flexibiliteit gebruiken als zij net-investeringen willen uit- of afstellen om inefficiënte uitbreiding van het net te voorkomen. Deze besparingen zijn echter alleen mogelijk als netbeheerders, als er op een bepaald moment een tekort aan transportcapaciteit is, ook daadwerkelijk voldoende flexibiliteit kunnen oproepen (en daarvoor een vergoeding kunnen geven). Het is de vraag of netbeheerders op alle momenten over voldoende flexibiliteit kunnen beschikken, zeker als deze ook verkocht kan worden aan leveranciers.

Ook is ingegaan op de split-incentive problematiek. Deze doet zich voor als andere partijen de voordelen van een duurzame, lokale voorziening ontvangen dan de partijen die daarin investeren. Een voorbeeld hiervan zijn consumenten die thuis energiemanagementsystemen plaatsen terwijl een groot deel van de baten van de flexibiliteit, die daarmee wordt gegenereerd, aan andere partijen toevallen (die niet de apparatuur hebben aangeschaft). Een ander voorbeeld is wanneer kleinverbruikers op grote schaal investeren in zonne-energie, maar de netbeheerders hiervoor extra investeringen in de netten moeten doen om deze energie te kunnen transporteren. In zulke gevallen is het de vraag of de investeringen efficiënt tot stand komen. Via samenwerking (onderlinge compensatie) of via regulering kan dit mogelijk gecorrigeerd worden.

Een ander punt van aandacht zijn de tariefstructuren voor het transport van elektriciteit. Initiatiefnemers van een lokale voorziening hebben dezelfde kansen als andere partijen wanneer de transportkosten zoveel mogelijk worden toegedeeld aan degenen die deze veroorzaken. In dat geval zijn er bovendien prikkels voor een efficiënt gebruik van het net. Het ontwerpen van tarieven is echter complex, waarbij onder meer keuzes gemaakt moeten worden over de onderliggende uitgangspunten.

Tenslotte gaat hoofdstuk 5 ook nog in op bereidheid van gebruikers om flexibiliteit te leveren aan het systeem. De criteria waaraan het systeem moet voldoen om kleinverbruikers (met name huishoudens) te prikkelen om flexibiliteit te leveren en de verschillende manieren waarop consumenten flexibiliteit kunnen leveren, zijn besproken. Daarbij is onder meer ingegaan op de implementatie van dynamische prijzen en tarieven.

❖ ANDERE INVULLING VAN HET TRANSPORT

Hoofdstuk 6 is een pleidooi om met de lokale voorziening te experimenteren. Dit kan inzicht geven in de precieze aard van eventuele knelpunten. Vervolgens kunnen oplossingen worden bedacht om de lokale voorziening goed te laten werken. De bouwstenen voor experimenten zijn er al, maar de juiste prikkels ontbreken soms.

Zo is onderzoek nodig naar een andere invulling van de functie van transport in distributienetten, nu steeds meer transporten geheel binnen de distributienetten plaatsvinden. Volgens de literatuur kan intelligentie bijdragen aan een vermindering van investering in de netten. Deze voordelen kunnen echter niet gerealiseerd worden bij de huidige invulling van het transport. De transportplicht van netbeheerders om te voldoen aan alle transportverzoeken zou gemitigeerd kunnen worden door deze afhankelijk te maken van de specifieke situatie op het net (en het effect op de kosten daarvan). Hierbij kan dan ook gebruik worden gemaakt van flexibiliteit. Concreet vraagt dit om experimenten met locatieprikkels en met dynamische nettarieven.

Ook experimenten met een meer actieve rol van de netbeheerder, waarbij interactie plaatsvindt tussen de netbeheerder en de gebruikers, kunnen inzicht verschaffen in de mogelijkheden om vraag en aanbod beter te sturen. Er zou ten slotte ook geëxperimenteerd kunnen worden met andere technische voorwaarden voor transport.

❖ VRIJHEID VAN INRICHTING VAN HET LOKALE INITIATIEF

Lokale voorzieningen kunnen op verschillende wijzen worden ingericht, al naar gelang de soorten partijen, hun behoeften en de energiebronnen. Ook hier kan met experimenten ervaring opgedaan worden, bijvoorbeeld met een ongereguleerde *local loop*, waar partijen hun eigen energiesysteem kunnen ontwikkelen en onderling afspraken kunnen maken over de verdeling van de kosten. Ook een studie naar het beschikbaar stellen van transportcapaciteit aan derden kan zinvol zijn, zoals bij het ESCO-model is besproken (vergelijkbaar met de verhuur van transportcapaciteit in de telecomsector). Als er op de microschaal behoefte zou blijken aan opheffing van de ontvlechting van netbeheer enerzijds en productie en levering anderzijds, dan zou hiervoor (op microschaal) ruimte aan kunnen worden gegeven.

De wensen van de deelnemende partijen zijn leidend bij de inrichting en tarifiering van de lokale infrastructuur. Een andere mogelijkheid is om de afzonderlijke experimenten als een installatie te beschouwen, met één aansluiting op het openbare net.

❖ FLEXIBELE INRICHTING VAN DE FINALE FUNCTIE

In een lokale voorziening zijn allerlei gebruikers actief. De gebruiker heeft daarbij soms de functie van leverancier. De wetgeving gaat ervan uit dat levering een aparte functie is en biedt weinig ruimte voor samensmelting met de functie van eindgebruiker. Dit belemmert een aantal inrichtingen van de lokale voorziening, zoals een collectief dat zichzelf wil beleveren en daarvoor een leveranciersvergunning nodig heeft. Regelgeving verhindert soms ook de implementatie van nieuwe dienstenfuncties, bijvoorbeeld als een leverancier ook apparatuur installeert en hiertoe een langdurig contract met zijn klant wil afsluiten. In experimenten kunnen hiervoor oplossingen worden gezocht.

Vooraf van belang lijkt de noodzaak tot meer flexibiliteit in de tarieven van kleinverbruikers. Alleen wanneer deze worden gedifferentieerd, krijgen gebruikers prikkels om hun energiegebruik en -productie te optimaliseren. Dit levert vervolgens ook een voedingsbodem voor de ontwikkeling van flexibiliteit op basis van vraagrespon, wat op haar beurt de ontwikkeling van nieuwe diensten rond aggregatie kan bevorderen (zodat kleinverbruikers gezamenlijk flexibiliteit op de onbalansmarkt of de APX kunnen bieden).

Ook lijkt er behoefte aan meer mogelijkheden voor kleinverbruikers om gezamenlijk energie te produceren en om zelf geproduceerde energie direct met elkaar uit te wisselen en aan elkaar te leveren. Onderzocht kan worden of verruiming van het begrip 'installatie' de oprichting en exploitatie van een lokale voorziening bij gebruikersverenigingen in appartementencomplexen of bij woningbouwcorporaties vergemakkelijkt. Hierbij kan gedacht worden aan een verlichting van de eisen van de leveranciersvergunning of een ontheffing van de verplichting om deze vergunning aan te vragen voor kleine producenten of kleine leveranciers. Dit maakt het voor kleinverbruikers gemakkelijker om aan elkaar elektriciteit te verkopen.

Dit geldt ook voor de mogelijkheden voor kleinverbruikers om rechtstreeks elektriciteit aan zichzelf (vanaf een andere aansluiting) zonder tussenkomst van een leverancier. Als kleinverbruikers in staat worden gesteld om meer dan één leverancier te hebben, kunnen zij bijvoorbeeld energie betrekken van de eigen coöperatie of van een eigen windmolen op afstand en daarnaast een contract met een suppletieleverancier sluiten.

Relevante vragen hierbij zijn bijvoorbeeld in hoeverre een verdeling van de gebruikers in de categorieën 'grootverbruikers' en 'kleinverbruikers' nog relevant is. Is het mogelijk om grotere groepen (kleinverbruikende) afnemers dezelfde vrijheden te verschaffen als die van grootverbruikers? En zijn alle beschermingsmaatregelen voor kleinverbruikers nog steeds nodig? Wegen de voordelen (in de zin van consumentenbescherming) nog steeds op tegen de nadelen (in de zin van verstoring van de marktwerking op lokaal niveau)?

Bijzondere aandacht zou verder kunnen uitgaan naar de *split incentives* bij de lokale voorziening, onder andere bij het aanbieden dan wel afnemen van flexibiliteit. In experimenten kan de effectiviteit van verschillende beloningssystemen voor flexibiliteit worden onderzocht, zowel op de markt voor elektriciteit als op de markt voor transport.

Ten slotte zou de aandacht gericht kunnen worden op de mogelijkheden voor de vorming van (energie)dienstenleveranciers, die niet langer *commodities* leveren maar *comfort*. Zulke dienstverleners kunnen bijvoorbeeld de investeringen in besparingsmaatregelen en installaties zoals zonnepanelen overnemen en desgewenst ook het energietransport voor de afnemers regelen. Uitgangspunt is dat de gebruikers voor zulke diensten betalen. Dit biedt directe kansen om een grotere energiebesparing te realiseren (met financiële voordelen voor de energiegebruiker) en om meer flexibiliteit (in de vorm van vraagrespon) voor het systeem beschikbaar te krijgen.

