

# DE TARIEFSYSTEMATIEK VAN HET ELEKTRICITEITSNET

---

Zwolle, 23 december 2013

*Opgesteld door:*

Rudi Hakvoort

Hamilcar Knops

Paul Koutstaal  
Adriaan van der Welle  
Joost Gerdes

**D-Cision B.V.**  
Postbus 44  
8000 AA ZWOLLE

**TU Delft**  
Jaffalaan 5  
2628 BX DELFT

**ECN**  
Radarweg 60  
1043 NT AMSTERDAM



## INHOUD

<b>MANAGEMENT SAMENVATTING</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Inleiding</b> .....	<b>9</b>
<b>2 De methodologie voor nettarifiering</b> .....	<b>11</b>
2.1 Principes voor nettarifiering.....	11
2.2 Economische principes voor nettarifiering .....	16
2.3 Kostenallocatie in het elektriciteitsnet .....	22
2.4 Nettarifiering: een pragmatische benadering.....	28
<b>3 De nettarieven in Nederland</b> .....	<b>37</b>
3.1 Juridische inbedding .....	37
3.2 De Nederlandse tariefsystematiek .....	43
3.3 Knelpunten in het huidige tariefsysteem .....	47
<b>4 Passende tarieven voor grootverbruikers</b> .....	<b>51</b>
4.1 Inleiding .....	51
4.2 Het effect van grootverbruikers op de net- en systeemkosten .....	51
4.3 Nettarieven voor grootverbruikers.....	55
4.4 De Duitse regelingen.....	64
4.5 Juridische inpassing.....	65
4.6 Aanbevelingen .....	73
<b>5 Nettarifiering in een innovierend elektriciteitssysteem</b> .....	<b>77</b>
5.1 Inleiding .....	77
5.2 Lokale elektriciteitsproductie, <i>smart grid</i> technologie en het elektriciteitsnet .....	78
5.3 Gemodelleerde benutting van het laagspanningsnet (referentiesituatie).....	81
5.4 Het effect van lokale productie op het net.....	84
5.5 Het effect van <i>smart grid</i> technologie op het net.....	94
5.6 Nettarieven die rekening houden met de effecten van lokale invoeding .....	102
5.7 Juridische inpasbaarheid van een regeling voor lokale invoeding .....	110
5.8 Kostenveroorzaking van lokale productie en <i>smart grid</i> technologie .....	115
5.9 Aanbevelingen .....	117



## MANAGEMENT SAMENVATTING

### Doelstelling

Deze studie richt zich op de tariefssystematiek voor elektriciteitstransport over het net. De studie richt zich op de volgende aspecten:

- 1) *De effecten van grootverbruikers op de kosten (en baten) voor het net en de vraag in hoeverre dit een aanleiding vormt om de kostenverdeling via de nettarieven hierop aan te passen.*
- 2) *De effecten van lokale (decentrale) invoeding op de netkosten en de vraag in hoeverre dit een aanleiding vormt om de kostenverdeling via de nettarieven hierop aan te passen.*

### Principes voor nettarifering

De nettarieven hebben als doel om de kosten die verbonden zijn aan het elektriciteitsnet over de netgebruikers te verdelen en om de aangesloten afnemers prikkels te geven voor efficiënt netgebruik. De verschillende tarifieringsmethodieken reflecteren in de praktijk een balans tussen verschillende principes zoals bijvoorbeeld kostenveroorzaking, eenvoud en efficiëntie op de korte termijn en efficiëntie op de lange termijn. Verschillende tariefsystemen werken deze principes op andere wijze uit.

De tarieven dienen enerzijds *kostendekkend* te zijn, zodat alle gebruikers met elkaar de (integrale) kosten van het elektriciteitsnet opbrengen. Anderzijds behoren de tarieven *kostenreflectief* te zijn. Met dit laatste wordt bedoeld dat de kosten zo worden verdeeld dat de gebruikers via de tarieven alleen ‘hun aandeel’ in de kosten betalen. Daarmee vertaalt het tariefsysteem de ‘netkosten per gebruiker’ in de ‘nettarieven per gebruiker’. De *netkosten per gebruiker* zijn gerelateerd aan het deel van het net dat een gebruiker (direct of indirect) benut. Het *nettariaf van een gebruiker* betreft de feitelijke rekening die een afnemer betaalt voor zijn gebruik van het net. Als de nettarieven kostenreflectief zijn, zal er een relatie zijn tussen de netkosten per gebruiker en het nettariaf per gebruiker.

De netkosten kunnen op verschillende wijzen aan de gebruikers worden toegerekend, en zo verrekend worden in de nettarieven. Zo kunnen de kosten worden bepaald op basis van de (fysieke) elektriciteitsstromen die elke netgebruiker veroorzaakt of juist de economische waarde die de elektriciteit vertegenwoordigt. Ook kan de gebruik dat elke afnemer maakt van de verschillende netcomponenten worden berekend, waarbij dan uitgegaan kan worden van het netgebruik op jaarbasis (in kWh), het (maandelijks) afgenomen vermogen van het net ( $kW_{max}$ ), de maximale afname tijdens de systeempiek of het maximale gecontracteerde vermogen ( $kW_{contract}$ ).

### Passende tarieven voor grootverbruikers

In deze studie is onderzocht hoe de kosten en (mogelijke) baten van grootverbruikers (specifiek: de energie-intensieve industrie) voor het elektriciteitsnet en -systeem zo goed mogelijk weerspiegeld kunnen worden in de voor deze grootverbruikers geldende tarieven. Hoewel voor afzonderlijke grootverbruikers geldt dat hun precieze effect op de netkosten (en -baten) lastig valt in te schatten, zijn er wel karakteristieken aan te wijzen die een positieve waarde vertegenwoordigen voor het beheer van het elektriciteitsnet en -systeem.

Ten eerste spelen grootverbruikers een belangrijke rol bij de spanningshuishouding doordat ze over het algemeen blindvermogen afnemen, wat netbeheerders helpt. Ten tweede dragen

grootverbruikers die tijdens de daluren veel verbruiken bij aan systeemondersteuning omdat ze zorgen dat regelvermogen beschikbaar is en dat geproduceerde duurzame energie (zoals wind) meteen gebruikt kan worden. Ten derde zijn veel grootverbruikers traditioneel dichtbij productie gesitueerd: dit zorgt ervoor dat productie en afname lokaal in balans zijn, wat kostenverlagend werkt voor transmissie en systeembeheer.

Deze karakteristieken kunnen de basis vormen voor speciale tariefregeling voor grootverbruikers. Deze kan de vorm hebben van een wijziging van de tariefstructuur al dan niet gekoppeld aan een differentiatie van de tariefcategorieën of van een correctie op het bestaande tarief voor een bepaalde groep afnemers. Gezien de Europese regelgeving zal de aanpassing van het tarief een relatie moeten hebben met het veroorzaken van kosten of het vermijden ervan, en mag deze niet afstandsafhankelijk zijn. Bij een tariefcorrectie in de vorm van een expliciete korting dient men goed op te letten dat het geen (verboden) staatssteunmaatregel is.

Omdat de specifieke afnamekarakteristieken van grootverbruikers nog niet in de huidige tariefstructuur van de transporttarieven verdisconteerd zijn, kan dit een basis vormen om te kiezen voor een andere tariefstructuur die ook rekening houdt met de baten van grootverbruikers voor het net- en systeembeheer. Of van deze ruimte gebruik gemaakt moet worden, is een meer beleidsmatige/politieke keuze.

Als men hiertoe besluit, is het verstandig om bij een aanpassing van de tariefstructuur zo direct mogelijk aan te sluiten bij de eigenschappen die een andere kostenallocatie rechtvaardigen. Op deze manier wordt voldaan aan de Europese eis dat nettarieven georiënteerd moeten zijn op onderliggende kosten (en baten). Daarnaast verdient het aanbeveling om een aangepaste tariefregeling voor grootverbruikers niet al te gecompliceerd te maken.

Het meest praktisch lijkt ons om redelijk eenvoudige aanpassingen aan de tariefstructuur te maken die zelf aansluiten bij de netkostenverlagende eigenschappen van de grootverbruiker. Bijvoorbeeld een eenvoudige differentiatie van het piek- en daltarief voor het transport, waarbij gebruik van het net in de daluren wordt gewaardeerd en in de piek extra zwaar wordt aangeslagen. Of een correctie van de  $kW_{\max}$  (en/of  $kW_{\text{contract}}$ ) op basis van de bedrijfstijd. Zo'n tariefregeling geeft de juiste prikkels en vereist geen nieuwe meetdata. Bovendien kan het redelijk eenvoudig 'gekoppeld' worden aan de bestaande tariefstructuur.

### **Effecten van lokale invoeding en *smart grid* technologie op de netkosten**

De huidige tariefsystematiek is gebaseerd op de idee dat elektriciteit vooral op de hogere netvlakken (extrahoogspanning en hoogspanning) wordt geproduceerd en grotendeels op lagere netvlakken worden afgenomen. Dit vormt de basis voor de huidige cascadesystematiek. Steeds meer komt hierin verandering in. Afnemers op lagere spanningsniveaus participeren steeds meer in de elektriciteitsproductie. Ook beïnvloedt '*smart grid* technologie' zoals vraagrespon, inzet van elektriciteitsopslag en een toename van het elektrisch vervoer het netgebruik. Geanalyseerd is in hoeverre deze innovatieve ontwikkelingen tot minder benodigd net leiden en op welke wijze de nettarieven hiermee rekening kunnen houden. Het eerste is gedaan via modellering van enkele extreme situaties, voor het tweede zijn de verschillende opties kwalitatief geïdentificeerd.

Uit de modelberekeningen volgt dat lokale energieproductie niet noodzakelijk ertoe leidt dat minder net nodig is. De totale hoeveelheid van het net afgenomen elektriciteit neemt weliswaar af, maar de teruglevering van lokaal geproduceerde elektriciteit kan (bij een hoge penetratie van lokale duurzame productie) een hoger capaciteitsbeslag op het net vergen dan het verbruik. De maximale uurlijkse afname van het net (die bepalend is voor de noodzakelijke netcapaciteit)

daalt door de inzet van micro-warmtekrachtinstallaties (HRe-ketels) maar niet door lokaal zonen windvermogen.

Het effect van het laden van elektrische auto's in de wijk voor de benodigde transportcapaciteit kan hoog zijn. Wel is deze in hoge mate afhankelijk van de gehanteerde laadstrategie. Lokale opslagmiddelen (zoals accu's in elektrische auto's of *stand alone* accu's) kunnen de teruglevering vanuit de wijk aan het hogere netvlak beperken, en daarmee de noodzakelijke netcapaciteit verlagen. Ditzelfde geldt voor de inzet van vraagrespons, waarmee met name de maximale afname van het net (enigszins) kan worden beïnvloed. Het succes hiervan is echter afhankelijk van de precieze mix van lokale technologie en verbruikstrategieën, en daarmee ook sterk afhankelijk van het gedrag van de aangesloten afnemers.

Een eventueel voordeel dat door lokale elektriciteitsproductie voor het net wordt gerealiseerd kan op verschillende manieren aan de betreffende afnemers worden doorberekend. Zo kan het bestaande transporttarief (voor afname) op basis van karakteristieken voor invoeding en/of afname worden gecorrigeerd. Een tweede mogelijkheid is om de bestaande tariefcategorieën te handhaven, maar de tariefstructuur van het transporttarief (voor afname) aan te passen. Voor invoedende afnemers zou dit (kunnen) betekenen dat het transporttarief (voor afname) afhankelijk gemaakt wordt van zowel de van het net afgenomen elektriciteit als de op het net ingevoede elektriciteit. Ten slotte is het mogelijk om voor invoedende afnemers verschillende (nieuwe) tariefcategorieën te definiëren en voor deze (nieuwe) categorieën een bijpassende tariefstructuur vast te stellen. In dit rapport worden verschillende concrete regelingen nader uitgewerkt.

Het lijkt zinvol om meer ervaring op te doen met het effect van lokale elektriciteitsproductie en *smart grid* technologie en hoe afnemers hiermee in de praktijk zullen omgaan. Daarbij ligt het voor de hand om ook te onderzoeken in hoeverre alternatieve arrangementen voor nettarieven hieraan kunnen bijdragen. In dit verband kan misschien aansluiting gezocht worden bij de mogelijkheden die het 'experimenteerartikel' (artikel 7a Elektriciteitswet 1998) biedt.





# 1 Inleiding

Deze studie richt zich op de tariefsystematiek voor elektriciteitstransport over het net. De studie richt zich op de volgende aspecten:

- 1) *De effecten van grootverbruikers op de kosten (en baten) voor het net en de vraag in hoeverre dit een aanleiding vormt om de kostenverdeling via de nettarieven hierop aan te passen.*
- 2) *De effecten van lokale (decentrale) invoeding op de netkosten en de vraag in hoeverre dit een aanleiding vormt om de kostenverdeling via de nettarieven hierop aan te passen.*

Vanwege de centrale rol van de tariefsystematiek in de elektriciteitsvoorziening, worden in deze studie de genoemde vragen binnen de volgende context geanalyseerd:

- *De economische basis en uitgangspunten voor nettarifering en de juridische verankering*  
De systematiek voor nettarifering vormt een verdelingsmechanisme voor de netkosten over alle gebruikers. Bij de inrichting hiervan worden in de regel verschillende, vaak onderling gedeeltelijk tegenstrijdige principes gehanteerd, zoals kostenveroorzaking, cascade-systeem, postzegeltarief, gelijk speelveld, non-discriminatie, etc. In deze studie worden de verschillende economische principes beschreven, hun relatie met het technisch functioneren van het systeem aangegeven en historisch gemaakte keuzes inzichtelijk gemaakt. Bovendien zal duidelijk aangegeven worden op welke wijze deze principes in wet- en regelgeving of in jurisprudentie zijn verankerd en hoe ze geïnterpreteerd worden. Tevens komt hierbij aan de orde door wie en hoe makkelijk of moeilijk iets aan die gekozen principes/regels veranderd kan worden. Deze laatste analyse laat zien welke (juridische) randvoorwaarden er gelden.
- *De ontwikkeling van de regionale en Europese markt voor elektriciteit*  
Het elektriciteitsnet is de ‘drager’ van de marktwerking op de Europese elektriciteitsmarkt. De voorwaarden en tarieven om toegang te krijgen tot het net beïnvloeden de positie van gebruikers. In hoeverre kunnen ze daadwerkelijk profiteren van de zich ontwikkelende regionale en Europese markt voor stroom? Bovendien beïnvloedt het bedrag dat men aan nettarieven moet betalen direct de concurrentiepositie van bedrijven. Ook vanuit dit perspectief is het van groot belang dat de Nederlandse (en buitenlandse) tariefstructuur voor verbruikers (en in het bijzonder grootverbruikers) van elektriciteit op een passende wijze de onderliggende kosten en baten weerspiegelt. Dit zorgt voor een gelijk speelveld.
- *De ontwikkeling van lokale, decentrale energiesystemen*  
Nieuwe technische mogelijkheden én maatschappelijke wensen leiden geleidelijk tot een groter aandeel lokaal opgewekte elektriciteit, vaak afkomstig van hernieuwbare bronnen. Deze elektriciteit wordt op lagere spanningsniveaus (middenspanning en laagspanning) ingevoerd, wat een andersoortige netbelasting met zich meebrengt. Bovendien ontwikkelen zich steeds meer initiatieven om lokaal tot een slimme afstemming van vraag en aanbod te komen (*smart grids*), wat ook tot een andere (verminderde) netbelasting kan leiden. Omdat de historisch gekozen tarifieringsprincipes echter uitgaan van invoeding (door grootschalige productie-installaties) op hoogspanningsniveau, worden de effecten van lokale opwek en slimme afstemming van vraag en aanbod op het net (en de netkosten) in kaart gebracht. Tevens wordt geanalyseerd in hoeverre dit aanleiding biedt voor een andere kostenallocatie en andere tarieven.



## 2 De methodologie voor nettarifering

### 2.1 Principes voor nettarifering

#### 2.1.1 Uitdagingen bij nettarifering

De nettarieven hebben als doel om de kosten die verbonden zijn aan het elektriciteitsnet over de netgebruikers te verdelen en om de aangesloten afnemers prikkels te geven voor efficiënt netgebruik.<sup>1</sup> Van belang hierbij is dat de tariefstructuur de concurrentie op de markt niet verstoort. Dit vereiste van een gelijk speelveld betekent grofweg dat soortgelijke partijen soortgelijke netkosten voor hun rekening zouden moeten krijgen, waarbij de kosten op een ‘eerlijke’ manier over de netgebruikers moeten worden verdeeld. Hierbij is het van belang dat de inkomsten vanuit de tarieven de totale kosten voor het net dekken (het beginsel van kostendeckendheid).

In de praktijk is het ontwikkelen van een systeem voor nettarifering ingewikkeld. Dit wordt veroorzaakt door een aantal karakteristieken die met elektriciteitsdistributie en -transport zijn verbonden. Een aantal hiervan zijn:

- *De wetten van Kirchhoff:* In tegenstelling tot andere commodities (gas, water, etc.) laten elektriciteitstransporten zich niet door een net sturen, maar volgen zij de route van de ‘minste weerstand’. Een energiestroom van punt A naar punt B in het net waaiert hierdoor uit over alle mogelijke routes, zodat geen eenduidige transportroute gedefinieerd kan worden.
- *Saldering van markttransacties:* Een volgende complicerende eigenschap van elektriciteit is dat markttransacties zich niet op eenduidige wijze naar nettransporten laten vertalen. Wanneer twee partijen markttransacties realiseren die tegengestelde stromen in het net veroorzaken, is de effectieve belasting van het transportnet minder dan elk van beide markttransacties. Anders geformuleerd: het effect op het net van productie of afname van een marktpartij wordt beïnvloed door (alle) transacties van andere aangesloten partijen.
- *Onduidelijke kostenveroorzaking:* Omdat elektriciteitsstromen zich niet afzonderlijk in het elektriciteitsnet laten identificeren, betekent dit dat het zeer lastig is om de kosten die elke gebruiker in het systeem veroorzaakt (exact) te bepalen. Het elektriciteitsnet gedraagt zich in zekere zin als een badkuip waarbij producenten (op allerlei plaatsen) ‘water’ toevoegen en afnemers op andere plaatsen ‘water’ consumeren, en wel zodanig dat het waterniveau in het bad daarbij gelijk blijft. Om toch invulling te geven aan het principe van kostenveroorzaking – als hiervoor in het tariferingsmodel wordt gekozen – moeten gebruikers(groepen) worden geaggregeerd (en wordt bijvoorbeeld het totale effect op de verschillende netvlakken in kaart gebracht). De vereenvoudiging die dit met zich meebrengt leidt ertoe dat de tariefstructuur gebaseerd is op een gemiddelde (referentie) afnemer,

---

<sup>1</sup> Dit rapport richt zich op de tarifiering van de netkosten, dat zijn de kosten van het net dat netgebruikers gemeenschappelijk hebben. Behalve de netkosten is ook sprake van de kosten van een aansluiting op het net. Het kenmerk van een aansluiting is dat deze verbinding slechts voor één of een beperkt aantal afnemers wordt aangelegd. De wijze van toerekening van deze kosten aan afnemers in de vorm van aansluitkosten en/of een aansluittarief valt buiten de scope van dit rapport. Voor zover een deel van de aansluitkosten via de nettarieven wordt gedekt, worden deze kosten bij de netkosten opgeteld die via de tarieven moeten worden opgebracht.

maar afzonderlijke gebruikers (nagenoeg allemaal) in de praktijk redenen kunnen aandragen waarom zij van deze referentiegebruiker afwijken.

- *De verzekeringswaarde van het elektriciteitsnet:* Los van het bovenstaande leven er verschillende beelden bij gebruikers hoe nettarifering vorm moet krijgen. Veel gebruikers staan een *pay-as-used* principe voor, waarbij zij het net vooral als verzekering zien bij afwezigheid van alternatieven en dan ook alleen voor de transportdienst willen betalen wanneer deze ook daadwerkelijk wordt gebruikt. Vanuit het perspectief van de netbeheerder liggen capaciteitsgebaseerde tarieven echter meer voor de hand, aangezien de huidige aansluit- en transportplicht netbeheerders ‘dwingt’ om gebruikers zoveel netcapaciteit aan te bieden als deze tijdens de piek gebruiken.<sup>2</sup>

Ten slotte vormt het transporteren van elektriciteit over het net geen op zichzelf staand doel, maar vormen transporten de ‘drager’ voor de energiemarkt. Het net faciliteert concurrentie op de energiemarkt. Dit betekent dat de nettarieven zodanig moeten zijn dat netgebruikers in staat zijn om met elkaar te concurreren, wat consequenties heeft voor de methodiek van nettarifering, zeker in het licht van de toch breed levende gedachte dat nettarieven bij voorkeur gebaseerd dienen te zijn op het kostenveroorzakingsbeginsel:<sup>3</sup>

- *Kostenveroorzaking versus kostendekkendheid:* Door de netkosten conform het beginsel van kostenveroorzaking aan afnemers toe te rekenen, betalen afnemers (in beginsel) voor het deel van het net dat zij gebruiken. Afnemers die het net weinig of efficiënt gebruiken, betalen dan minder. Afnemers die het net veel of inefficiënt gebruiken, betalen dan meer. In de praktijk blijkt evenwel dat toepassing van het kostenveroorzakingsbeginsel niet automatisch garandeert dat de tarieven ook kostendekkend zijn.
- *Kostenveroorzaking versus concurrentie:* Wanneer de netkosten van afnemers strikt volgens het kostenveroorzakingsprincipe zouden worden bepaald (voor zover dit dan al exact mogelijk is), leidt dit ertoe dat lokale elektriciteitsproductie bevoordeeld wordt boven elektriciteitsproductie van elders (of import van elektriciteit). Immers, bij lokale productie is de afstand naar de gebruiker korter zodat hiervoor ‘minder net’ nodig is. Aangezien producenten in de Nederlandse elektriciteitsproductie vanuit historisch perspectief vooral over een geografisch specifiek (regionaal) marktaandeel beschikken is in het verleden met het oog op concurrentiebevordering voor afstandsonafhankelijke nettarifering gekozen.
- *Kostenveroorzaking versus eenvoud:* Daarnaast geldt dat het doorvoeren van strikte kostenveroorzaking in de tarieven (voor zover het al exact mogelijk is) tot complexe tarieven leidt. Deze complexiteit verhoudt zich moeizaam met het in Nederland en Europa gekozen marktmodel voor de elektriciteitsmarkt, waarin eenvoud en transparantie van belang zijn. Een pragmatisch alternatief is het ‘postzegeltarief’ voor nettoegang, waarbij de kosten voor

---

<sup>2</sup> Het hanteren van een aansluit- en transportplicht is niet noodzakelijk economisch optimaal. Dit principe ‘wreekt’ zich bijvoorbeeld bij decentrale elektriciteitsproductie. Zolang lokale productie-eenheden actief zijn, wordt het net beperkt gebruikt. Wanneer de lokale eenheden om wat voor reden dan ook – variërend van onderhoud van de installatie tot perioden dan zonnepanelen niet produceren vanwege de afwezigheid van zoninstraling – wordt van het net afgenomen. Het net moet dan wel zodanig zijn aangelegd dat in het maximale (gecontracteerde) verbruik kan worden voorzien.

<sup>3</sup> Er is een algemene trend, zowel in de Europese Unie als in de VS, richting een meer strikte toepassing van het kostenveroorzakingsprincipe (het *beneficiary pays principle*). Uiteraard is exacte toepassing van het principe onmogelijk vanwege de eerdergenoemde wetten van Kirchhoff en de complexe samenhang tussen de verschillende handelstransacties en de netbelasting. Dit betekent echter niet dat het principe niet beperkt kan worden toegepast.

elke categorie gebruikers gelijk zijn. Evenwel, postzegeltarieven zijn maar weinig kostenreflectief (afgezien van de toerekening van de kosten aan de verschillende gebruikersgroepen).

- *Eenvoud versus efficiëntie*: Indien gekozen wordt voor een eenvoudige tariefstructuur waarbij netkosten niet volgens het kostenveroorzakingsprincipe worden toegerekend, maar ongeacht het gebruik worden gesocialiseerd, leidt dat tot inefficiënte prikkels. Er wordt dan immers geen rekening gehouden met de baten die verschillende gebruikers ondervinden. Netgebruikers die minder aan de netkosten bijdragen dan ze veroorzaken, internaliseren te weinig netkosten in hun investerings- (locatiekeuze) en gebruikersbeslissingen, en *vice versa*. Als producenten dan ook nog eens geen of nauwelijks diepe netkosten hoeven te betalen (zoals het geval is in Nederland), is het waarschijnlijk dat de bij hen in rekening gebrachte netkosten lager zijn dan de baten voor producenten van het gebruik van het net. Daardoor zullen de totale netkosten hoger uitkomen dan het efficiënte kostenniveau op lange termijn.
- *Korte termijn versus lange termijn*: Op de korte termijn moeten de nettarieven zodanig zijn dat de kosten van het bestaande net worden gedekt. Op lange termijn moeten de nettarieven een efficiënte ontwikkeling van het net bevorderen ten behoeve van de netgebruikers. Daarbij kan het van belang zijn om de afnemers prikkels te geven om het net efficiënt te gebruiken, wat onder meer kan door locatieafhankelijke tarieven. De met de korte en lange termijn samenhangende prijssignalen hoeven niet altijd dezelfde te zijn, wat het lastig maakt om goede prikkels in te bouwen in het systeem van de nettarieven.
- *Internationaal level playing field*: Ten slotte moet de gekozen systematiek voor nettarifering in lijn zijn met de internationale context. Zelfs als de netkosten op nationale schaal ‘eerlijk’ worden verdeeld, betekent dit niet noodzakelijk dat aan soortgelijke buitenlandse producenten en afnemers dezelfde netkosten in rekening worden gebracht. Verschillen in de hoogte van de nettarieven kunnen daarmee de concurrentiepositie van Nederlandse bedrijven beïnvloeden – zowel elektriciteitsproducenten als bijvoorbeeld industriële afnemers die hun producten op de internationale markt verhandelen.

### 2.1.2 Het doel van nettarifering

Het doel van *nettarifering* is om de kosten van het net te verdelen over de netgebruikers en om de aangesloten afnemers prikkels te geven voor efficiënt netgebruik. Nettarifering sluit daarbij aan bij de *regulering van het net*, die er onder meer toe dient om de kosten die de netbeheerders hebben gemaakt ten behoeve van het elektriciteitsnet (via de tariefinkomsten) te vergoeden.<sup>4</sup>

Zowel bij nettarifering als netregulering kan sprake zijn van prikkels voor netbeheerders en netgebruikers. Netbeheerders kunnen (via een ‘x-factor’ of op andere wijze) een prikkel ontvangen om het net efficiënter te beheren. Netgebruikers kunnen via de tarieven geprikkeld worden om het net efficiënt te benutten.

---

<sup>4</sup> Strikt genomen vormt ‘netregulering’ een overkoepelend begrip dat zowel het bepalen van de totale (respectievelijk toegestane) netkosten omvat als de allocatie hiervan aan netgebruikers. In het kader van dit rapport wordt omwille van helderheid een onderscheid gemaakt tussen netregulering in strikte zin, wat zich alleen beperkt tot het vaststellen van de totale/toegestane netkosten en de prikkels die dit biedt voor de netbeheerders, en nettarifering dat zich dan toelegt op de allocatie van deze kosten aan de gebruikers (die conform elk gekozen tariefsysteem tezamen exact 100 % van de totale/toegestane netkosten moeten opleveren).

De tariefinkomsten voor netbeheerders moeten de kosten van het netbeheer dekken. Deze kosten omvatten de kapitaalslasten verbonden met de technische infrastructuur en de operationele kosten die het onderhouden en bedrijfsvoeren van het net met zich meebrengen (inclusief de kosten van ICT-systemen en de personele bezetting). Daarnaast worden vanuit de nettarieven ook de kosten van de netverliezen<sup>5</sup> gedekt alsmede de kosten van inkoop van blindvermogen. Afhankelijk van het marktmodel voor netgebruik kunnen ten slotte ook nog de kosten van transportbeperkingen (congesties) bij netbeheerders in rekening worden gebracht. Een afzonderlijke kostencomponent betreft ten slotte nog de reservestelling, balanshandhaving en de kosten van het instandhouden van black start voorzieningen. Deze kosten vormen onderdeel van het tarief voor systeemdiensten.

Deze totale kosten moeten over alle netgebruikers worden verdeeld. Zoals gezegd wordt de omvang van deze kosten vastgesteld binnen het reguleringskader. De verdeling van de (toegestane) kosten over de netgebruikers – dat wil zeggen: de vraag wie welk aandeel hiervan betaalt – volgt uit de tariefstructuur. Deze verdeling kan per netbeheerder of in totaal.

Volgens de economische theorie is het maatschappelijk efficiënt om de tarieven gelijk te stellen aan de (korte termijn) marginale kosten. Bij het netbeheer zijn deze marginale kosten (om de in §2.1.1 genoemde redenen) lastig te bepalen en vergeleken met de marginale kosten op lange termijn verwaarloosbaar.<sup>6</sup> Daarnaast is niet gegarandeerd dat bij beprijzing conform marginale kosten de (forse) vaste kosten (de kapitaalslasten) worden gedekt. Hiervoor in de plaats zijn allerhande alternatieve methoden voor nettarifering voorgesteld.<sup>7</sup> Hoewel tariefstructuren gebaseerd op marginale kosten (op theoretische gronden) het beste scoren (met betrekking tot de allocatieve efficiëntie), worden in de praktijk vooral methoden gebaseerd op gemiddelde kosten gehanteerd. Bij deze laatste methoden is de allocatie van de vaste kosten gegarandeerd, wat minder risico's oplevert voor een mismatch tussen gerealiseerde kosten en de tariefopbrengsten.<sup>8</sup>

Het doel van nettarieven is dat de kosten van het elektriciteitsnet via de tarieven kunnen worden gedekt en dat deze voldoende middelen verschaffen om het elektriciteitsnet ook op lange termijn te onderhouden en naar de behoeften van gebruikers te ontwikkelen. De focus van dit rapport betreft de nettarifering. Netregulering (omzetregulering) valt buiten de scope van het onderzoek.<sup>9</sup>

### 2.1.3 Doelen bij nettarifering

In de regel worden bij het vaststellen van de nettarieven drie reguleringsdoelen gehanteerd:

<sup>5</sup> Elektriciteitstransport brengt verliezen (in de vorm van warmte) met zich mee. Deze verliezen bedroegen in 2010 ongeveer 4,5 TJ op jaarbasis, wat ongeveer 4 % van het totale Nederlandse jaargebruik (98,9 TJ) vormt. Hiermee zijn netbeheerders ook grootverbruikers van elektriciteit.

<sup>6</sup> Uitzonderingen zijn situaties van congestie wanneer de korte termijn *opportunity* kosten voor het niet kunnen gebruiken van het net heel hoog kunnen zijn.

<sup>7</sup> Zie voor enkele verschillende methoden voetnoten 177 en 178 in Rudi Hakvoort en Annelies Huygen, *Sturen op het gebruik van lokale energienetten*, D-Cision en TNO, 2012, p.98v.

<sup>8</sup> L. Olmos and I.J. Pérez-Arriaga, A comprehensive approach for computation and implementation of efficient electricity transmission network charges, *Energy Policy*, 37, 2009, 5285-5295.

<sup>9</sup> Op dit moment is de som van nettarieven van een op net van een specifieke netbeheerder aangesloten gebruikers gelijk aan de toegestane inkomsten voor die netbeheerder. De consequentie is dat aangeslotenen met een gebruik met eenzelfde omvang en profiel maar die op netten van verschillende netbeheerders zijn aangesloten, hiervoor mogelijk verschillende tarieven betalen.

- *De totale tariefinkomsten moeten kostendekkend zijn.* De kosten van de infrastructuur moeten met de nettarieven kunnen worden gedekt.
- *De tarieven moeten niet-discriminerend zijn.* Soortgelijk netgebruik (door dezelfde of andere marktpartijen) moet onder dezelfde omstandigheden tot hetzelfde tarief leiden, zodat dit de elektriciteitsmarkt niet verstoort.
- *De tarieven moeten transparant zijn.* De methodiek van bepaling van de tarieven alsmede de methode wanneer en op welke wijze deze bij gebruikers in rekening moeten worden gebracht, moeten voor alle netgebruikers helder zijn.

Het eerstgenoemde doel vormt de grondslag voor netregulering. De laatste twee doelen zijn vereist vanuit Europese regelgeving.<sup>10</sup> Afgezien van deze reguleringsdoelen worden daarnaast diverse randvoorwaarden<sup>11</sup> gehanteerd zoals:

- *Economische efficiëntie* (op de korte en/of lange termijn),
- *Kostenveroorzaking* (ook wel kostenreflectiviteit genoemd),
- *Eenvoud* (van de tariefstructuur),
- *Stabiliteit* van de tarieven, wat van belang is voor de voorspelbaarheid van toekomstige kosten door netgebruikers, en
- *Flexibiliteit* om veranderende marktomstandigheden te volgen.

Inhoudelijk is het voor beleidsmakers en toezichthouders relevant om bij de inrichting van de tariefstructuur vier gebieden te onderscheiden:

1. **Bepaling van de omvang van de totale netkosten (de totale opbrengsten van de tarieven).** In de praktijk vormt dit een hoofddoel van het reguleringsmodel, waarbij de toezichthouder een balans moet vinden tussen de kosten van de huidige infrastructuur, toekomstige netuitbreiding en prikkels voor netbeheerders om het net efficiënt te beheren en uit te breiden.
2. **Allocatie van de netkosten aan productie en gebruik.** Omdat zowel producenten als (elektriciteits)gebruikers van het net gebruik maken, moet bepaald worden welk deel van de totale kosten aan beide groepen wordt gealloceerd. Vaak worden de kosten vooral bij netto elektriciteitsafnemers gelegd.<sup>12</sup> In principe betreft deze verdeling echter een keus die onder meer afhankelijk is van de internationale context. Deze keus wordt bovendien complexer doordat steeds meer gebruikers ook zelf elektriciteit produceren (en veel producenten ook elektriciteit gebruiken).
3. **Allocatie van de verbruikskosten aan categorieën verbruikers.** De netkosten die door (producenten respectievelijk) gebruikers moeten worden opgebracht, moeten over de verschillende verbruikers worden verdeeld. Parameters hierbij kunnen bijvoorbeeld statisch

---

<sup>10</sup> EU verordening 714/2009.

<sup>11</sup> Aan de drie genoemde 'reguleringsdoelen' moet minimaal worden voldaan. De randvoorwaarden hebben als oogmerk dat hieraan zo goed mogelijk wordt voldaan.

<sup>12</sup> Het gebruikelijke argument is dat de netkosten die aan producenten worden berekend, via de elektriciteitsprijzen uiteindelijk toch aan gebruikers worden doorberekend. Dit argument is echter een misvatting, omdat producenten hierdoor geen rekening houden met de netkosten die zij veroorzaken. Op de lange termijn zijn de systeemkosten (en dus de maatschappelijke kosten) daardoor hoger dan noodzakelijk (en efficiënt is).

zijn (het netvlak waarop een gebruiker is aangesloten) of dynamisch (gerelateerd aan de daadwerkelijke kosten die een gebruiker veroorzaakt).

4. **Allocatie van de verbruikskosten aan een specifieke gebruiker.**<sup>13</sup> Ten slotte moet een grondslag gekozen worden waarop de kosten bij een gebruiker in rekening wordt gebracht, de tariefdrager. Dit kan zowel capaciteitsgebaseerd zijn (het tarief wordt dan ofwel gerelateerd aan de capaciteit van de aansluiting in kilowatt of megawatt ofwel gebaseerd op het gecontracteerde vermogen) als verbruikgerelateerd (op basis van het aantal getransporteerde kilowattuur of megawattuur). Ook een tijdsafhankelijke inrichting is mogelijk, zodat bijvoorbeeld netgebruik tijdens uren van piekbelasting hoger wordt aangeslagen dan netgebruik tijdens daluren. Ten slotte kunnen de nettarieven ook locatiespecifieke prikkels bevatten aan gebruikers om het net zo efficiënt mogelijk te benutten.

De vier bovengenoemde gebieden zijn onderling sterk gerelateerd. Keuze op het ene vlak beperken of beïnvloeden de opties op andere gebieden. In discussies over de tariefstructuur lopen deze gebieden ook vaak door elkaar. De scope van het geoffreerde onderzoek betreft in beginsel de laatste drie gebieden. De vraag in hoeverre de nettarieven de volledige kosten van het net (moeten) dekken, valt buiten de scope van dit onderzoek. Wel zal in het onderzoek ingegaan worden op de vraag in hoeverre specifieke gebruikers (met name gebruikers die elektriciteit van eigen of nabije productie-installaties betrekken) lagere of hogere netkosten veroorzaken en op basis hiervan ‘dus’ lagere of hogere tarieven in rekening gebracht zouden kunnen worden.

## 2.2 Economische principes voor nettarifering

### 2.2.1 De integrale kosten van elektriciteitstransport

Elektriciteitstransport kenmerkt zich door hoge vaste kosten en lage variabele kosten. Zodra het net is uitgelegd, kunnen transporten plaatsvinden. Hiervoor is het alleen nodig dat een producent ergens in het net elektriciteit ‘injecteert’ en een afnemer op een andere plaats elektriciteit gebruikt. Het transport volgt dan vanzelf. Op het eerste gezicht betreft nettarifering dan de vraag hoe de hiermee gepaard gaande kosten over de gebruikers kunnen worden verdeeld. Deze kosten betreffen dan vooral de kapitaalslasten van de investering en de bedrijfsvoerings- en onderhoudskosten voor het net.

Nettarifering is erop gericht om via het tariefsysteem de integrale kosten van het elektriciteitsnet te dekken. Hierbij staat het principe van kostendekkendheid van de tarieven voorop. In principe is de rekensom hierbij eenvoudig: De totale tariefinkomsten moeten gelijk zijn aan de som van de capex (bestaande uit de kapitaalslasten en afschrijvingen) en de opex (bestaande uit de bedrijfsvoerings- en onderhoudskosten) van de bestaande voorziening. Deze kosten worden vervolgens toegerekend aan de verschillende gebruikers, waarbij gekozen wordt voor één of meer tariefdragers waarmee de kosten worden doorbelast.<sup>14</sup>

<sup>13</sup> In de praktijk kunnen het derde en vierde gebied elkaar overlappen. De bij het vierde punt genoemde tariefdragers worden bijvoorbeeld al aan categorieën verbruikers toegekend. Methodologisch moeten beide stappen echter wel worden onderscheiden.

<sup>14</sup> Tariefdragers voor de transportdienst zijn in de praktijk vooral een getransporteerde kilowattuur of een gecontracteerde kilowatt.



Het probleem van deze methodiek is dat de tarieven weliswaar de kosten dekken, maar geen economische prikkels worden gegeven aan netgebruikers.

### 2.2.2 De marginale kosten van elektriciteitstransport

Volgens de economische theorie wordt de prijs in een markt met volkomen concurrentie niet door de integrale kosten maar door de marginale kosten bepaald. Om prikkels voor efficiënt netgebruik te geven, moeten het tariefstelsel dan ook op basis van marginale kosten worden ingericht.

Elektriciteitstransport kent ook marginale kosten. Dit betreft de kosten van netverliezen, de kosten van inkoop van blindvermogen en de kosten van congesties. Een deel van de getransporteerde elektriciteit gaat als netverliezen (in de vorm van warmte) verloren.<sup>15</sup> Deze energie wordt door producenten wel geïnjecteerd, maar bereikt de afnemer niet. In Nederland betreft dit op jaarbasis circa 5.400 GWh, wat overeenkomt met ongeveer 5 % van de getransporteerde energie.<sup>16</sup> De kosten van de inkoop van deze elektriciteit door de netbeheerders moet via de tariefinkomsten worden gedekt. In principe geldt hierbij dat hoe groter de transportafstand is, hoe groter ook de transportverliezen zijn.

Daarnaast kan het net niet in staat zijn om de transporten op de meest efficiënte manier te realiseren. De capaciteit van de transport- en distributienetten is immers beperkt. In het geval een tekort aan transportcapaciteit optreedt, moeten kosten gemaakt worden om de afnemers van elektriciteit te voorzien uit productie-installaties op andere locaties in het net, wat hogere kosten met zich meebrengt.

Wanneer nettarieven zo worden ingericht dat de kosten voor netgebruikers bepaald worden door de marginale kosten gerelateerd aan verliezen en congesties (ook wel *nodal pricing* genoemd), ontvangen netbeheerders een hogere vergoeding dan hun marginale kosten (de kosten van de verliezen), die gebruikt kunnen worden voor dekking van de vaste kosten. In de regel zijn de opbrengsten ruim onvoldoende om de vaste en operationele kosten van het transmissie- en distributienet volledig te dekken.<sup>17</sup> De reden hiervoor is marktfalen, waarop hieronder nader wordt ingegaan.

### 2.2.3 Kortetermijn en langetermijn marginale kosten

Volgens de klassieke economische theorie zijn de *kortetermijn marginale kosten* de meest efficiënte economische signalen. Zoals hierboven aangegeven zijn kortetermijn marginale kosten evenwel niet in staat om te allen tijde te voldoen aan het beginsel van kostendekkendheid. Deze mismatch is hoge mate gerelateerd aan het feit dat de omvang van de netinfrastructuur meestal groter is dan de kortetermijn behoefte, wat samenhangt met de

<sup>15</sup> Onder netverliezen worden in dit rapport de 'ohmse' energieverliezen door warmteontwikkeling verstaan. Behalve deze (aan de fysica van het elektriciteitstransport verbonden) verliezen bestaan er ook nog niet-ohmse verliezen, te weten 'illegaal' elektriciteitsverbruik, dat wil zeggen elektriciteitsverbruik door afnemers die hiervoor niet betalen (*energy theft*, 'administrative losses'). Het omgaan met deze verliezen blijft in dit rapport buiten beschouwing.

<sup>16</sup> KEMA en SEO, Onderzoek naar de methodologie voor de verdeling van de kosten van netverliezen, 74100203-NMEA/MOC 11-0529, 29 maart 2011.

<sup>17</sup> Zie I.J. Pérez-Arriaga, F. Rubio-Odériz, J.F. Puerta Gutiérrez, J. Arcéluz en Ogando, J. Marín, *Marginal pricing of transmission services: An analysis of cost recovery*, IEEE Transactions on Power Systems, **10**, 1995, p.65-72. I.J. Pérez-Arriaga, en Y. Smeers, Y., *Guidelines on Tariff Setting*, in: Francois Lévêque, *Transport Pricing of Electricity Networks*, Kluwer Academic Publishers, Paris, 2002.

*economies of scale* bij netuitbreiding.<sup>18</sup> Hierdoor zijn de kortetermijn marginale kosten te laag om alle vaste kosten van de netbeheerder te dekken.

Wel vormen *nodal prices* waarin behalve de kosten van netverliezen en congesties (als economische indicatoren voor de geografie van het net) ook de tijdsafhankelijke waarde van elektriciteitsproductie beschrijven, optimale economische signalen aan afnemers om hun elektriciteitsgebruik zodanig aan te passen dat de operationele kosten minimaal zijn.

Bij *nodal prices* betalen afnemers, afhankelijk van hun locatie in het net, voor eenzelfde afname van het net verschillende tarieven. *Nodal prices* zijn immers afhankelijk van de locatie van de afnemer in het net en het moment waarop dit gebeurt. Deze prijzen zijn daarmee ook afhankelijk van historische keuzes over investeringen in het lokale net.<sup>19</sup> Als het net ruim is uitgelegd, treedt geen congestie op en beperkt het netdeel van de *nodal prices* zich tot de kosten van de verliezen. Maar als het net lokaal qua capaciteit beperkt is, kan dit in hoge congestiekosten en netverliezen resulteren.

Behalve dat *nodal prices* geen strikte nettarieven betreffen, maar feitelijk energieprijzen vormen met een tijdsafhankelijkheid en locatieafhankelijkheid, kunnen deze ook perverse prikkels aan netbeheerders geven als deze dienen voor dekking van de vaste kosten van het net. Immers, hoe hoger de congestie, hoe hoger de *nodal prices* zullen zijn, wat tot hogere tariefinkomsten leidt. In beginsel is een prijssystematiek wenselijk die onafhankelijk van het daadwerkelijke netgebruik de dekking van de totale (systeem)kosten realiseert.

Als alternatief is ook wel het gebruik van de *langetermijn marginale kosten* voorgesteld. Dit betreft de marginale kosten die aan noodzakelijke netuitbreidingen gerelateerd zijn.<sup>20</sup> Langetermijn marginale kosten dekken (in tegenstelling tot kortetermijn marginale kosten) wel de netinvesteringkosten, wat vanuit economisch oogpunt een belangrijk voordeel is. Tegelijkertijd is er een verschil tussen het statische en dynamische optimum, waardoor het net niet elk jaar de optimale capaciteit heeft. Nog afgezien van de onzekerheid in het schatten van het toekomstige netgebruik is het vanwege de lange levensduur van netactiva immers nagenoeg onmogelijk dat het net in elk jaar precies de optimale capaciteit heeft. Tevens ontvangen netbeheerders een prikkel om het niet of te laat uit te breiden (omdat dan de tariefinkomsten hoog zijn).

Omdat netuitbreidingen niet lineair en gelijkmatig zijn, zijn hierop gebaseerde tarieven niet noodzakelijk kostendekkend, zodat een aanvullend mechanisme noodzakelijk is om de residuele netkosten te dekken.<sup>21</sup>

---

<sup>18</sup> Andere redenen zijn: overdimensionering van het net vanwege betrouwbaarheidsrestricties (zoals *n-1* eisen), die vaak niet economisch gerechtvaardigd zijn omdat de additionele netuitbreiding de *value of lost load* overschrijdt (zie ook Perez-Arriaga *et al.*, 1995, voetnoot 17) en marktmacht, waardoor prijsverschillen groter of kleiner zijn dan optimaal is.

<sup>19</sup> In de regel wordt hiermee bij invoering van *nodal pricing* rekening gehouden. Bestaande netgebruikers worden dan gecompenseerd voor eventuele negatieve consequenties, zodat de facto alleen nieuwe gebruikers die wel hun locatie kunnen kiezen de signalen/prikkels ondervinden.

<sup>20</sup> Omdat netinvesteringen ‘lumpy’ zijn wordt in de regel het concept van de langetermijn *incrementele* kosten gehanteerd. Dit zijn de additionele netkosten die noodzakelijk zijn om in de toekomstige transportbehoefte te voorzien.

<sup>21</sup> Zie ook M.P. Rodríguez Ortega, *et al.*, *Distribution network tariffs: A closed question?*, Energy Policy, 36, 2008, p.1712-1725.

### 2.2.4 Problemen bij nettarieven op basis van marginale kosten

Toepassing van marginale kosten heeft, in zijn algemeenheid, voordelen. Marginale prijzen geven immers locatie en tijdsafhankelijke signalen aan netgebruikers, die een efficiënt netgebruik met zich meebrengt. Toch kent toepassing van marginale prijzen bij nettarifering een aantal nadelen:<sup>22</sup>

Allereerst is, zoals hierboven al genoemd, bij toepassing van tarieven op basis van marginale kosten allerm minst zeker of voldoende inkomsten gegenereerd worden om de totale netkosten te dekken.

Ten tweede blijkt het in de praktijk moeilijk om de marginale kosten te bepalen. Onder normale bedrijfsvoeringsomstandigheden bestaan de (korte termijn) marginale kosten voor het overgrote deel uit de kosten van de netverliezen. Hoewel de totale netverliezen bekend zijn, is dit niet het geval met de marginale netverliezen. Daarnaast kunnen in sommige situaties congesties optreden, waarvan de kosten van het oplossen ervan in de actuele tarieven moeten worden doorberekend. Dit vraagt om toepassing van een mechanisme om de waarde van een congestie tot uitdrukking te brengen.<sup>23</sup>

Ook de berekening van lange termijn marginale kosten stuit op praktische moeilijkheden. Deze bestaan uit de kosten van netuitbreiding en de marginale bedrijfsvoerings- en onderhoudskosten. Omdat de langetermijn kosten van het net nauw verbonden zijn aan locatiekeuzes van nieuw productievermogen en (met name: grote) afnemers, zijn ook deze kosten niet eenvoudig op voorhand te bepalen.

Ten slotte moeten alle kosten van nieuwe netcomponenten, verliezen enzovoort bij toepassing van marginale beprijzing naar de verschillende locaties in het net worden doorvertaald. In elk knooppunt van het net kan sprake zijn van andere marginale kosten. Echter, hiervoor zijn rekenmethoden nodig die een relatie leggen tussen (de kosten van) het net en de locatie van afzonderlijke afnemers.

Tariefstelsels op basis van marginale kosten zijn om bovenstaande redenen lastig te implementeren. Wel wordt in verschillende systemen *nodal pricing* toegepast, zoals in de 'PJM-energie markt'.<sup>24</sup> Hierbij worden echter geen gesplitste transporttarieven vastgesteld, maar is sprake van (locatie- en tijdsafhankelijke) geïntegreerde elektriciteitsprijzen, die zowel de kosten van productie als van congesties en verliezen omvatten. Daarbij worden de residuele netkosten via een additioneel tarief bij netgebruikers in rekening gebracht.

### 2.2.5 Ramsey-prijzen

Om tegemoet te komen aan het beginsel van kostendekkendheid moet het verschil tussen de operationele inkomsten op basis van marginale prijzen en de totale (vaste en variabele)

<sup>22</sup> Zie ook J. Büchner, Een kader voor tariefstelling van transport in de Nederlandse elektriciteitssector, Beleidsstudies Energie, 14, Den Haag, 1996, p.16v.

<sup>23</sup> Zie hiervoor bijvoorbeeld H.P.A. Knops, L.J. de Vries and R.A. Hakvoort, *Congestion Management in the European Electricity System: An Evaluation of the Alternatives*, Journal of Network Industries, 2, 311-351, 2001. R. Hakvoort, D. Harris, J. Meeuwssen and S. Hesmondhalgh, *A system for congestion management in the Netherlands*, D-Cision/The Brattle Group, Zwolle, 2009.

<sup>24</sup> PJM is een regionale transmissienetbeheerder (RTO) in de staten Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia en het District of Columbia (in de VS). Zie bijvoorbeeld E. Hausman, R. Fagan, D. White, K. Takahashi, and A. Napoleon, *LMP Electricity Markets: Market Operations, Market Power and Value for Consumers*, Synapse Energy Economics, Cambridge, 2006,

netkosten worden opgevuld. Zolang dit zodanig gebeurt dat de totale inkomsten niet hoger worden dan de totale kosten, is de oplossing nog steeds optimaal.<sup>25</sup>

Eén mogelijkheid is om het inkomstengat met subsidies te dichten. Het heffen van belastingen en geven van subsidies brengen echter macro-economische kosten met zich mee en verstoren de economische prikkels die de nettarieven zouden moeten geven, zodat dit niet tot een economisch optimale oplossing leidt.

Een alternatief dat bij het alloceren van netkosten aan netgebruikers vaak wordt gehanteerd betreft het verhogen van de tarieven tot het niveau van de gemiddelde kosten (waarmee de winst van de netbeheerder noch negatief noch positief uitkomt) door specifieke tarieven te verhogen. Hiervoor bestaan allerlei mogelijkheden, wat de vraag opwerpt welke methode het beste is vanuit maatschappelijke welvaartsoptiek. Ramsey heeft een methodiek voorgesteld om de noodzakelijke opbrengsten te realiseren zodanig dat het consumentensurplus zo beperkt mogelijk daalt.<sup>26</sup> Hoewel Ramsey zich richtte op het realiseren van voldoende belastinginkomsten, is zijn methodiek later overgenomen bij de beprijzing van diensten geleverd door natuurlijke monopolies.<sup>27</sup> Deze methodiek wordt daarom kortweg ‘Ramsey beprijzing’ genoemd.

Ramsey prijzen zijn die prijzen die voor een pakket aan diensten worden berekend, die het hoogste surplus realiseren terwijl toch de (gemiddelde) kosten van de aanbieder worden gedekt. Bij een Ramsey prijs wordt de vraag naar elk product (zo goed als) evenredig verlaagd ten opzichte van de totale productvraag bij beprijzing op basis van marginale kosten. Dit houdt in dat de opslag op de prijs (boven de marginale kosten) hoger is voor producten met een lagere elasticiteit. Dit laatste wordt ook wel de ‘inverse elasticiteitsregel’ genoemd. Door de prijzen omgekeerd evenredig aan de elasticiteit te verhogen, wordt de vraag van alle gebruikers evenredig verlaagd.

In de praktijk blijkt toepassing van Ramsey-prijzen bij nettarifering niet eenvoudig. Dit komt omdat de elasticiteit van afzonderlijke gebruikers, of als vereenvoudiging: van groepen gebruikers, niet goed bekend is. Afgezien daarvan behelst Ramsey beprijzing (afhankelijk van de implementatievorm) mogelijk een vorm van discriminatie, omdat soortgelijke afnemers maar met een verschillende prijselasticiteit, verschillend worden behandeld.

### 2.2.6 Dubbele tarieven

Ramsey-prijzen veronderstellen dat alle afnemers eenzelfde bedrag per kilowattuur betalen (zogenaamde ‘lineaire prijzen’). Tarifieringsmethoden op basis van niet-lineaire prijzen blijken een hogere efficiëntie met zich mee te brengen en minder verstoring van de vraag te veroorzaken dan lineaire prijzen.

Een bekende vorm van niet-lineaire prijzen zijn gesplitste tarieven. Bij zogenaamde ‘optimale dubbele tarieven’ (*optimal two-part tariffs*) wordt het totale surplus over alle partijen

---

<sup>25</sup> In de economische literatuur wordt dit wel *second-best pricing* genoemd, in tegenstelling tot *first best pricing*, waarbij de prijs gelijk is aan de marginale kosten. Zie C. Crampes, *Cost recovery and short-run efficiency*, in: Francois Lévêque, *Transport Pricing of Electricity Networks*, Kluwer Academic Publishers, Paris, 2002.

<sup>26</sup> F. P. Ramsey, *A contribution to the theory of taxation*, *The Economic Journal*, 37, 1927, p.47-61.

<sup>27</sup> W.J. Baumol and D.F. Bradford, *Optimal Departures from Marginal Cost Pricing*, *The American Economic Review*, 60, 1970, p.265-283. E. Dierker, *The Optimality of Boiteux-Ramsey Pricing*, *Econometrica*, 59, 1991, p.99-121.

gemaximaliseerd. Dit resulteert erin dat de vaste kosten evenredig over de afnemers worden verdeeld en het gebruik tegen marginale kosten wordt bepaald.

Ook deze methodiek kent nadelen, omdat in de praktijk ook de marginale (of incrementele) kosten niet goed bekend zijn, of worden onderschat zodat teveel kosten in het vaste tariefdeel terechtkomen.<sup>28</sup>

Andere nadelen zijn dat een dubbele tarifieringssysteem geen gebruikers moet uitsluiten met een marginale *willingness to pay* hoger dan de marginale kosten. Omdat het vaste tariefdeel minimaal de vaste kosten moet dekken, worden gebruikers met een laag bestedingsmaximum mogelijk van het netgebruik uitgesloten. Als deze afnemers bekend zijn, kan voor hen een tarief gehanteerd worden met een laag vast tariefdeel, maar hierdoor wordt het tariefstelsel opnieuw discriminerend. Zelfs een dubbele tariefstelsel met een voor iedereen gelijk vast deel, kan als discriminerend worden beschouwd, omdat de gemiddelde prijs per getransporteerde kilowattuur met de hoeveelheid afneemt.<sup>29</sup>

In de praktijk worden om deze redenen verschillende tariefsoorten aangeboden, waarbij gebruikers de keus hebben om de voor hen meest geschikte tarief te kiezen. Dergelijke opties zijn ook in de Nederlandse tariefstelsel aanwezig, en wel in de Tarieffcode. De gebruiker heeft de keus uit verschillende soorten aansluitingen. Afhankelijk van de soort aansluiting die een afnemer heeft, is een ander tarief van toepassing.

### 2.2.7 Gemiddelde tarieven

Vanwege bovengenoemde complicaties wordt in de praktijk van nettatarifiering vaak gewerkt met gemiddelde tarieven. Hierbij worden de kosten evenredig aan de getransporteerde kilowatturen toegerekend.<sup>30</sup>

Gemiddelde tarieven zijn per definitie inefficiënt (en dus marktverstoring) omdat de vaste kosten over de afnemers naar hun verbruik worden versleuteld. Hierdoor betalen afnemers niet de marginale kosten voor hun netgebruik (afgezien van een bijdrage aan de vaste kosten), zodat het gebruik van het net te 'duur' wordt in de afweging om wel of niet elektriciteit te gebruiken.

Een alternatief is om de totale netkosten eerst te splitsen in de kosten van de verschillende spanningsniveaus. Vervolgens worden de kosten van dat netvlak dan omgeslagen over de gebruikers die op dat netvlak zijn aangesloten alsmede alle afnemers die op de lagere netvlakken zijn aangesloten.<sup>31</sup>

Een vergelijking tussen nettatarieven op basis van marginale kosten en gemiddelde kosten is weergegeven in Tabel 1.

<sup>28</sup> S. Hunt and G. Shuttleworth, *Competition and Choice in Electricity*, John Wiley & Sons, Chichester, 1996, p.198v.

<sup>29</sup> Zie C. Crampes, *Cost recovery and short-run efficiency*, in: Francois Lévêque, *Transport Pricing of Electricity Networks*, Kluwer Academic Publishers, Paris, 2002, p.120vv.

<sup>30</sup> In de praktijk is de kostenfunctie van het netgebruik heel complex. Vanwege de *lumpiness* van investeringen alsmede de in §2.1.1 genoemde effecten is de kostenfunctie niet eenduidig. Bij evenredige toerekening van de kosten aan gebruikers wordt de kostenfunctie effectief gelineariseerd. De resulterende aanname is dat elke additioneel getransporteerde kilowattuur dezelfde incrementele kosten met zich meebrengt.

<sup>31</sup> Zie I.J. Pérez-Arriaga, J. Dolader Clara en L. Maqueda Hernando, *Distribution regulation in competitive environments: investment, pricing and access*, <http://www.eui.eu/RSCAS/ProfessionalDevelopment/FSR/pdf/4Regulationofdistribution.pdf>.

Tabel 1. Karakteristieke verschillen tussen nettarieven op basis van marginale kosten versus gemiddelde kosten.<sup>32</sup>

	Tarieven op basis van marginale kosten	Tarieven op basis van gemiddelde kosten
<i>Economische efficiëntie</i>	Hoog.	Laag.
<i>Kostendekkend?</i>	Nee, de tariefopbrengsten zijn hiervoor in de regel te laag).	Ja (per definitie).
<i>Transparant?</i>	Nee, methode vereist complexe algoritmes.	Ja, de systematiek is weinig complex.
<i>Discriminerend?</i>	Nee.	Afhankelijk van de berekeningssystematiek.
<i>Prikkels?</i>	Geeft tenminste efficiënte kortetermijn gebruiks- en locatieprikkels.	Geeft prikkels, maar niet noodzakelijke efficiënte prikkels.
<i>Implementatie</i>	Vereist geavanceerde modellen om de tarieven te berekenen.	In de regel per spanningsniveau toegepast met voor elk netvlak andere tarieven.

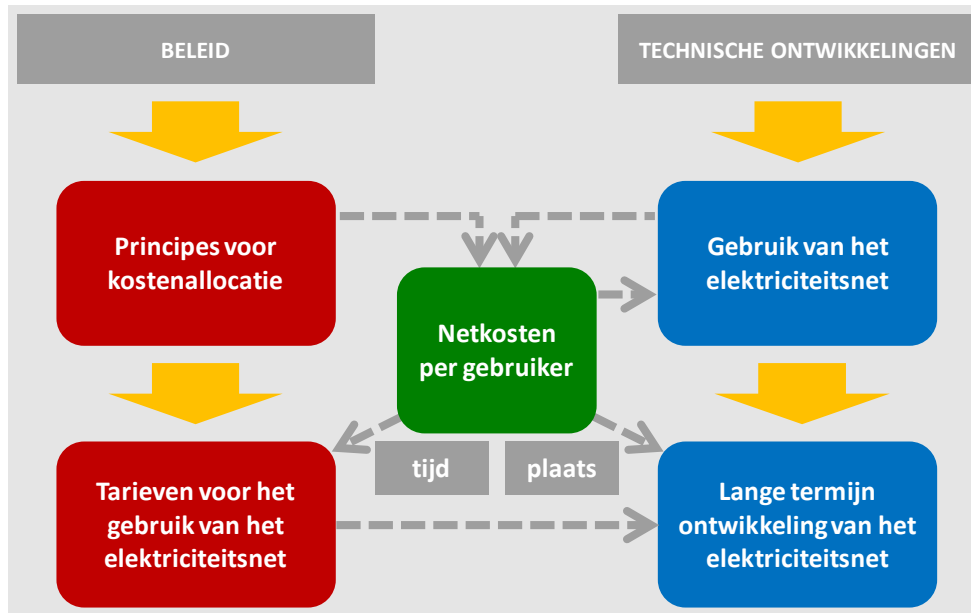
## 2.3 Kostenallocatie in het elektriciteitsnet

### 2.3.1 Toepassing van het kostenveroorzakingsbeginsel

In Figuur 1 is de relatie tussen nettarieven en (de kosten van) netgebruik schematisch weergegeven. De tariefssystematiek vormt een instrument om de kosten die met het gebruik van het elektriciteitsnet zijn verbonden, aan de netgebruikers door te berekenen. Hierbij moeten de tarieven enerzijds *kostendekkend* zijn, zodat alle gebruikers met elkaar de (integrale) kosten van het elektriciteitsnet opbrengen, en anderzijds *kostenreflectief* zijn. Met dit laatste wordt bedoeld dat de kosten zo worden verdeeld dat de gebruikers via de tarieven alleen ‘hun aandeel’ in de kosten betalen.

In dit kader is het goed om een onderscheid te maken tussen de netkosten per gebruiker en de nettarieven per gebruiker (zie Figuur 1). De *netkosten per gebruiker* zijn gerelateerd aan het deel van het net dat een gebruiker (direct of indirect) benut. De kosten hiervan worden over alle gebruikers van dat netdeel ‘uitgesmeerd’. Hoewel dit concept in theorie eenvoudig lijkt, zijn de netkosten per gebruiker in het elektriciteitsnet niet eenduidig te bepalen. Hiervoor moeten allerlei aannames gedaan worden, op basis waarvan vervolgens de (veronderstelde) netkosten per gebruiker vervolgens kunnen worden berekend.

<sup>32</sup> Aangepast van: K. Petrov and K. Keller, *Network Pricing Models in Europe - From Normative Principles to Practical Issues*, Presentation Transmission & Distribution Europe, 2009.



Figuur 1. Schematische weergave van de relatie tussen nettarifiering en de netkosten. Het doel van nettarifiering is om de netkosten via de nettarieven aan de verbruikers door te berekenen.

Het *nettariet* van een gebruiker betreft de feitelijke rekening die een afnemer betaalt voor zijn gebruik van het net. Als de nettarieten kostenreflectief zijn, zal er een relatie zijn tussen de netkosten per gebruiker en het nettariet per gebruiker. Bij de vaststelling van de nettarieten kunnen evenwel principes voor kostenallocatie gehanteerd die al dan niet in lijn zijn met de principes die gehanteerd worden voor het toerekenen van het net aan afzonderlijke gebruikers. Enkele voorbeelden kunnen dit verduidelijken:

- Hoewel zowel verbruikers als producenten van het net gebruik maken (en dus het netgebruik dus aan beide categorieën afnemers kan worden toegerekend), kan er in de tariefssystematiek voor worden gekozen om alleen aan verbruikers een nettariet in rekening te brengen. Dit vormt dan een mismatch tussen de technische allocatie van het net aan gebruikers en de (directe) economische allocatie van de kosten van het net.
- Elke afnemer zit op een andere locatie in het net en heeft een specifieke gebruiksprofiel voor het net. In de praktijk is het echter niet doenlijk om voor elke afnemer ook een eigen tariefssystematiek te definiëren, maar wordt dit voor een groep afnemers gedaan.
- Behalve de locatie is ook het tijdstip van netgebruik bepalend voor welk deel van het net aan een afnemer wordt toegerekend. Hoewel een afnemer bij nachtelijk elektriciteitsverbruik relatief voor een groter deel van de transporten verantwoordelijk is dan bij eenzelfde gebruik gedurende daguren, betekent dit niet automatisch dat aan deze afnemer ook een groter deel van de kosten in rekening moet worden gebracht. De marginale netkosten kunnen weliswaar (in theorie) tijdsafhankelijk aan de gebruikers worden toegerekend, maar voor zover de vaste kosten niet volledig zijn gedekt, moet hiervoor een verdeelsleutel worden toegepast. Hierbij kan het gebruik van het net gedurende piekmomenten een ander gewicht krijgen dan het gebruik van het net gedurende dalmomenten.

Bij de ontwikkeling van een tariefssystematiek is verder van belang dat een balans moet worden gevonden tussen de kortetermijn doelen van kostendekkendheid en efficiënt netgebruik en het langetermijn doel van een efficiënte ontwikkeling van het net. Het elektriciteitsnet dient om

elektriciteitsproductie en elektriciteitsverbruik met elkaar te verbinden. Door veranderingen op het gebied van productie (bijvoorbeeld: meer lokale elektriciteitsproductie) of verbruik (bijvoorbeeld: een toename, daling of verschuiving naar andere momenten) wordt het net anders gebruikt en kan dit al dan niet tot andere netkosten leiden.

Omgekeerd kan de systematiek voor nettarieven zulke ontwikkelingen ook bevorderen of belemmeren. Voor zover al sprake kan zijn van 'optimale' nettarieven, dient daarom voor ogen te worden gehouden dat deze optimalisatie het hele energiesysteem als scope dient te hebben. De kosten van het net vormen hiervan slechts een deel.

### 2.3.2 Methoden voor kostentoerekening aan gebruikers

Er zijn verschillende methoden om de netkosten aan de gebruikers van het net toe te rekenen. Een belangrijk kenmerk van de verschillende methoden is de mate waarin deze het kostenveroorzakingsprincipe toepassen. Enerzijds, zijn er methoden waarmee getracht wordt het kostenveroorzakingsprincipe ('*beneficiary pays principle*') zoveel mogelijk toe te passen, zodat partijen die voordeel hebben van netuitbreiding hiervoor ook moeten betalen.

Anderzijds, zijn er ook methoden die de kosten socialiseren omdat baten van netuitbreiding maar bij benadering kunnen worden toegewezen aan individuele partijen en netuitbreiding positieve externe effecten met zich meebrengt die ten goede komen aan alle partijen (hogere betrouwbaarheid, lagere netverliezen, minder mogelijkheden voor uitoefening van marktmacht door producenten en minder impact van variaties van brandstofprijzen).<sup>33</sup> In de praktijk wordt daarom vaak een deel van de kosten via het kostenveroorzakingsprincipe toegewezen, en een deel gesocialiseerd. In de regel worden voor beide delen verschillende kostenallocatiemethoden toegepast.

Met (het vooruitzicht van) een toenemende behoefte aan grootschalige netversterkingen vanwege verduurzaming en marktintegratie, is er een algemene tendens zowel in de Europese Unie als in de VS, richting striktere toepassing van het kostenveroorzakingsprincipe op transmissieniveau. Binnen Europa is dit zichtbaar in het initiële voorstel van de Europese Commissie om de kosten van verbindingen die baten of kosten met zich meebrengen voor meerdere landen te verdelen op basis van een kostenbatenanalyse vanuit het perspectief van meerdere landen om op die manier *free-riding* te voorkomen (EC, 2011).<sup>34</sup> Op vergelijkbare wijze kan worden beredeneerd dat het wenselijk is om ook op nationaal niveau netkosten op basis van het kostenveroorzakingsprincipe over netgebruikers te verdelen om op die manier *free-riding* te voorkomen.<sup>35</sup>

Met de verwachte toename van decentrale invoeding en de grootschalige vervanging van netcomponenten in verband met het bereiken van de economische en technische levensduur, neemt ook op distributienetten het aantal aansluitverzoeken door producenten en de behoefte aan netinvesteringen<sup>36</sup> toe en daarmee de vraag wie deze betaalt. De resulterende toename van

<sup>33</sup> PJM, *A Survey of Transmission Cost Allocation Issues, Methods and Practices*, 2010.

<sup>34</sup> EC, Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing decision No 1364/2006/EC. COM(2011)658 final. Brussels.

<sup>35</sup> Zie voor de VS: W. Hogan, *Transmission benefits and cost allocation*, Harvard University, 2011.

<sup>36</sup> Door gebrekkige coördinatie van investeringen in uitbreiding van productie en netten na de ontbundeling kunnen de netkosten op een hoger niveau uitkomen dan in het pre-liberalisatie tijdperk met verticale integratie.



de nettarieven voor de Nederlandse energie-intensieve industrie leidt tot een verslechtering van de concurrentiepositie ten opzichte van de buitenlandse/Duitse energie-intensieve industrie aangezien de netkosten in het buitenland/Duitsland minder in rekening worden gebracht bij grootverbruikers vanuit industriepolitieke overwegingen.

Methoden om beter rekening te houden met de invloed van decentrale invoeding op de totale netkosten zijn grofweg onder te verdelen in twee groepen. Enerzijds, engineering en economische methoden die trachten om de netkosten toe rekenen aan groepen gebruikers op basis van respectievelijk netstromen en kostenbatenanalyses. Anderzijds, methoden die gebaseerd zijn op jaarlijkse (piek)consumptie of productie ongeacht de locatie. Achtereenvolgens wordt op alle vijf methoden ingegaan.

### 1. Methoden gebaseerd op het netstromen

Bij deze methode worden de elektriciteitsstromen die elke netgebruiker veroorzaakt bepaald en op basis hiervan het gebruik van de verschillende netcomponenten door elke netgebruiker vastgesteld. De kosten hiervan worden vervolgens pro rata aan de betreffende gebruikers toegerekend. Omdat deze methode uitgaat van het fysieke netgebruik (in de vorm van getransporteerde energie), ontbreekt een economische basis – hoewel bij gebrek aan informatie over de economische waarde van elektriciteitsgebruik, de getransporteerde energie wel vaker als proxy hiervoor wordt gehanteerd.

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 afnemers worden toegerekend) en de Aumann-Shapley methode (waarbij vaste kosten via speltheorie aan afnemers worden toegerekend). Een ander alternatief is *forward cost pricing*, waarbij de allocatie van de netkosten gebaseerd wordt op het verwachte toekomstige gebruik van het net.

Voorbeelden van deze methode zijn de *areas of influence* methoden die in Chili en Argentinië worden toegepast en de *mean participation* methoden van New Zealand en Australia.<sup>37</sup> Ook hierbij geldt dat de mathematische uitwerking in de praktijk lastig is.

### 2. Methoden op basis van economische begunstigen

Een volgende categorie methoden poogt de netkosten toe te delen aan diegenen die hiervan de vruchten plukken (de *economic beneficiaries*). Hierbij worden de economische baten van elk onderdeel van het net bepaald voor elke netgebruiker en worden de kosten vervolgens pro rata aan deze gebruikers toegerekend.

Met name voor nieuwe investeringen kan op basis van deze methode bepaald worden in hoeverre een netuitbreiding zinvol is. In dat geval zijn de geaggregeerde baten hoger dan de

---

<sup>37</sup> Zie verder bijvoorbeeld: C. Vázquez, L. Olmos and I.J. Pérez-Arriaga, *On the selection of the slack bus in mechanisms for transmission network cost allocation that are based on network utilization*, 14th PSCC, Sevilla, 2002. R. Reta, A. Vargas and J. Verstege, *Allocation of Expansion Transmission Costs: Areas of Influence Method versus Economical Benefit Method*, IEEE Transactions on Power Systems, 20, 2005, p.1647-1652.

kosten van de netuitbreiding. Omdat het net zich op deze wijze optimaal ontwikkelt, leidt deze methode tot minimale marktverstoring.<sup>38</sup>

Ook deze methode kent allerlei praktische problemen bij implementatie. Om te beginnen is het lastig om alle begunstigden van een specifiek asset goed te identificeren. Daarnaast is het moeilijk om de toekomstige waarde van het netgebruik (in een competitieve marktsituatie) in te schatten. Ook blijkt deze methode lastig op het bestaande net toe te passen wanneer het net een zekere redundantie heeft (zoals het bekende *n-1* criterium). In feite heeft de Europese Commissie voorgesteld om deze methode te gebruiken voor kostenallocatie bij *projects of common interest* (PCIs) doordat landen is opgedragen om bij kostenallocatie rekening te houden met de uitkomsten van de maatschappelijke kosten/batenanalyse van elk project.<sup>39</sup> Ook hierbij worden bij de praktische implementatie vaak impliciet (via *Power Transfer Distribution Factors*, PTDFs) de elektrische *flows* gebruikt om de kosten en baten te berekenen. Toepassing hiervan op distributienetten is niet direct mogelijk o.a. vanwege uniforme marktprijzen, waardoor een marktmodel geen prijsverschillen zal laten zien binnen Nederland en baten en kosten voor afnemersgroepen niet berekend kunnen worden.

### 3. Methoden gebaseerd op bijdrage aan netinvesteringen

Bij deze methode worden de investeringskosten bepaald die elke netgebruiker aan het bestaande net opdringt. Hierbij gaat het niet om de kosten van de aansluiting (die via een aansluittarief in rekening worden gebracht), maar om de diepe netkosten. Verondersteld wordt dat een toenemende vraag leidt tot evenredige uitbreiding van de hiervoor gebruikte circuits.

Omdat de aan afnemers berekende tarieven min of meer de langetermijn marginale kosten benaderen, geven deze de juiste prikkels aan netgebruikers. Nadelen zijn evenwel dat de tarieven niet kostendekkend zijn en dat er geen eenduidige algoritme blijkt te zijn om de netkosten in de praktijk op een verdedigbare wijze te berekenen.<sup>40</sup>

Een voorbeeld van deze methode is de ICRP (*investment cost related pricing*) methode die in het Verenigd Koninkrijk (England & Wales) wordt toegepast voor het transmissienet.<sup>41</sup> Een variant hierop is de LRIC (*long-run incremental cost pricing*) methode, waarbij locatieafhankelijke tarieven worden gehanteerd die afhankelijk zijn van de beschikbare netcapaciteit. Hierbij worden producenten beloond als zij bijdragen aan het uitstellen van netinvesteringen en betaald als zij extra netinvesteringen noodzakelijk maken.<sup>42</sup>

<sup>38</sup> Zie bijvoorbeeld Frontier Economics, *Transmission pricing methodology – Options and guidelines*, final draft issues paper, Melbourne, 2004, p.41vv. J. Sijm, A.J., van der Welle, B. Tieben en B. Hof, *Afwegingskader MKBA voor interconnectoren*, ECN-E--12-052, 2013.

<sup>39</sup> EC, *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing decision No 1364/2006/EC*. COM(2011)658 final. Brussels.

<sup>40</sup> In de praktijk wordt de mate van netbenutting in de modellen niet meegenomen zodat alle additionele vraag netverzwaring met zich meebrengt. Daarnaast wordt veelal aangenomen dat netinvesteringen oneindig deelbaar (in plaats van *lumpy*), zodat ook uitbreidingen van het transmissienet met bijvoorbeeld 1 MW in het model worden toegestaan.

<sup>41</sup> Zie Ofgem, *Electricity transmission charging: Assessment of options for change*, 188/11, 2011.

<sup>42</sup> Zie F. Li, *Network Charging Methodologies for Transmission and Distribution Networks*, University of Bath, London, 2008.

#### 4. Methoden gebaseerd op bijdrage aan piekconsumptie en/of -productie (kWh)

In de praktijk worden twee verschillende methoden gebruikt om netkosten toe te rekenen op basis van de piekconsumptie en/of -productie. De eerste methode verdeelt netkosten op basis van het jaarlijkse aantal geconsumeerde of geproduceerde energie, onafhankelijk van de systeempiek en vaak ook onafhankelijk van de locatie. Deze benadering wordt door alle EU landen toegepast en wordt ook wel aangeduid als postzegeltarief.

De tweede methode gebruikt de zogenaamde marginale netverliezen en/of het congestiesurplus (bij landen die bestaan uit meerdere prijszones) voor gedeeltelijke dekking van de netkosten. Bij deze benadering wordt gekeken naar het aansluitpunt ('*point of connection*') op het net voor de dekking van de kosten van netverliezen en/of residuele netkosten. Voor netverliezen wordt de marginale verliescoëfficiënt bepaald. In het geval dat invoeding respectievelijk afname de netverliezen vergroot, is er een positieve coëfficiënt en dient de netgebruiker (producent of verbruiker) te betalen. In het omgekeerde geval dat de netverliezen afnemen, zal de coëfficiënt negatief zijn en ontvangt de netgebruiker een korting op zijn nettatarief.<sup>43</sup> Voor het doorberekenen van de congestiekosten wordt de prijs in een situatie zonder netbeperkingen ('*system price*') vergeleken met een situatie met netbeperkingen ('*area price*') via de elektriciteitsprijzen ('*market splitting*' ofwel 'impliciete veiling'). Deze methode wordt onder meer toegepast in Noorwegen en Zweden.

Een nadeel van deze manier van kostenallocatie is dat er geen rekening wordt gehouden met het feit dat de systeempiek het (huidige) uitgangspunt voor de net planning is. Grote verbruikers met een vlak gebruikersprofiel, zoals de energie-intensieve industrie, sturen niet op de systeempiek en kunnen bij kostenallocatie op basis van getransporteerde energie hogere kosten in rekening gebracht krijgen dan bij kostenallocatie op basis van de systeempiek (en dan redelijk is).<sup>44</sup>

Indien de netkosten niet alleen bij consumenten maar ook bij producenten in rekening worden gebracht, kunnen vergelijkbare observaties worden gemaakt voor base-load en mid-merit centrales (inclusief (decentrale) WKK eenheden met warmtebuffer) enerzijds en piekcentrales en variabele, minder voorspelbare duurzame (decentrale) productie anderzijds. Voor de eerste categorie geldt dat deze producenten hogere kosten in rekening gebracht krijgen dan bij kostenallocatie op basis van de bijdrage aan de systeempiek redelijk zou zijn, voor de tweede categorie dat ze lagere kosten toegewezen krijgen dan bij kostenallocatie op basis van de systeempiek.

Verder wordt er bij kostenallocatie op basis van piekgebruik van het net bij toepassing van de eerste methode geen rekening gehouden met de locatie van afnemers en producenten. Afnemers dichtbij productie-eenheden kunnen dan hogere kosten in rekening gebracht krijgen dan bij een kostenallocatiemethode die wel rekening houdt met locaties van producenten en afnemers, zoals een methode op basis van marginale netverliezen<sup>45</sup> of kostenbatenanalyse.

---

<sup>43</sup> Frontier Economics, *International transmission pricing review - a report prepared for the New Zealand Electricity Commission*, Melbourne, 2009.

<sup>44</sup> Ter toelichting: Stel dat het distributienet in het westen en zuidwesten van Nederland wordt uitgebreid, dan levert dat een grootverbruiker in de Eemshaven geen besparingen op de energiekosten op, terwijl hij wel de kosten van hogere nettarieven ondervindt. Omgekeerd betalen verbruikers met een lage gemiddelde afname maar hoge piekafname minder dan ze zouden betalen bij kostenallocatie die volledig gebaseerd is op hun bijdrage aan de systeempiek.

<sup>45</sup> Afnemers die zich dichterbij productie bevinden, dragen immers minder bij aan de netverliezen.

Omgekeerd krijgen afnemers die relatief verder van producenten zijn gesitueerd, minder kosten in rekening gebracht dan bij toepassing van locatiespecifieke kostenallocatiemethoden. Vergelijkbare observaties kunnen worden gemaakt bij de beoordeling van de locatie van (decentrale) producenten ten opzichte van afnemers.

## 5. Methode gebaseerd op bijdrage aan systeempiek

Een andere relatief eenvoudige methode voor kostenverdeling is het verdelen van netkosten over de bijdrage van netgebruikers aan de systeempiek, onafhankelijk van locatie en gebruik. De gelijktijdigheid speelt hierbij een rol, in de regel wordt gekeken naar de mate waarin de bijdrage samenvalt met de systeempiek.

Deze methode wordt door veel EU landen toegepast om een deel van de netkosten bij de gebruikers in rekening te brengen. In de meeste EU landen wordt daarnaast een deel van de netkosten op basis van de bijdrage van gebruikers aan piekconsumptie (en productie) in rekening gebracht. In het Verenigd Koninkrijk, Zweden en Noorwegen en buiten Europa in de Verenigde Staten en Australië wordt de methode toegepast naast benaderingen gebaseerd op netstromen of locaties. Het resulterende nettatarief staat ook bekend als postzegeltarief.

Enerzijds houdt de kostenallocatiemethode rekening met het feit dat de systeempiek het (huidige) uitgangspunt voor de net planning is. Anderzijds internaliseert de methode niet het kostenverlagende effect van afnemers en producenten die dichtbij elkaar zijn gesitueerd en het kostenverhogende effect van locaties van afnemers en producenten die ongunstig zijn voor het elektriciteitsnet.

## 2.4 Nettarifering: een pragmatische benadering

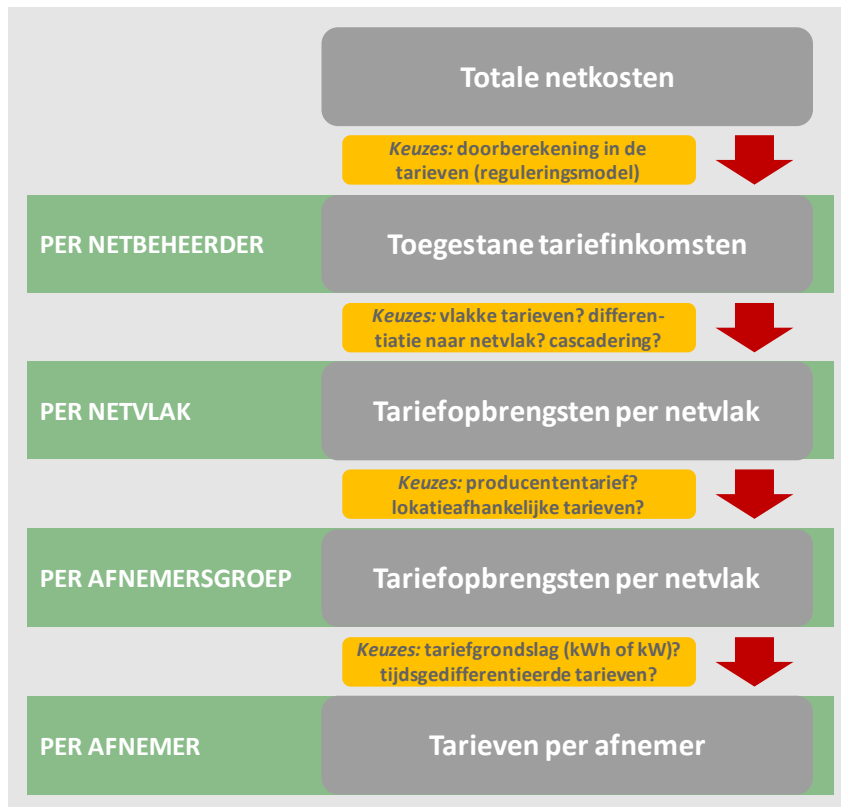
Figuur 2 schetst een pragmatische aanpak om een systematiek voor de nettarieven vast te stellen. Hierbij worden verschillende stappen doorlopen, waarbij telkens specifieke keuzes moeten worden gemaakt. Deze stappen zullen hieronder nader worden toegelicht. Tevens zal worden aangegeven welke soort informatie nodig is om deze keus te kunnen maken.

### 2.4.1 Bepaling van de totale netkosten en de toegestane tariefinkomsten

Nettarifering start met de vraag welke kosten via de tarieven moeten worden gedekt. Anders geformuleerd: hoe hoog moeten de totale tariefinkomsten zijn?

Deze vraag betreft strikt genomen geen *tarifieringsvraag* maar een *reguleringsvraag*. Uitgaande van de huidige en verwachte netkosten stelt de toezichthouder vast welk deel van de kosten 'efficiënt' is (en dus in de tarieven mag worden opgenomen) en welk deel van de kosten inefficiënt is (en dus niet door tariefinkomsten mag worden gedekt). Deze beslissing volgt uit het gehanteerde reguleringsmodel en valt buiten de scope van dit rapport. Op het moment dat de toegestane inkomsten zijn bepaald, moeten deze via de tarifieringsystematiek over de netgebruikers worden verdeeld.

Deze verdelingsvragen (of beter: allocatievragen) richten zich achtereenvolgens op de diverse spanningsniveaus in het net (de netvlakken), de topologie van het net en de verschillende groepen netgebruikers, en ten slotte op de afzonderlijke afnemers. In theorie is het ook mogelijk om (meteen en alleen) de laatste vraag te beantwoorden, want als de allocatie aan de afzonderlijke afnemers is vastgelegd, liggen ook de andere twee vragen vast. Ook zijn de vragen onderling gerelateerd. De keus of producenten wel of niet voor het nettatarief worden aangeslagen, bepaalt bijvoorbeeld mede of het wenselijk is om de kosten van de hoogste netvlakken alleen over de daarop aangesloten gebruikers te verdelen. Vanuit overwegingen van transparantie is het in de praktijk toch raadzaam om de geschetste volgorde te hanteren.



Figuur 2. Pragmatische benadering om de tarieven vast te stellen.

## 2.4.2 Allocatie van de netkosten aan de verschillende netvlakken

De eerste stap is dat de totale netkosten aan de verschillende netvlakken worden toegerekend. Hierbij dient te worden genoteerd dat elk netvlak zijn eigen kosten kent. De vraag is in hoeverre de gebruikers op elk netvlak (enkel en volledig) zijn eigen kosten moet dekken dan wel dat gebruikers ook aan andere netvlakken dan hun spanningsniveau van aansluiting moeten bijdragen. Deze vraag richt zich er vooral op in hoeverre de geografische karakteristieken van vraag en aanbod in het tariefsysteem een rol spelen.

### 1. Afstandsafhankelijke tarieven?

De eerste keus die gesteld moet worden, is of het tariefsysteem gebaseerd wordt op zogenaamde ‘vlakke’ tarieven of niet. Vlakke tarieven zijn afstandsonafhankelijke tarieven en worden ook wel ‘postzegeltarieven’ genoemd. Hierbij betaald een afnemer voor toegang tot het elektriciteitsnet en speelt de afstand tot de productiemiddelen van waaruit elektriciteit wordt betrokken (of *vice versa*, de afstand tot de verbruiker aan wie geleverd wordt) in de tarieven geen rol. Bij afstandsafhankelijke tarieven wordt het tarief veelal bepaald door de zogenaamde ‘MW-mijlmethode’. Hierbij wordt de hoeveelheid getransporteerde energie vermenigvuldigd met de afgelegde afstand als basis voor het tarief.

Er zijn verschillende argumenten voor en tegen afstandsafhankelijke tarieven. Hoe verder een producent zich van een afnemer bevindt, hoe langer het transport. Zulke transporten gebruiken het net over een grotere afstand (hogere transportgerelateerde vaste kosten), maar leiden ook tot hogere transportverliezen (hogere transportgerelateerde marginale kosten). Daar kan evenwel tegenin worden gebracht dat vaste kosten *sunk* zijn – als het net eenmaal is aangelegd, moeten die worden betaald – en dat de verliezen niet door de transporten van

afzonderlijke markttransacties worden veroorzaakt, maar door de uiteindelijke transporten (waarbij tegengestelde stromen ook tot lagere verliezen kunnen leiden). Eenzelfde ambivalentie bestaat met betrekking tot langetermijn effecten van afstandsafhankelijke tarieven.

Afstandsonafhankelijke tarifiering kan tot merkwaardige situaties leiden. Een extreem wordt gevormd door grote afnemers die er in het verleden voor hebben gekozen om zich vlak bij een productie-installatie te vestigen (of omgekeerd, een centrale die pal naast een grote afnemer is geplaatst), maar zulke afnemers betalen dan toch alsof zij elektriciteit betrekken van elders uit het systeem. Zelfs als inderdaad een contract met een producent elders is afgesloten, wordt fysiek (voor zover het mogelijk is dit te stellen) toch elektriciteit uit de nabijgelegen centrale benut.

Omgekeerd hebben afstandsafhankelijke tarieven als nadeel dat die zich moeizaam verhouden tot de vrije elektriciteitsmarkt. Hoe groter de afstandsafhankelijke component in het transporttarief, hoe meer lokale elektriciteitsproducenten worden bevoordeeld ten opzichte van producenten op grotere afstand (of in het buitenland). Juist in een situatie waarin de concurrentie zich ontwikkeld heeft tussen voormalige regionale monopolisten kan afstandsafhankelijkheid in de tarieven de vrije marktwerking belemmeren. Immers, als gevolg van (significante) afstandsafhankelijkheid in de tarieven wordt de markt (in competitieve zin) geografisch beperkt. Hoe lokaler markt, hoe minder marktspelers (competitief) kunnen meedingen, met als risico een oligopolistische marktsituatie bij een klein aantal producenten op de lokale markt.

Vóór afstandsafhankelijke tarieven pleit juist dat de transportkosten ook een onderdeel van de eindprijs van producten en diensten uitmaken. In die zin bevordert het incorporeren van de ‘werkelijke’ transportkosten in de te betalen elektriciteitsprijs (via de transporttarievencomponent) de concurrentie – zij het dat de kosten zich in de praktijk niet altijd eenvoudig laten bepalen (zie §2.3). Bij afstandsonafhankelijke tarieven wordt een deel van de door afnemers veroorzaakte kosten via de tarieven op anderen afgeschoven, wat de concurrentie (in theorie) juist belemmert. Daarbij is tevens relevant dat de transporttarieven ook lange termijn prikkels geven voor de locatie van nieuwe elektriciteitsproductiemiddelen. Overigens zijn afstandsgebaseerde tarieven voor toepassing op elektriciteitstransport en -distributie door de Europese wetgever verboden.<sup>46</sup>

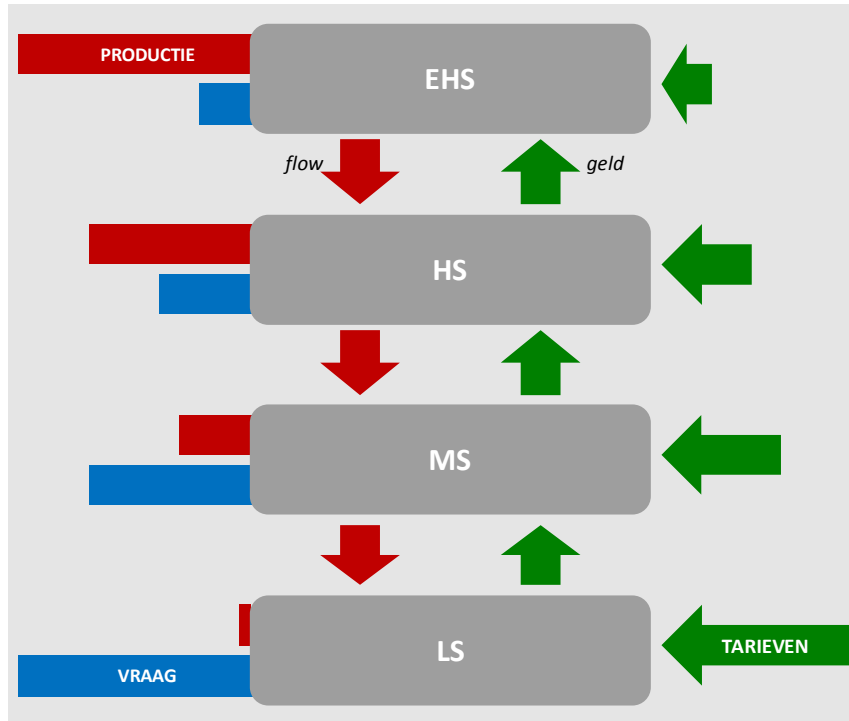
## 2. Differentiatie naar netvlak en/of cascadering?

Een tweede vraag is of de kosten van elk netvlak enkel door de tarieven van de afnemers op dat netvlak worden gedekt of dat ook afnemers op andere netvlakken daaraan meebetalen.<sup>47</sup> Hierbij zijn feitelijk twee mogelijkheden: ofwel de kosten van elk netvlak worden gedekt door de daarop aangesloten afnemers, ofwel er vindt een financiële uitwisseling tussen de netvlakken plaats. In het laatste geval is de vraag wat de grondslag voor deze uitwisseling is.

<sup>46</sup> EU Verordening 714/2009. Hierbij wordt in plaats van over afstandsafhankelijke tarieven gesproken over ‘transactiegebaseerde’ tarieven.

<sup>47</sup> 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).

In Figuur 3 is schematisch de verdeling van productie en verbruik op de verschillende netvlakken (in Nederland) aangegeven. Op de hogere netvlakken wordt meer elektriciteit geproduceerd dan gebruikt. Op de lagere netvlakken is sprake van een hoger verbruik ten opzichte van productie. Dit resulteert in een netto *flow* van elektriciteit van hogere naar lagere netvlakken.<sup>48</sup>



Figuur 3. Schematische weergave van het cascadeprincipe. Omdat verbruikers (aangegeven in blauw) zich vooral in de lagere netvlakken bevinden, maar productie (aangegeven in rood) vooral op hogere spanningsniveaus plaatsvindt, is er een netto elektriciteitsstroom van hogere naar lagere netvlakken (aangegeven door de rode pijlen). Het cascadeprincipe stelt dat afnemers op lagere netvlakken ook aan de hogere netvlakken bijdragen, zodat dit de tariefinkomsten van elk netvlak van de op dat vlak aangesloten gebruikers komen én van de gebruikers op de lagere netvlakken (aangegeven met de groene pijlen).

Om de afhankelijkheid van hogere netvlakken in het tariefstelsel tot uitdrukking te brengen, wordt wel het cascadesysteem toegepast. 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 netvlakken<sup>49</sup> elektriciteit verkrijgen vanuit de hogere netvlakken. Dat betekent dat bij afnemers op het hoogspanningsnet alleen de kosten van het hoogspanningsnet (HS) en een deel van het extrahoogspanningsnet (EHS) in rekening worden gebracht, terwijl afnemers op laagspanning meebetalen aan een deel van de kosten van de

<sup>48</sup> Deze netto *flow* betreft een gemiddelde op jaarbasis en voor de huidige situatie. Wanneer sprake is van veel decentrale elektriciteitsproductie kan op sommige momenten ook sprake zijn van een *flow* van lagere netvlakken naar hogere netvlakken. Zie hiervoor verder §5.4.

<sup>49</sup> 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).

hogere netvlakken.<sup>50</sup> In de praktijk vormt circa 60 % van het door kleinverbruikers (aangesloten op het laagspanningsnet) te betalen transport- en aansluittarief een bijdrage aan de kosten van de hogere netvlakken.<sup>51</sup>

Overigens volgt de cascadesystematiek ook uit de asymmetrie tussen producenten en verbruikers. Omdat op het hoogspanningsnet aangesloten productiemiddelen geen transporttarief betalen, maar de meeste afnemers zich op de lagere netvlakken bevinden, moeten de netkosten wel aan lagere netvlakken worden doorberekend om alle kosten van de hogere netvlakken gedekt te krijgen.

### 2.4.3 Allocatie van de netkosten aan de verschillende afnemersgroepen

Wanneer de totale opbrengsten per netvlak bekend zijn, kunnen deze aan de verschillende afnemersgroepen op dat netvlak worden doorberekend. De belangrijkste keus betreft hierbij die tussen producenten en verbruikers. Maar ook de keus voor locatieafhankelijke tarieven kan hier worden gemaakt.

## 3. Producententarief

De keus in hoeverre producenten én verbruikers een transporttarief betalen of alleen verbruikers is fundamenteel. Er zou geredeneerd kunnen worden dat zowel producenten als verbruikers ‘het net nodig hebben’ en dus een transporttarief moeten betalen. Deze argumentatie is echter niet economisch van aard.

Economische argumenten die van belang kunnen zijn voor het maken van de keus of producenten al dan niet een transporttarief moeten betalen zijn:

- *Effect op de marktwerking.* Nederlandse (grootschalige) elektriciteitsproducenten concurreren op de Europese elektriciteitsmarkt. Wanneer producenten een variabel transporttarief betalen (dat wil zeggen een tarief per megawattuur), worden de marginale productiekosten hierdoor beïnvloed. Dit kan een negatief effect op de concurrentiepositie van Nederlandse elektriciteitsproducenten hebben indien er geen coördinatie van nettarifieringsystematieken met buurlanden plaatsvindt. Wanneer een (vast) capaciteitstarief wordt geheven (op basis van de capaciteit van de aansluiting), is dit nadeel overigens niet van toepassing.
- *Maximering van het surplus.* Zoals aangegeven in §2.2.5 kunnen de bovenmarginale kosten (dat wil zeggen: de netkosten die niet bij toepassing van marginale netkosten worden gedekt) het beste omgekeerd evenredig aan de prijselasticiteit worden toegerekend zodat het hoogste surplus en de minste economische verstoring worden gerealiseerd. Aangezien productie in een competitieve markt meer elastisch is dan verbruik, betekent dit dat tenminste een groter deel van de netkosten door verbruikers zouden moeten worden

---

<sup>50</sup> Preciezer geformuleerd houdt de cascademethode in dat de totale kosten van het hoogspanningsnet naar rato van het verbruik worden toegerekend aan op het hoogspanningsnet aangesloten klanten 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.

<sup>51</sup> Rudi Hakvoort en Annelies Huygen, *Sturen op het gebruik van lokale energienetten*, D-Cision en TNO, 2012, p.95.



gedragen. Overigens hebben grote gebruikers ook een hogere elasticiteit dan kleinverbruikers, zodat kleinverbruikers dan ook een groter aandeel in de netkosten zouden moeten betalen dan grootverbruikers.

- *Langetermijn prikkels.* Een derde argument dat voor de afweging van belang is, betreffen de langetermijn prikkels die vanuit de (korte termijn) tariefsystematiek uitgaan. Wanneer producenten geen transporttarief betalen, zijn zij ongevoelig voor dergelijke signalen.
- *Verdeling van kosten tussen afnemers in verschillende landen.* Zonder een producententarief worden de netkosten gemaakt voor netinvesteringen die deels voor export van elektriciteit bestemd zijn, gedragen door de afnemers binnen het exporterende land en niet door de consumenten in het importerende land. Een producententarief maakt het mogelijk om deze kosten voor een deel te verhalen op de afnemers in een ander land.

#### 4. Locatieafhankelijke tarieven

Omdat de netkosten plaatsgebonden zijn, zijn ook de transportkosten plaatsafhankelijk. Een transport van A naar B brengt andere kosten met zich mee dan een transport van A naar C, of zelfs een transport van B naar A. Elk transport gebruikt andere delen van het net en ook kunnen markttransacties tegengestelde, en elkaar dus opheffende transporten veroorzaken.

Strikt genomen brengt elke transactie zijn eigen marginale kosten met zich mee, die idealiter in het tarief worden opgenomen. De consequentie is dat de transportprijs, en daardoor ook de marktprijs, per knooppunt varieert. Dit vormt ook de basis voor *nodal pricing* (zie §2.2.3). In de praktijk is een dergelijke benadering complex om toe te passen<sup>52</sup> en daarnaast niet eenvoudig compatibel met de concurrentie in de elektriciteitsmarkt.<sup>53</sup>

Bij niet-transactiegebaseerde transporttarieven kan er nog wel voor worden gekozen om de tarieven naar geografische locatie te differentiëren, afhankelijk van de netsituatie ter plaatsen. Men spreekt dan van zonetarieven (*zonal pricing*). Dergelijke zones ontstaan al automatisch als tussen de zones congestie optreedt (die zich bijvoorbeeld vertaalt in veranderende marktprijzen). Maar ook kan ervoor worden gekozen om in bijvoorbeeld regio's met een netto productieoverschot andersoortige nettatarieven te hanteren dan in regio's met een productietekort, zodat langetermijn locatieprijken ontstaan voor de vestiging van bijvoorbeeld nieuwe centrales.

Dit is ook relevant als nieuwe productie zich op een locatie vestigt die forse nieuwe netuitbreidingen (of verzwaringen) noodzakelijk maakt. Zeker wanneer dit tot een verhoging van de totale netkosten leidt die niet noodzakelijk ook een verhoging van de maatschappelijke welvaart vertegenwoordigt, kunnen locatieafhankelijke transporttarieven een signaal geven waar productie in het net efficiënt kan plaatsvinden.

In beginsel dienen locatieafhankelijke tarieven ertoe om op de korte termijn prikkels te geven die transportbeperkingen (congesties) voorkomen en netverliezen reduceren. Op lange termijn

---

<sup>52</sup> De schaduwrijzen van netbeperkingen volgen uit een *optimal power flow* berekening die bijvoorbeeld TSOs uitvoeren. Een zonale benadering is nog complexer omdat er dan allerlei aannames moeten worden gedaan over *generation shift keys* om nodal PTDFs (de uitkomst van een *optimal power flow* berekening) te kunnen aggregeren naar zonal PTDF matrices.

<sup>53</sup> Marktpartijen kunnen zich *hedgen* tegen het risico dat marktprijzen lokaal afwijken van systeembrede prijs (zoals in Nordpool). Ook kan dit risico met *financial transmission rights* (FTRs) worden afgedekt. Zie A. van der Welle, *Flow-based market coupling: Stepping stone towards nodal pricing?*, BAEE-CIGRE workshop, Den Haag, 26 april 2012.

behoren locatieafhankelijke tarieven prikkels te geven die gerelateerd zijn aan een efficiënte uitbreiding van het net. Behalve via de transporttarieven kunnen dergelijke prikkels overigens ook via het aansluittarief of via een systeem voor congestiemanagement worden gegeven.

#### 2.4.4 Allocatie van de netkosten aan de verschillende afnemers

Wanneer de netkosten over de verschillende netvlakken zijn gealloceerd en bepaald is welke gebruikersgroepen welk deel van de netkosten voor hun rekening moeten nemen, kunnen de tarieven voor de afzonderlijke gebruikers worden bepaald. Hierbij zijn vooral twee keuzes relevant: de tariefgrondslag en de vraag of al dan niet tijdsafhankelijke tarieven worden gehanteerd.

### 5. De tariefgrondslag: een capaciteitstarief of een gebruikstarief?

Nettarieven kunnen berekend worden naar het actuele netgebruik (een gebruikstarief op basis van de kilowatturen of megawatturen transport) of naar de omvang van de aansluiting op het net (een capaciteitstarief per kilowatt of megawatt). In het eerste geval wordt het totale netgebruik gedurende het jaar berekend, wat dan de basis voor het nettatarief vormt. In het laatste geval kan de aansluitwaarde (de omvang van de aansluiting), de doorlaatwaarde (het type zekering), de contractwaarde of de maximaal gemeten belasting als tariefgrondslag worden genomen.

In zijn algemeenheid reflecteren gebruikstarieven het totale netgebruik, maar zijn zij onafhankelijk van het moment van het gebruik. Capaciteitstarieven reflecteren het piekgebruik (of het netgebruik tijdens de piek), zodat deze een meer directe relatie met het voor de transporten benodigde net hebben. Capaciteitstarieven zijn onafhankelijk van het totale gebruik van het net over het jaar. In Tabel 2 worden nog enkele andere verschillen tussen een verbruikstarief en een capaciteitstarief aangegeven.

Een moeilijkheid bij toepassing van het capaciteitstarief betreft de definitie van de systeempiek. Van belang is immers niet de piek in het gebruiksprofiel van de afnemer, maar het netgebruik op het moment dat de transportpiek in het net optreedt:

- Het eenvoudigst te meten is de verbruikspiek van de afnemer, die overeenkomt met de maximale afname van (of invoeding op) het net gedurende het jaar. Tarieven op basis van deze afnamepiek overschatten de totale systeempiek – die immers gelijk is aan de som van de afname van alle gebruikers op dat moment – zodat een deel van de afnemers te hoog worden aangeslagen. Dit leidt ertoe dat netgebruik tijdens de echte piek bevoordeeld wordt ten nadele van afnemers die een afnamepiek hebben die ongelijktijdig is met de systeempiek.
- Preciezer is om het capaciteitstarief te baseren op de afname gedurende de systeempiek. De comptabele meting hiervan moet dan plaatsvinden op het moment dat deze systeempiek optreedt. Dit moment staat niet op voorhand vast, maar kan in veel gevallen pas achteraf worden bepaald. Afzonderlijke afnemers hebben in de praktijk ook weinig inzicht in de gelijktijdigheid van het netgebruik. Het grote voordeel van deze preciezere methode is wel dat de netkosten strikt worden gealloceerd over de gebruikers die het net tijdens het piekmoment benutten. Overigens kan deze transportpiek op verschillende plaatsen in het systeem op verschillende momenten optreden, zodat in theorie sprake kan zijn van verschillende piekmomenten voor verschillende gebruikers. Soms worden gebruikers overigens ook afgerekend op verschillende piekmomenten gedurende het jaar omdat de gevoeligheid voor het gebruik tijdens één enkel moment te beperken. In het Verenigd

Koninkrijk worden bijvoorbeeld de drie halve uren met de hoogste consumptie van het jaar genomen.

In de praktijk wordt vaak een combinatie tussen een gebruikstarief en een capaciteitstarief gehanteerd. Het is hierbij om economische redenen verkieslijk dat het gebruikstarief zo goed mogelijk de marginale kosten reflecteert die het netgebruik met zich meebrengt. Het deel van de netkosten dat niet met de variabele tarieven wordt gedekt, kan vervolgens via een capaciteitstarief worden gealloceerd. Op deze wijze bevorderen de variabele nettarieven efficiënt netgebruik (kostenreflectiviteit) terwijl de tarieven toch kostendekkend zijn.

Tabel 2. Verschillen tussen een gebruikstarief en een capaciteitstarief.<sup>54</sup>

	Gebruikstarief	Capaciteitstarief
<i>Tariefgrondslag</i>	De door de afnemer van het net afgenomen of op het net ingevoede energie.	Het door de afnemer gecontracteerde transportvermogen of doorlaatwaarde.
	Tariefbasis: kWh of MWh.	Tariefbasis: kW of MW.
<i>Voordelen</i>	De benutting van het net representeert het volledige verbruik, zowel tijdens piekperioden als niet-piekperioden	Is kostenreflectief met betrekking tot de uitgangspunten voor netplanning, aangezien het net wordt uitgelegd op de piekvraag.
		Kostenreflectief qua benodigde net omdat het tarief stijgt met de maximale netbelasting.
<i>Nadelen</i>	Alloceert de vaste kosten naar variabele prijzen, wat tot inefficiënte prikkels leidt.	Het nettatarief wordt gebaseerd op het maximale gebruik, dat mogelijk alleen gedurende een beperkte tijd plaatsvindt.
	Maakt geen onderscheid tussen het gebruik van het net tijdens de systeempiek en op andere momenten.	Niet de piekvraag van de afnemer is de kostendriver, maar de bijdrage van elke afnemer aan de systeempiek. De gelijktijdigheid van verbruik met die systeempiek zit niet in het capaciteitstarief versleuteld.
	Alloceert mogelijk te lage kosten aan het netgebruik tijdens de piek en te hoge kosten aan netgebruik buiten de piek, wat tot inefficiënt energie- en netgebruik kan leiden.	Het netgebruik buiten de piek wordt niet in het nettatarief verdisconteerd.
		Bij afnemers met verschillende belastingprofielen kan sprake zijn van sterk afwijkende nettarieven.

## 6. Tijdsafhankelijke tarieven

Afgezien van een locatieafhankelijke component kunnen tarieven ook een tijdsafhankelijke component in zich hebben. Tijdsafhankelijke tarieven hebben de mogelijkheid in zich om de kosten van netgebruik op verschillende momenten anders te waarderen. Een relevant onderscheid hierbij is gebruik van het net tijdens de systeempiek en netgebruik op andere

<sup>54</sup> Aangepast van: K. Petrov and K. Keller, *Network Pricing Models in Europe - From Normative Principles to Practical Issues*, Presentation Transmission & Distribution Europe, 2009.

momenten (*offpeak*). Door de nettarieven te variëren kunnen economische prikkels aan afnemers gegeven worden die een efficiënt gebruik van het net bevorderen.

In geval van tijdsafhankelijke tarieven moeten alle uren van het jaar ofwel op voorhand geclassificeerd worden, ofwel moet een systematiek gekozen zijn die aangeeft hoe op elk moment het nettarief wordt bepaald. Een randvoorwaarde hierbij is dat de totale tariefinkomsten gelijk zijn aan de door de toezichthouder toegestane inkomsten.<sup>55</sup> Als sprake is van sterk fluctuerende nettarieven, spreekt men wel van dynamische nettarieven.

Een nadeel van tijdsafhankelijke tarieven is dat hiervoor ook slimme (tijdsafhankelijke) meters bij afnemers nodig zijn (met tenminste de granulariteit die het tariefsysteem vereist). Verder moeten de actuele nettarieven ook inzichtelijk zijn voor afnemers om een adequate respons mogelijk te maken. Hoe meer tijdsperiodes onderscheiden worden, hoe minder transparant het tariefsysteem voor afnemers wordt.

---

<sup>55</sup> Een verschil tussen de daadwerkelijke tariefinkomsten en de toegestane inkomsten kan eventueel via nacalculatie worden verrekend.

## 3 De nettarieven in Nederland

### 3.1 Juridische inbedding

Hiervoor is uitgebreid aandacht besteed aan de economische principes achter de regulering van de nettarieven alsmede de samenhang met de technische werkelijkheid (welk gedrag leidt tot welke kosten, etc.). Maar uiteindelijk zal de tariefregulering haar vorm dienen te krijgen in regelgeving. Om tot een afgewogen en goed onderbouwd ‘ontwerp’ van de regels te komen is het, binnen een complexe sector als de elektriciteitssector, van groot belang om die technische en economische context systematisch te onderzoeken. Maar ook de juridische ‘grenzen’ dienen goed in kaart gebracht te worden. In deze studie betekent dat de vraag: welke ruimte heeft de Nederlandse wetgever bij het bepalen van de (structuren voor de) nettarieven? Gegeven de verschillende doelen en randvoorwaarden en de analyse van hoe de elektriciteitsvoorziening technisch en economisch functioneert, kan men dan haalbare (alternatieve) tariefstructuren ontwerpen.<sup>56</sup>

De regelgeving voor de elektriciteitssector is gelaagd. Er is overkoepelende regelgeving op het niveau van de EU. De Nederlandse wetgever zal zich daaraan moeten houden. Binnen Nederland is de regelgeving verder getrapt: de Elektriciteitswet 1998 is een *wet* en deze bevat de belangrijkste regels, terwijl veel gedetailleerde regels vastgelegd zijn in zogenaamde *codes*, een vorm van lagere regelgeving waarvoor het initiatief komt van de sector (netbeheerders), maar die officieel worden vastgesteld door de Autoriteit Consument en Markt (hierna: ‘de ACM’). Bij het vaststellen van de codes moet de wet vanzelfsprekend weer in acht genomen worden. De nettarieven zelf worden uiteindelijk door de ACM goedgekeurd.

Hieronder schetsen we hoe de regels en principes die gelden rond de regulering van nettarieven terug te vinden zijn op de verschillende niveaus van regelgeving.

#### 3.1.1 Primair EU-recht

Het ‘hoogste’ niveau is dat van het primaire EU-recht. Van belang is het *Verdrag betreffende de werking van de EU* (VwEU)-Verdrag waarin geregeld is dat ‘energie’ een gedeelde competentie is van de Unie en de Lidstaten.<sup>57</sup> Bovendien bepaalt het Verdrag dat het Europese beleid rond energie gericht is op:<sup>58</sup>

- a. het waarborgen van de werking van de energiemarkt;
- b. het waarborgen van de continuïteit van de EU-energievoorziening;
- c. het stimuleren van de energie-efficiëntie, energiebesparing en de ontwikkeling van nieuwe en duurzame energie, en
- d. het bevorderen van de interconnectie van energienetten.

Daarnaast staan in het Verdrag de algemene regels voor een interne markt met vrij verkeer van goederen, personen, diensten en kapitaal. Kort samengevat komen deze regels erop neer dat lidstaten niet mogen discrimineren rond die stromen van goederen, personen, diensten en

---

<sup>56</sup> Zie H.P.A. Knops, *A Functional Legal Design for Reliable Electricity Supply: How technology affects law*, (diss. TU Delft), Antwerpen: Intersentia, 2008, voor een uitgebreide uitwerking van zulk systematisch ontwerpproces (de ‘*function-based legal design & analysis* (FULDA) method’).

<sup>57</sup> Artikel 4(1) jo. 4(2)(i) VwEU.

<sup>58</sup> Artikel 194(1) VwEU.

kapitaal (tenzij gerechtvaardigd vanuit het publiek belang, maar dan moeten de maatregelen wel noodzakelijk en proportioneel zijn).

Verder zijn de regels rond mededinging relevant (ook wel kartelrecht genoemd). Deze verbieden onder andere misbruik van (economische) machtspositie.<sup>59</sup> Dit is van belang voor netbeheerders die feitelijk (en soms ook juridisch) monopolist zijn in hun verzorgingsgebied. Zij zullen geen ongerechtvaardigd onderscheid mogen maken tussen de ene en de andere (groep) klant(en).

In de context van de hier voorliggende vragen rond differentiatie in (gereguleerde) tarieven kan (het verbod op) 'staatssteun' nog een rol spelen.<sup>60</sup> Onlangs heeft de Europese Commissie immers bekend gemaakt dat ze een formeel onderzoek is gestart naar de vraag of de Duitse regeling waarbij grootverbruikers volledig worden vrijgesteld van nettatarieven, een vorm van (verboden) staatssteun is.<sup>61</sup> Kort gezegd is van staatssteun sprake als:

- er sprake is van een voordeel...
- ... dat verstrekt wordt door de staat of uit staatsmiddelen,
- waarbij de steun gericht is op bepaalde ondernemingen of bepaalde goederen,
- en de steunmaatregel de interne markt hindert.

In het verleden is al bepaald dat voorkeurstarieven een 'voordeel' kunnen zijn.<sup>62</sup> Of het gaat om een aan de staat(smiddelen) toe te rekenen voordeel is bij gunstige nettatarieven een boeiende vraag, omdat die mede afhangt van de specifieke vormgeving van een gunstige regeling voor nettatarieven en daarbij kan weer van belang zijn of de netbeheerders publiek of privaat zijn.<sup>63</sup> In Nederland zijn de netbeheerders overigens allemaal in publieke handen. Bij steun gericht op een kleine groep grootverbruikers zal al snel voldaan zijn aan het criterium dat de maatregel gericht is op *bepaalde* ondernemingen. Het laatste criterium treedt vrijwel altijd op omdat ook een potentiële handelsbelemmering voldoende is en die is er bijna altijd als iemand een voordeeltje heeft (en een potentiële concurrent niet).

Er is evenwel *geen* sprake van staatssteun als de maatregel in een marktcontext gerechtvaardigd geweest zou zijn. Langs die lijn zou men rond grootverbruikers kunnen redeneren dat zolang de eventuele korting gerechtvaardigd wordt door het feit dat de betreffende gebruiker ook bijdraagt aan verlaging of vermijding van kosten, een daarmee evenredige korting geen 'steun' is. Eenzelfde redenering kan men neerzetten rond een aangepaste tariefstructuur voor decentrale invoeding: zolang lagere nettatarieven voor zulke invoeding gerechtvaardigd worden doordat ze ook minder kosten veroorzaken, is er geen sprake van 'steun'.

Overigens kan een maatregel die op het eerste gezicht staatssteun lijkt, toch goedgekeurd worden (door de Europese Commissie) als aan een aantal voorwaarden is voldaan:

---

<sup>59</sup> Artikel 102 VwEU.

<sup>60</sup> Artikel 107 VwEU.

<sup>61</sup> Zaak SA.34045, zie Press Release IP-13-191 op: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-13-191\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-191_en.htm).

<sup>62</sup> Zie bijvoorbeeld HvJEG, zaken 67/85, 68/85 en 70/85 (Van der Kooy) [1988] Jur 219, zaak C-169/84 (Chimie) [1990] Jur I-3083, zaak C-56/93 (België v. Commissie) [1996] Jur I-723.

<sup>63</sup> In de PreussenElektra zaak oordeelde het HvJ EG dat de toenmalige Duitse regeling voor inkoop van groene stroom (waarbij netbeheerders groene stroom moesten inkopen en de meerkosten daarvan onder de verschillende netbeheerders moesten verevenen) geen staatssteun was, omdat de bedrijven zelf grotendeels privaat waren en de verevening buiten de boeken van de staat om ging (HvJ EG, zaak C-379/98 [2001] Jur I-2099, §§ 59-60).

- a) het moet gaan om een doel dat (ook) in het belang is van de EU als geheel;
- b) de maatregel moet noodzakelijk zijn met het oog op het te bereiken resultaat (en het doel zou niet zonder die maatregel bereikt hebben kunnen worden);
- c) de duur, intensiteit en reikwijdte van de maatregel zijn proportioneel met het (belang van het) beoogde doel.

Hierbij is van belang dat doelen als het vergroten van de hoeveelheid hernieuwbare energie en het verbeteren van energie-efficiëntie en een toename van energiebesparing doelen zijn die in het VwEU zelf al genoemd worden. Deze kwalificeren dus zonder problemen als een doel in het belang van de EU als geheel.

Regels die vastliggen in het primaire EU-recht kunnen zeer moeilijk, namelijk slechts door een verdragswijziging, veranderd worden. Zij vormen dus een (juridische) randvoorwaarde waar de Nederlandse wetgever rekening mee moet houden. Kort gezegd zijn de belangrijkste relevante randvoorwaarden vanuit het primaire EU-recht non-discriminatie en het verbod op staatssteun.

### 3.1.2 Secundair EU-recht

De algemene structuur van de elektriciteits- en de gasector in de EU-lidstaten is uitgewerkt op het niveau van secundaire Europese regelgeving: verordeningen en richtlijnen.

Voor elektriciteit is dat vooral gebeurd in de (opeenvolgende) richtlijnen 96/92/EG, 2003/54/EG, en 2009/72/EG en de verordeningen 1228/2003 en 714/2009.<sup>64</sup> Deze richtlijnen en verordeningen vormen ook een randvoorwaarde waar de Nederlandse regelgever zich aan moet houden. Op de termijn van enkele jaren zouden ze op zich wel gewijzigd kunnen worden, maar dat vereist natuurlijk wel een actie van de 'Europese' wetgever.

De belangrijkste algemene keuzes die in de Elektriciteitsrichtlijn(en) en -verordening(en) zijn gemaakt, zijn de volgende. Binnen de EU moet er concurrentie zijn voor de activiteiten productie en (administratieve) levering van elektriciteit. Dit heeft geleid tot een splitsing van de *commodity*-markt (de energie, kWh) aan de ene kant en het transport (het gebruik van het net) aan de andere kant. Het elektriciteitsnet wordt als een natuurlijk monopolie beschouwd, waarvoor een beheerder moet worden aangewezen.<sup>65</sup> Men veronderstelt in de richtlijnen dat het net in beginsel voldoende capaciteit heeft om aan de 'marktvraag' te voldoen. Het is een taak van de netbeheerder om daarvoor te zorgen.<sup>66</sup> Daarmee samenhangend stelt de richtlijn dat iedere producent of afnemer toegang moet hebben tot het net.<sup>67</sup> Toegang mag alleen maar

---

<sup>64</sup> Een nieuwe verordening is in voorbereiding (zie COM (2011) 658 final) waarmee verordening 714/2009 wordt aangepast. De Europese Commissie en het parlement hebben al overeenstemming bereikt over het voorstel. Het voorstel gaat onder andere in op de allocatie van kosten van *projects of common interest* (PCI's) tussen landen en investeringsprikkels. De Europese Commissie heeft mogelijkheden om richtlijnen op te stellen op basis van artikel 18 van Verordening 714/2009. In artikel 18(2) gaat het over de kostenallocatie binnen landen. Zie J. Sijm, A.J., van der Welle, B. Tieben en B. Hof, *Afwegingskader MKBA voor interconnectoren*, ECN-E--12-052, 2013.

<sup>65</sup> Nota bene: voor *alle* elektriciteitsnetten die aan te merken zijn als transmissie- of distributienet moet een beheerder worden aangewezen. Daarop is geen uitzondering mogelijk, maar voor sommige netten/netbeheerders kunnen minder regels gelden dan voor de standaard-netbeheerder (zie artikelen 26(4) en 28 van richtlijn 2009/72/EG).

<sup>66</sup> Artikelen 12, onder a, 13(4), 17(2) aanhef en onder f, en 25(1) van richtlijn 2009/72/EG.

<sup>67</sup> Artikel 32 van richtlijn 2009/72/EG.

geweigerd worden indien er onvoldoende transportcapaciteit beschikbaar is, maar dit wordt als een uitzonderingssituatie beschouwd. Netbeheerders mogen niet discrimineren.<sup>68</sup>

De in de richtlijnen 2003/54/EG en 2009/72/EG uiteindelijk gekozen vorm van toegang is die van ‘gereguleerde toegang’. Daarbij kunnen alle afnemers (inclusief producenten) toegang krijgen tot het net tegen vooraf bekendgemaakte tarieven die voor alle afnemers gelden en “objectief worden toegepast zonder onderscheid te maken tussen systeemgebruikers”. De tarieven zelf, of de daaraan ten grondslag liggende methoden moeten vooraf door de nationale *regulator* worden goedgekeurd.<sup>69</sup>

In zijn algemeenheid zijn er twee kanten aan ‘gereguleerde toegang’. Enerzijds is er meestal een vorm van regulering van de (totale) omzet van de netbeheerders. Deze moet dan zodanig zijn dat ze geprikkeld worden tot een efficiënte bedrijfsvoering, waarbij hun omzet voldoende moet zijn om de kosten van het net te dragen. Bovendien speelt de vraag hoe om te gaan met investeringen: de gekozen vorm van regulering zou de benodigde (efficiënte) investeringen mogelijk moeten maken.

Anderzijds gaat het om het vaststellen van de individuele tarieven die aangeslotenen betalen. Dit laatste is in de context van dit onderzoek het meest relevant. De elektriciteitsrichtlijn (2009/72/EG) gaat hier expliciet op in. De richtlijn geeft aan dat de nationale *regulator* als taak heeft om, volgens transparante criteria, de transmissie- of distributietarieven of de berekeningsmethoden van die tarieven vast te stellen of goed te keuren - hieronder vallen ook de tarieven voor aansluitingen.<sup>70</sup>

Omdat de toedeling van de totale kosten van een net aan specifieke contracten of een specifieke aansluiting lastig is, zijn er veel verschillende manieren om dat te doen. Tot nu toe is dat grotendeels overgelaten aan de lidstaten. Op Europees niveau zijn slechts een paar uitgangspunten vastgelegd. Artikel 14 van de Elektriciteitsverordening 714/2009 bepaalt: “de door de netbeheerders gehanteerde tarieven voor nettoegang moeten transparant zijn, rekening houden met de noodzakelijke zekerheid van het net en een afspiegeling vormen van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte en structureel vergelijkbare netbeheerder en op niet-discriminerende wijze worden toegepast. Deze tarieven mogen niet *afstandgebonden* zijn.”<sup>71</sup> Tarieven mogen wel *locatiespecifieke* prikkels in zich hebben.<sup>72</sup> Een tarief voor doorvoerstromen (*‘transit’*) is verboden.<sup>73</sup>

Wat betreft de locatiespecifieke prikkels bepalen de ‘overwegingen’ die aan de richtlijn voorafgaan nog het volgende:<sup>74</sup> “Er is behoefte aan een goed systeem voor locatiespecifieke signalen voor de lange termijn met als uitgangspunt dat de hoogte van de tarieven voor nettoegang in beginsel het evenwicht tussen productie en verbruik in de betrokken regio moet weerspiegelen, dat wordt verkregen door een differentiatie van de tarieven voor nettoegang voor producenten en/of consumenten.”

<sup>68</sup> Artikelen 12 *sub f* en 25(2) van richtlijn 2009/72/EG.

<sup>69</sup> Artikel 20(1) van richtlijn 2003/54/EG en 32(1) van richtlijn 2009/72/EG. De eerste elektriciteitsrichtlijn 96/92/EG liet de lidstaten nog de keuze tussen gereguleerde toegang, onderhandelde toegang of de *single buyer*.

<sup>70</sup> Artikel 37(1)(a) en (6)(a) van richtlijn 2009/72/EG.

<sup>71</sup> Artikel 14(1) verordening 714/2009.

<sup>72</sup> Artikel 14(2) verordening 714/2009.

<sup>73</sup> Artikel 14(5) verordening 714/2009.

<sup>74</sup> Overweging (14) van richtlijn 2009/72/EG.



De vorige Elektriciteitsverordening 1228/2003 bepaalde bovendien nog dat hoogstens de helft van de netkosten neergelegd kon worden bij producenten en dat lidstaten konden kiezen voor een uniform (net)tarief in hun land. Het eerste punt is niet teruggekeerd in Verordening 714/2009, maar het is concreter geregeld in Verordening 838/2010, waar de bandbreedte van een gemiddeld producententarief voor de verschillende lidstaten wordt uitgewerkt.<sup>75</sup> Voor Nederland is dit gemaximeerd op 0,5 €/MWh.<sup>76</sup>

Onder de eerste Elektriciteitsrichtlijn 96/92/EG bestond er nog enige onduidelijkheid over de vraag of toegang tot het nationale net ook toegang tot gekoppelde netten in aangrenzende landen inhield. De Elektriciteitsverordening 1228/2003 bepaalde dat dat zo was, behalve als er sprake was van congestie op de grens (dan zou beschikbare capaciteit marktconform verdeeld moeten worden). De hoogste Europese rechter heeft in een zaak over de Nederlandse interconnectiecapaciteit geoordeeld dat deze regel ook al gold onder de richtlijn 96/92/EG.<sup>77</sup>

Over de nettarieven voor decentrale invoeding, in het bijzonder uit hernieuwbare bronnen, bepaalt de richtlijn over hernieuwbare energie (2009/28/EG) nog het een en ander. Zo moeten netbeheerders standaardregels maken over hoe omgegaan wordt met de kosten van het aansluiten van (nieuwe) producenten die elektriciteit uit hernieuwbare bronnen leveren; die regels moeten rekening houden met “alle kosten en baten van de aansluiting van deze producenten”.<sup>78</sup> Ook bepaalt de richtlijn dat de transporttarieven voor elektriciteit uit hernieuwbare bronnen “een realistische weergave zijn van de kostenvoordelen die kunnen voortvloeien uit de aansluiting van die installaties op het net. Dergelijke kostenvoordelen kunnen voortvloeien uit het directe gebruik van het laagspanningsnet.”<sup>79</sup> Ook hier wordt dus weer aansluiting gezocht bij het kostenveroorzakingsbeginsel.

Welke ontwikkelingen zijn er gaande op Europees niveau? Op het gebied van de harmonisatie van technische voorwaarden wordt vooruitgang geboekt, maar het reguleren van tarieven (en daarmee het inkomen) van netbeheerders lijkt vooralsnog nog als een onderwerp voor (de eigen afweging in) de Lidstaten gezien te worden. Wel zijn er diverse voorzichtige ontwikkelingen richting Europese harmonisatie van tariefregulering.<sup>80</sup>

Samenvattend kunnen we concluderen dat uit de Europese verordeningen en richtlijnen als belangrijkste eisen of principes rond nettarieven naar voren komen:

- De tarieven moeten een afspiegeling vormen van de kosten (kostenveroorzakingsbeginsel).
- De tarieven moeten transparant zijn.

<sup>75</sup> Het voor Nederland genoemde maximumbedrag van 0,5 €/MWh zou in totaal 1,6 % van de kosten van het totale net opbrengen, ruim onder de 50 % van de Verordening 1228/2003 (zie §3.3.1).

<sup>76</sup> EU verordening 838/2010.

<sup>77</sup> HvJEG 7 juni 2005, Zaak C-17/03 (VEMW et al. v. DTe), met annotatie van P.J. Slot en H.P.A. Knops, *Markt en Mededinging*, 2005, nr.7 (november), pp. 217-227.

<sup>78</sup> Artikel 16(3) van richtlijn 2009/28/EG.

<sup>79</sup> Artikel 16(8) van richtlijn 2009/28/EG.

<sup>80</sup> Op zichzelf worden de ‘geharmoniseerde transmissietariefstructuren’ wel genoemd als een onderwerp waar het Europese net van transmissiesysteembeheerders (ENTSB) ‘netcodes’ over kan opstellen (Artikel 8(6)(k) van Verordening 714/2009), maar tot nu toe heeft dat nog niets opgeleverd. Wel zijn er op dit gebied diverse onderzoeken uitgezet door ACER en EC. Ook dient ACER op basis van Verordening 838/2010 de geschiktheid en impact van producententarieven te monitoren. Zie J. Sijm, A.J., van der Welle, B. Tieben en B. Hof, *Afwegingskader MKBA voor interconnectoren*, ECN-E-12-052, 2013.

- De tarieven moeten niet-discriminerend worden toegepast.
- De transporttarieven mogen niet afstandsgebonden zijn.
- Locatiespecifieke prikkels zijn wel toegestaan.

### 3.1.3 De Elektriciteitswet 1998

Wat betreft de Nederlandse wetgeving gaat de Elektriciteitswet 1998 ook uit van de idee dat er in beginsel voldoende capaciteit zou moeten zijn. Men heeft een recht op een aansluiting en vervolgens transport, op voorwaarde dat er voldoende capaciteit beschikbaar is.<sup>81</sup> De Elektriciteitswet 1998 noemt zelf drie ‘diensten’: aansluitdienst, transportdienst, en systeemdiensten.

De globale tariefstructuur van deze diensten staat in de wet. Gedetailleerde voorschriften voor de tariefstructuren en voorwaarden staan (deels) niet in de wet, maar in de ministeriële regeling die genoemd wordt in artikel 26b lid 1. Zo schrijft de regeling o.a. voor dat er onderscheid gemaakt dient te worden tussen de initiële en periodieke kosten van de aansluiting en naar transportonafhankelijke en transportafhankelijke tarieven. Ook kan er bij het transporttarief onderscheid gemaakt worden naar energierichting.

- Artikel 27 lid 1 bepaalt dat de gezamenlijke netbeheerders een voorstel dienen te sturen aan de Autoriteit Consument en Markt met betrekking tot de door hen jegens afnemers te hanteren tariefstructuren. Het betreft tariefstructuren voor aansluit-, transport-, systeem- en meetdiensten.
- Artikel 28 van de Elektriciteitswet 1998 definieert de componenten van het aansluittarief. Het aansluittarief mag slechts betrekking hebben op: de ‘knip in het net’, de aan te leggen beveiliging bij de aangeslotene en de verbinding daartussen.<sup>82</sup> Een gevolg hiervan is dat de diepe aansluitkosten worden gedragen door de netbeheerder. Verder bepaalt artikel 28, derde lid, dat:
 

“tarieven voor de aansluiting van de afnemers die producent zijn, zijn objectief, transparant en niet-discriminatoire, waarbij rekening wordt gehouden met de kosten en baten van de onderscheiden technieken met betrekking tot duurzame energiebronnen, decentrale productie en warmtekrachtkoppeling.”
- Artikel 29 gaat in op het transporttarief. Dit artikel bepaalt dat de transporttarieven *onafhankelijk* zijn van de afstand tussen waar de elektriciteit (contractueel) wordt opgewekt en (contractueel) wordt verbruikt. Transporttarieven kunnen wel afhankelijk zijn van het spanningsniveau of van de netbeheerder (wat weer samenhangt met de locatie).
- Artikel 30 gaat over systeemdiensten, die door TenneT uitgevoerd worden. De tariefdrager staat in de wet: een bedrag per kWh.

Naast deze kernpunten die in de wet staan, worden de *tariefstructuren* (Tarievencode) en de *tarieven* zelf gereguleerd, alsmede *technische* voorwaarden (Technische Codes). Deze codes worden uiteindelijk vastgesteld door de ACM, op voorstel van gezamenlijke netbeheerders, rekening houdend met een ministeriële regeling.

Bij het vaststellen van de (maximum)tarieven van netbeheerders moet de ACM onder meer rekening houden met “het uitgangspunt dat de kosten worden toegerekend aan de tariefdragers

<sup>81</sup> Artikelen 23 en 24 Elektriciteitswet 1998.

<sup>82</sup> Artikel 28, lid 1, Elektriciteitswet 1998.

betreffende de diensten die deze kosten veroorzaken”,<sup>83</sup> dus het kostenveroorzakingsbeginsel. Nettarieven kunnen verschillen voor verschillende netbeheerders en voor onderscheiden tariefdraggers.<sup>84</sup>

### 3.1.4 De Tarievenscode

In de Tarievenscode worden verschillende zaken in meer detail geregeld dan in de Elektriciteitswet 1998:

1. De ‘functies’ die bij de netbeheerder liggen. Dit blijkt daaruit dat de netbeheerder de kosten van deze diensten bij de afnemers in rekening mag brengen.<sup>85</sup>
2. Het cascadebeginsel voor de toedeling van de kosten van een hoger spanningsniveau over de aangeslotenen op dat niveau en de aangesloten netten op een lager niveau.
3. De (mogelijke) verdeling van kosten over producenten en afnemers. In de praktijk is het aandeel van grootschalige producenten sinds 2004 nihil.
4. De verschillende tariefcategorieën. De wet kent slechts één onderscheid, namelijk afnemers met een doorlaatwaarde van maximaal 3 maal 80 A versus de rest. De eerste categorie kent enige bescherming en heeft een eigen juridisch regime.
5. De tariefdraggers, voor zover niet in de wet bepaald.

In de volgende paragraaf wordt nader op de huidige inrichting van de tariefsystematiek conform de Tarievenscode ingegaan.

## 3.2 De Nederlandse tariefsystematiek

### 3.2.1 Schets van de huidige tariefsystematiek

In elke reguleringsperiode worden de toegestane inkomsten voor de netbeheerders bepaald, rekening houdend met de doelmatigheidskorting en de inflatie. De toegestane inkomsten zijn gebaseerd op de kosten die het netbeheer met zich meebrengt. Deze kosten worden via rekenvolumes (‘standaardafzet’)<sup>86</sup> vertaald in maximale nettarieven voor de diensten die netbeheerders afzetten, en wel in de vorm van tarieven voor de aansluit-, transport- en systeemdiensten. Door de toegestane inkomsten voor elk jaar van de reguleringsperiode door rekenvolumes van dat jaar te delen kunnen de nettarieven worden berekend.

---

<sup>83</sup> Artikel 41b, eerste lid, onder a, Elektriciteitswet 1998.

<sup>84</sup> Artikel 41c, eerste lid, Elektriciteitswet 1998.

<sup>85</sup> In de wet is slechts beperkt omschreven welke functies onder het netbeheer vallen. Artikel 16 beschrijft weliswaar in generieke termen wat een netbeheerder moet doen, maar de wet bepaalt niet dat het tarief ook dient voor specifieke aspecten zoals de compensatie van netverliezen (door hiervoor extra elektriciteit in te kopen) of het verzorgen van een adequate spanningshuishouding. Voor het aansluittarief alsmede de tarieven voor systeemdiensten en meetdiensten is de wet specifiek.

<sup>86</sup> Rekenvolumina zijn in de regel daadwerkelijk gefactureerde volumina. De rekenvolumes worden voor de duur van de reguleringsperiode vastgesteld en zijn gebaseerd op het meest recente jaar in het meest recente jaar waarvoor gegevens beschikbaar zijn. Voor de rekenvolumes over de periode 2011-2013 is data uit het jaar 2009 gebruikt.

De Tarieencode hanteert de volgende definitie van de netvlakken (punt 1.2.5):<sup>87</sup>

- EHS (extra hoogspanning) 380 / 220 kV
- HS (hoogspanning) 150 / 110 kV
- Transformator HS-TS/MS
- TS (tussenspanning) 50 / 25 kV
- MS (middenspanning) 1 - 20 kV
- Transformator MS-LS
- LS (laagspanning) 0,4 kV

### 3.2.2 De aansluitdienst

De aansluitdienst bestaat uit het realiseren van een aansluiting voor een producent of verbruiker en de instandhouding hiervan. Er zijn dan ook twee soorten aansluittarieven: een eenmalig aansluittarief en een periodiek vergoeding voor aansluitingen, beiden voor zowel producenten als verbruikers.

Een belangrijke keuze betreft de kosten die in rekening gebracht worden met de aansluittarieven. Deze kunnen beperkt zijn tot de kosten van de aansluiting tot het aansluitpunt (zogenaamde ondiepe of 'shallow' kosten) of inclusief de kosten van additionele netversterkingen achter het aansluitpunt (de zogenaamde diepe kosten). In Nederland worden nagenoeg alleen ondiepe kosten via de aansluittarieven doorbelast aan de netgebruikers.

Daarbij wordt onderscheid gemaakt tussen aansluitingen met een capaciteit van maximaal 10 MVA en aansluitingen met een grotere capaciteit. Alleen de tarieven voor aansluitingen van maximaal 10 MVA zijn gereguleerd en gebaseerd op gemiddelde kosten. Aansluitingen met een grotere capaciteit (alsmede aansluitingen tussen 1 MVA en 10 MVA waarbij de afnemer verzoekt om van een standaardaansluiting af te wijken) worden gezien als maatwerk aansluitingen en zijn gebaseerd op de werkelijke aansluitkosten tot het dichtstbijzijnde aansluitpunt in het net waar voldoende capaciteit beschikbaar is.<sup>88</sup> Deze aansluiting is dus niet noodzakelijkerwijs de kortste afstand van de producent of verbruiker tot het dichtstbijzijnde aansluitpunt. De kosten die zo'n aansluiting met zich meebrengen, kunnen via een aanbesteding of offerte worden bepaald. ACM stelt hiervoor dus geen tarieven vast.

Het eenmalige aansluittarief is afhankelijk van de gewenste aansluitcapaciteit en bestaat uit tariefcomponenten voor het realiseren van de verbreking in het net (knip), het installeren van de beveiligingsvoorziening en de verbinding tussen de verbreking in het net en de beveiligingsvoorziening. De laatste component bestaat uit een vast bedrag voor de totstandbrenging van een verbinding van maximaal 25 meter aangevuld met een bedrag per meter voor elke additionele meter. Hierdoor is er een kleine locatiespecifieke prikkel om als producent of verbruiker een locatie dichtbij het net te zoeken.

De periodieke vergoeding voor aansluitingen is afhankelijk van het spanningsniveau. Bij een aansluiting met een aansluitcapaciteit kleiner dan 3 MVA is er één tariefcomponent, bij een aansluiting met een aansluitcapaciteit groter dan of gelijk aan 3 MVA is er een aanvullende

<sup>87</sup> Deze gedetailleerde onderverdeling van netvlakken wordt aangehouden voor de bepaling van transporttarieven.

<sup>88</sup> Voor deze categorie aansluitingen worden geen tarieven vastgesteld, wel is bepaald dat aansluittarieven non-discriminatoir en transparant moeten worden berekend en vooraf bekend moeten worden gemaakt (art. 28 lid 3 Elektriciteitswet 1998, Tarieencode, bijlage A.7).

tariefcomponent voor aansluitingen met een lengte van meer dan 25 meter (opnieuw per additionele meter, indien meer dan 25 meter).

### 3.2.3 De transportdienst

Artikel 3.1.2 van de Tarievenscode definieert de transportdienst als volgt:

De transportdienst omvat het transporteren van elektriciteit van producenten naar verbruikers door gebruik te maken van het net.

Hieronder wordt mede verstaan:

- a. het oplossen van transportbeperkingen;
- b. het compenseren van bij het transport optredende verliezen;
- c. het instandhouden van de spannings- en blindvermogenshuishouding.

De kosten voor beheer van de infrastructuur die geen deel uitmaken van de aansluitkosten worden gedekt door het transporttarief. Dit betekent dat de diepe netinvesteringkosten in het transporttarief tot uiting komen.

De transportkosten zijn onderverdeeld in transportafhankelijke en transportonafhankelijke kosten. Artikel 3.2.2 van de Tarievenscode definieert de transportafhankelijke en transportonafhankelijke kosten als volgt:

- a. De transportafhankelijke kosten, zijnde
  - De afschrijvingslasten van de netinfrastructuur;
  - een redelijk rendement op het geïnvesteerde vermogen in de netinfrastructuur;
  - de kosten van aanleg en instandhouding van de netinfrastructuur;
  - de kosten van inkoop van energie voor de dekking van netverliezen, het oplossen van transportbeperkingen en de handhaving van de spannings- en blindvermogenshuishouding;
  - de gecascadeerde kosten van netten op een hoger spanningsniveau;
  - de operationele kosten in verband met het voorgaande.
- b. De transportonafhankelijke kosten zijn:
  - de kosten van verwerking van meetgegevens (hoofdstuk 4 Meetcode Elektriciteit);
  - de kosten voor beheer van het aansluitregister;
  - de kosten voor allocatie, reconciliatie en validatie;
  - de kosten voor factureren, klantenservice, incasso en klanten- en contractadministratie;
  - de kosten voor het invullen van dataverzoeken van Raad van Bestuur van de mededingingsautoriteit; en
  - de kosten voor het afhandelen van switch- en verhuisberichten.

De transportafhankelijke kosten maken het grootste deel van de kosten uit. De transportonafhankelijke kosten worden verrekend via de tariefdrager vastrecht transportdienst.

Doorbelasting van de transportkosten vindt plaats via het tarief voor transport en een tarief voor het transport van blindenergie. Het eerste tarief bestaat uit twee componenten: een transportafhankelijk en een transportonafhankelijk tarief. Het transportafhankelijke tarief wordt alleen bij gebruikers in rekening gebracht<sup>89</sup>, terwijl het transportonafhankelijke tarief wordt toegerekend aan zowel producenten als verbruikers. De Tarievenscode biedt de mogelijkheid om een tarief voor geleverde blindenergie bij afnemers in rekening te brengen<sup>90</sup>, maar voor zover de onderzoekers bekend, wordt dit in de praktijk niet gehanteerd.

<sup>89</sup> Het landelijk uniforme producententarief voor producenten die zijn aangesloten op een net op EHS- of HS niveau staat al sinds 2004 op nul.

<sup>90</sup> Artikel 3.9 Tarievenscode.

### 3.2.4 Cascadebeginsel

Bij het transportafhankelijke tarief worden kosten toegerekend aan verbruikers volgens het cascadebeginsel. Kosten van een net op een hoger spanningsniveau worden toegerekend aan een net op een lager spanningsniveau naar rato van het aandeel van laatstgenoemd net in de totale afname van energie en/of vermogen van het eerstgenoemde net. Bij een net boven MS-niveau wordt uitgegaan van het getransporteerde vermogen (kW) van het net met het hogere spanningsniveau naar het net met het lagere spanningsniveau, terwijl bij een net op of onder MS-niveau wordt uitgegaan van het saldo van de getransporteerde energie (kWh) van het net met het hogere spanningsniveau naar het net met het lagere spanningsniveau.<sup>91</sup>

Tijdens de discussie over het wetsvoorstel in de Tweede Kamer heeft de minister twee redenen aangevoerd voor toepassing van het cascadebeginsel.<sup>92</sup> Ten eerste, invoering ervan in combinatie met een postzegeltarief geeft marktpartijen keuzevrijheid in contractering, zonder dat dit door nettarieven wordt gecompliceerd. Ten tweede, netgebruikers op lagere spanningsniveaus hebben profijt van de betrouwbaarheidsfunctie van netten met een hoger spanningsniveau en dienen daar ook voor te betalen. Bedrijven aangesloten op een net boven MS-niveau met een hoge bedrijfstijd betalen door toepassing van het cascadebeginsel een lager bedrag per hoeveelheid getransporteerde elektriciteit dan in een volledig kWh gebaseerd systeem.

### 3.2.5 Systeemdiensten

Het begrip 'systeemdiensten' is in artikel 1 lid p van de Elektriciteitswet 1998 gedefinieerd en nader uitgewerkt in artikel 16 lid 2 Elektriciteitswet 1998. Het zijn de diensten die de net-beheerder van het landelijk hoogspanningsnet uitvoert om:

- het transport van elektriciteit over alle netten op een veilige en doelmatige wijze te waarborgen,
- grootschalige onderbrekingen van het transport van elektriciteit op te lossen, en
- de energiebalans op alle netten te handhaven of te herstellen.

Een deel van deze diensten wordt verder gespecificeerd bij punt 4.2.1 van de Tarievencode, dit betreft met name de diensten bij het tweede en derde bullet hierboven, namelijk:

- regel- en reservevermogen,
- black-start voorzieningen,
- robuustheidsfunctie van het 380/220 kV-net,
- overige taken en werkzaamheden ten behoeve van het systeembeheer, en
- garantstelling bedoeld in 1.8.9a van de Meetcode Elektriciteit

De kosten van deze laatstgenoemde diensten worden gedekt door het systeemdienstentarief. De kosten van de overige diensten komen terecht in het transporttarief. Verder wordt een deel van de beheerkosten van de EHS netten doorberekend via het systeemdienstentarief. De motivatie

---

<sup>91</sup> De verdeelsleutels voor de cascadering van de kosten van hogere naar lagere netvlakken zijn uitgewerkt in artikel 3.6.3 Tarievencode. In dit artikel ontbreekt een onderdeel waarin aan het netvlak Trafo MS/LS kosten worden toegerekend van bovenliggende netvlakken. In combinatie met de artikelen 3.7.9 en 3.7.10 Tarievencode, die de tariefdragers voor MS respectievelijk Trafo MS/LS bepalen, wordt echter bereikt dat ook de aangeslotenen op het netvlak Trafo MS/LS meebetalen aan de kosten van bovenliggende netvlakken op de gangbare wijze van de cascade.

<sup>92</sup> TK 1998-1999, 26303 nr. 7.

hiervoor is dat EHS-netten als koppelnet fungeren en daarmee nodig zijn voor het door landelijk netbeheerder TenneT uitvoeren van systeemtaken ter bewaking van de netintegriteit.<sup>93</sup>

Het systeemdiententarium wordt over het elektriciteitsverbruik in rekening gebracht, ongeacht of hierin zelf wordt voorzien of dat deze vanuit het net wordt betrokken (artikel 4.3.1 en 4.4.1 Tarievencode). Het tarief is daarbij op kWh basis (conform artikel 30 Elektriciteitswet 1998).

### 3.3 Knelpunten in het huidige tariefstelsel

De huidige tariefstelsel kent een aantal knelpunten. Enkele hiervan worden hieronder besproken. Hieronder wordt ingegaan op de nettarieven voor producenten, grootverbruikers van elektriciteit en afnemers die een deel van hun elektriciteit zelf opwekken.

#### 3.3.1 Nettarieven voor producenten

Bij producenten wordt geen nettariaf voor hun geproduceerde elektriciteit in rekening gebracht. De consequentie is dat zij geen of nauwelijks rekening houden met de netkosten die zij veroorzaken door hun investerings- en productiebeslissingen. Dit is suboptimaal vanuit het perspectief van het totale stelsel (lange termijn efficiëntie) en het streven naar minimalisatie van stelselkosten (productie- en netkosten). Om deze reden wordt in het Verenigd Koninkrijk bijvoorbeeld een locatieafhankelijk nettariaf gehanteerd, waarbij producenten voor invoering meer betalen in regio's met een productieoverschot dan in een regio met een productietekort. Voor gebruikers geldt daarbij het omgekeerde.<sup>94</sup>

Een hoger producententariaf dan 0,5 €/MWh wordt belemmerd door EU regelgeving.<sup>95</sup> Een niet-locatiegebonden transporttariaf zoals momenteel over het verbruik wordt geheven, geeft geen prikkel aan producenten om locaties uit te kiezen die diepe netkosten beperken en bevordert dus de stelsel efficiëntie op die grond niet.

De inkomsten van netbeheerders zijn gereguleerd, wat betekent dat invoering van een gemiddeld producententariaf dan in principe leidt tot een even grote daling van het tarief voor afnemers. De kosten voor eindverbruikers nemen daardoor af. Tabel 3 laat de opbrengst van een producententariaf van €1,00 per MWh zien en de inkomsten uit transportdiensten in 2012 van TenneT en de totale inkomsten van regionale netbeheerders.

Invoering van een producententariaf voor centrale opwekking houdt een verschuiving in van 19 % van de inkomsten van TenneT uit transporttarieven van afnemers naar producenten. Voor de regionale netbeheerders zijn de inkomsten uit een producententariaf van 1,00 €/MWh

<sup>93</sup> NMa, *Methodebesluit systeemtaken TenneT*, Den Haag, 2010, 103339\_1/136.BT831. 60% van de efficiënte beheerkosten voor de EHS netten wordt doorbelast via de transporttarieven, 40% via de systeemdiententarieven.

<sup>94</sup> Dit aspect wordt in het Verenigd Koninkrijk bijvoorbeeld gehanteerd om de nettarieven per netgroep of relevant knooppunt te differentiëren: bij een regionaal overschot aan productie wordt het aantrekkelijker voor verbruikers om daar aan te sluiten (en minder voor producenten) en bij een regionaal tekort aan productie geldt het omgekeerde. Zie Energy Networks Association, *EHV Distribution Charging Methodology (EDCM) - Export (generation) charges*, Report to Ofgem, 2012. Ofgem, *Electricity distribution charging: Direction by the Authority to approve the charging methodology for higher voltage distributed generation; notice of intention to impose a condition on approval pursuant to Part D of the Electricity Distribution Licence*, 2012.

<sup>95</sup> EU verordening 838/2010 stelt een algemene bovengrens aan het gemiddelde producententariaf van 0,5 €/MWh. Voor sommige landen geldt een hogere bovengrens.

slechts een procent van hun totale inkomsten. De omvang van decentrale opwekking is namelijk beperkt ten opzichte van de omvang en de kosten van regionale netten.

Tabel 3. Kwantificering van de effecten van een producententarieef van 1 €/MWh.<sup>96</sup>

	TenneT	Regionale netbeheerders
<i>Inkomsten transporttarieven TenneT 2012 / totale inkomsten regionale netbeheerders 2012</i>	€ 382 mln	€ 2.799 mln
<i>Opbrengst producententarieef 1,00 €/MWh</i>	€ 72,7 mln	€ 29,7 mln
<i>Percentage van de inkomsten</i>	19 %	1 %

Het is niet goed mogelijk om te bepalen wat het effect zal zijn van deze verschuiving op de elektriciteitsprijs van afnemers. Ten eerste zijn de transporttarieven van afnemers maar deels gerelateerd aan de omvang van hun verbruik en deels aan de transportcapaciteit. Ten tweede hangt het af van de manier waarop de lagere inkomsten uit tarieven voor afnemers worden verdeeld over de tarieven van verschillende groepen afnemers. Ten derde is er geen recent overzicht van de verdeling van de transportkosten over verschillende groepen afnemers. Aalbers et al. (1999) hebben onderzoek gedaan naar het effect van verschillende tarievenstelsels op de kosten voor afnemers. In het cascadesysteem dat in deze studie is onderzocht dragen de laagspanningsaansluitingen ca. 57% van de netkosten van hoog- en middenspanningsnetten. Indien deze verhouding ook zou gelden voor het huidige Nederlandse tariefsysteem, dan zouden de tarieven voor afnemers op het laagspanningsnet met ruim € 70 miljoen kunnen worden gereduceerd.

### 3.3.2 Nettarieven voor industriële gebruikers

Veel industriële gebruikers opereren in een internationale context. De omvang van de te betalen tarieven voor elektriciteitstransport werkt door in de marginale kosten van de producten die op de wereldmarkt worden verhandeld. Afhankelijk van de hoogte van de te betalen nettarieven kan de concurrentiepositie van Nederlandse grootverbruikers hierdoor nadelig worden beïnvloed.

In sommige gevallen heeft de grootverbruikende industrie zich in het verleden gepositioneerd in de nabijheid van productie-installaties (of *vice versa*). Vanwege de bij de liberalisering gekozen systematiek van afstandsonafhankelijke nettarifering wordt het economische voordeel van de korte transportafstand tussen productie en verbruik niet langer aan de afnemers doorberekend.

Hoewel het afstandsonafhankelijke transporttarief in Europa breed is geïmplementeerd, hebben sommige landen aanvullende regelingen vastgesteld waardoor vooral grootverbruikers kunnen profiteren van kortingen op dat transporttarief. Over het algemeen worden deze beargu-

<sup>96</sup> Koutstaal, P.R., J. Gerdes, C.H. Volkers, W. Wetzels (2012), *Effecten invoering producententarieef*, ECN-E--12-032.



menteerd door erop te wijzen dat de betreffende (groot)verbruikers relatief minder kosten veroorzaken dan wel positief bijdragen aan (de stabiliteit van) het net.

Zo werd in Duitsland in 2005 een kortingsregeling voor grootverbruikers ingevoerd, die oorspronkelijk aansloot bij (a) de omstandigheid dat een gebruiker een ‘atypisch’ afnameprofiel had, namelijk afwijkend aan het gemiddelde profiel van de rest van de gebruikers (dus bijvoorbeeld een piek wanneer de rest in een dal zit), en/of (b) de afstand van een grootverbruiker tot de dichtstbijzijnde basislastcentrale of transmissienetknooppunt.<sup>97</sup> Afhankelijk van de afwijking van zijn profiel respectievelijk die afstand kon een (groot)verbruiker meer of minder korting krijgen op zijn nettatarief. Oorspronkelijk bedroeg de korting maximaal 50%, later werd dat maximaal 80%. Dat percentage geldt nog voor de korting voor gebruikers met een atypisch afnameprofiel.

Inmiddels is voor de b-categorie grootverbruikers het afstandscriterium verdwenen en geldt enkel nog de eis van een minimale jaarlijkse afname van 10 GWh en een bedrijfstijd van meer dan 7000 uren op jaarbasis.<sup>98</sup> Voldoet een grootverbruiker aan deze criteria, dan kan hij volledig vrijgesteld worden van de transporttarieven. Dit onderbouwt men door te wijzen op de bijdrage die grootverbruikers zouden leveren aan de stabiliteit van het net: Doordat een grootverbruiker continu een grote hoeveelheid elektriciteit afneemt, helpt hij daarmee (impliciet) om bijvoorbeeld een grote productie aan wind- en zonnestroom in het systeem te kunnen opvangen.

De door netbeheerders ‘gemiste’ inkomsten vanwege de kortingen en vrijstellingen worden over alle andere aangesloten in Duitsland omgeslagen. Vooral deze laatste regeling alsmede de volledige vrijstelling liggen onder vuur, zowel binnen Duitsland (consumenten moeten betalen voor industriepolitiek)<sup>99</sup> als vanuit de Europese Commissie (staatssteun).<sup>100</sup> De Duitse regering heeft in de zomer van 2013 tot een wijziging van de regeling besloten: de volledige vrijstelling verdwijnt en wordt vervangen door een gestaffelde korting voor de groep afnemers die nu al in aanmerking kwam voor de volledige vrijstelling (zie verder §4.4).<sup>101</sup>

In deze studie zullen alternatieven worden geïdentificeerd en geanalyseerd voor aanpassing van de tariefstructuur die de bijdrage van grootverbruikers aan de kosten en baten voor het net en het systeem adequater weerspiegelt dan nu het geval is. Een neveneffect van zo’n regeling kan zijn dat het *level playing field* tussen Nederlandse grootverbruikers en buitenlandse marktspelers gelijkjer wordt.

<sup>97</sup> StromNEV 2005, 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225) en bijvoorbeeld de Leitfaden (richtlijnen) hierover van de Bundesnetzagentur van 29 oktober 2010 (zie [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)).

<sup>98</sup> StromNEV, § 19(2), Satz 2 (huidige versie).

<sup>99</sup> Zie bijvoorbeeld de uitspraak van 6 maart 2013 van het Oberlandesgericht Düsseldorf waarin de huidige Duitse grootverbruikersregeling onwettig verklaard werd: [http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/Presse\\_aktuell/20130306\\_pm\\_Entscheidung--Netzkosten/index.php](http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/Presse_aktuell/20130306_pm_Entscheidung--Netzkosten/index.php) Deze uitspraak is geannoteerd in het *Nederlands Tijdschrift voor Energierecht*, 12, 2013, nr.2, p.108-110 (annotatie B.M. Winters en K. Althaus).

<sup>100</sup> Zaak SA.34045, zie: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-13-191\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-191_en.htm)

<sup>101</sup> Zie <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/verordnung-energierechtsrecht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> voor het besluit van de Bondsregering, na instemming van de Bondsraad en zie <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/I/info-strom-gasnetzentgeltverordnung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> voor een korte samenvatting van de belangrijkste aspecten van de wijziging.

### 3.3.3 Nettarieven voor (klein)verbruikers met eigen productie of vraagrespons

In toenemende mate worden eindverbruikers behalve elektriciteitsgebruiker ook elektriciteitsproducent. Naar de verwachting van Netbeheer Nederland bedraagt de kleinschalige decentrale elektriciteitsproductie in 2025 tussen de 15 en 20 % van de totale productiecapaciteit van elektriciteit.<sup>102</sup> Als deze ontwikkeling zich inderdaad manifesteert, zal de elektriciteitsvoorziening in 2025 op fundamentele punten verschillen van de huidige. Niet alleen de bedrijfsvoering van het elektriciteitsnet zal ingrijpend veranderen, maar ook de inrichting van energiesystemen bij producenten en energiegebruikers. Dit vraagt mogelijk om aanpassing van de systematiek voor tarifiering van de netkosten.

De huidige tariefsystematiek is gebaseerd op het cascadebeginsel (zie §3.2.4). Het cascade-model veronderstelt eenrichtingsverkeer van grootschalige producenten naar consumenten, terwijl in werkelijkheid in toenemende mate sprake is van tweerichtingsverkeer. Overtollige elektriciteit van lagere spanningsniveaus wordt namelijk via hogere spanningsniveaus naar afnemers vervoerd. In deze studie wordt een verkenning uitgevoerd naar de effecten van decentrale elektriciteitsproductie op de kosten van het net. Behalve het effect van meer decentrale productie wordt hierbij tevens het effect van mogelijke vraagrespons bij afnemers betrokken, bijvoorbeeld in het kader van initiatieven voor slimme afstemming tussen vraag en aanbod. Beide ontwikkelingen kunnen tot een reductie van piektransporten in het net leiden.<sup>103</sup>

---

<sup>102</sup> Netbeheer Nederland, *ToekomstVisie Smart Grids 2025*, juli 2009, p.10.

<sup>103</sup> Zie hiervoor uitgebreid Rudi Hakvoort en Annelies Huygen, *Sturen op het gebruik van lokale energienetten*, D-Cision en TNO, 2012.

## 4 Passende tarieven voor grootverbruikers

### 4.1 Inleiding

In deze paragraaf wordt ingegaan op de tarifieringsmethodiek voor op het net aangesloten grootverbruikers. Onder grootverbruikers worden in dit geval de hele grote afnemers van elektriciteit verstaan, in het bijzonder de energie-intensieve industrie.<sup>104</sup> In het buitenland, zoals in Duitsland, bestaan speciale regelingen voor bepaalde grootverbruikers. Het effect van bijvoorbeeld de Duitse regeling is dat de nettarieven voor de energie-intensieve industrie sterk beperkt worden.

Omdat dit het *level playing field* verstoort, rijst de vraag in hoeverre de huidige (Nederlandse) tariefstructuur de kosten en mogelijke baten van grootverbruikers voor het elektriciteitsnet en systeem op adequate wijze reflecteert. Dit hoofdstuk gaat op deze vraag in. Allereerst worden de effecten van grootverbruikers op de net- en systeemkosten inzichtelijk gemaakt. Vervolgens worden manieren geïdentificeerd om deze effecten zo passend mogelijk in tariefstructuren en tarieven te vertalen. Daarbij wordt dan rekening gehouden met de systeemondersteunende kenmerken van grootverbruikers voor het elektriciteitssysteem.

### 4.2 Het effect van grootverbruikers op de net- en systeemkosten

De systematiek voor nettatarifiering balanceert tussen socialisatie van de kosten enerzijds en kostenveroorzaking anderzijds. Dit houdt in dat bij een gebruiker enerzijds niet alle door hemzelf veroorzaakte kosten in rekening worden gebracht maar deze over alle netgebruikers worden verdeelt (het principe van socialisatie), maar dat anderzijds wel de wens bestaat om afnemers via de tarieven een prikkel te geven om het net efficiënt te gebruiken (wat aansluit bij kostenveroorzaking).

Deze balans uit zich in de praktijk in verschillende grondslagen voor tarifiering:

- ✓ De kosten van een aansluiting op het net zijn voor afnemers niet gelijk aan de door hen veroorzaakte kosten. Zo gelden voor kleinere afnemers gestandaardiseerde aansluittarieven en voor grotere afnemers tarieven die de kosten van de aansluitleiding dekken. De zogenaamde ‘diepe aansluitkosten’, dat zijn de kosten van noodzakelijke netverzwaring die een nieuwe aansluiting veroorzaakt, worden (in Nederland) in veel gevallen niet bij de afnemers in rekening gebracht. Deze socialisatie van de aansluitkosten leidt ertoe dat alle afnemers in principe over een netaansluiting kunnen beschikken.
- ✓ De transportkosten die bij stroomgebruikers in rekening worden gebracht, zijn onafhankelijk van de locatie van productie waarvan elektriciteit (contractueel) afkomstig is. Dat betekent dat netgebruikers die elektriciteit betrekken van een nabijgelegen elektriciteitsproductiecentrale eenzelfde tarief betalen als verbruikers die dezelfde hoeveelheid elektriciteit van een centrale op grote afstand afnemen. De motivatie hiervoor is onder meer gelegen in de in §2.1 genoemde overwegingen die directe toerekening van de kosten van elektriciteitstransport aan netgebruikers lastig maken. Dat de nettarieven afstandsonafhankelijk zijn is een eis van de Europese regelgeving voor energie.

---

<sup>104</sup> Hiermee doelen we derhalve op een veel selectere groep dan het begrip ‘grootverbruiker’ zoals dat in de Begrippenlijst Elektriciteit behorende bij de technische voorwaarden van de ACM gehanteerd wordt, waar onder ‘grootverbruiker’ alle afnemers worden verstaan met een aansluiting groter dan 3\*80 A (dus alle niet-kleinverbruikers).

- ✓ Tegelijkertijd kan vastgesteld worden dat sommige gebruikers hogere netkosten veroorzaken dan andere afnemers. Dit heeft bijvoorbeeld te maken met de locatie van de afnemer in het net. Afnemers die op hogere netvlakken zijn aangesloten, benutten nauwelijks de lagere netvlakken (wat dan ook een reden vormt voor de huidige cascademethodiek). Maar ook afnemers die gevestigd zijn in gebieden met een overschot aan productie benutten in de praktijk vooral het lokale net, terwijl afnemers die in een regio met een (lokaal) productietekort zijn aangesloten, juist meer gebruik maken van de transportverbindingen (over langere afstanden). De Europese regelgeving voor elektriciteit staat wel toe dat tarieven locatieafhankelijke prikkels bevatten.

Voor afzonderlijke gebruikers is het precieze effect op de netkosten lastig in te schatten. Voor elke gebruiker kan dit anders uitpakken. Het effect is niet alleen afhankelijk van de eigenschappen van het verbruik en de soort gebruiker zelf, maar hangt ook af van de eigenschappen van het net en het gedrag van andere netgebruikers (wat bijvoorbeeld evident is rond congestie). Bovendien is een concrete schatting of berekening van het effect op de netkosten weer sterk afhankelijk van de daarbij gehanteerde kostentoe rekeningsprincipes.<sup>105</sup>

Vanwege de gehanteerde tarifieringsprincipes (die de totale netkosten ‘vertalen’ in afzonderlijke tarieven en waarbij de kosten over alle aangesloten verbruikers worden verdeeld) betaalt nagenoeg geen enkele gebruiker in de praktijk evenveel als hij aan kosten in het net veroorzaakt. Dit geldt evenzeer voor grootverbruikers.

Grootverbruikers hebben echter een specifiek karakter, wat hun een belangrijke rol geeft in het elektriciteitssysteem:

- ✓ Sommige grootverbruikers zijn in de nabijheid van een elektriciteitsproductiecentrale gevestigd. In sommige gevallen was dit indertijd zelfs een bewuste keus.<sup>106</sup> Wanneer grootverbruikers elektriciteit vanuit de nabijgelegen productie-eenheid afnemen, zijn slechts transporten over korte afstand nodig zodat zij het net slechts zeer beperkt gebruiken.<sup>107</sup> Overigens is hierbij niet de geografische nabijheid relevant, maar de ‘elektrische nabijheid’, dat wil zeggen de afstand via het net die elektriciteit aflegt om vanaf de centrale de verbruiker te bereiken. Deze fysieke nabijheid leidt tot lagere netinvesteringen.<sup>108</sup>

---

<sup>105</sup> Zie §2.3.

<sup>106</sup> Hoewel eertijds wellicht sprake was van een bewuste locatiekeus van een specifieke centrale in relatie tot een grootverbruiker (of *vice versa*), is dit in veel gevallen heden ten dage niet meer in juridisch strikte zin te bewijzen. Als gevolg van de liberalisering van de elektriciteitsmarkt hebben veel grootverbruikers vermoedelijk ook leveringscontracten met andere producenten afgesloten dan met de nabijgelegen productiecentrale. Hoewel de nabijheidsargumentatie afhankelijk is van de fysieke nabijheid (en niet van de contractuele relatie), houdt deze redenering enkel stand in het geval dat de nabijgelegen elektriciteitscentrale het merendeel van de tijd in bedrijf is (*ergo*: als basislast-eenheid of grondlasteenheid). Daarnaast zijn de grootverbruikers in de huidige geliberaliseerde markt vrij in hun locatiekeus.

<sup>107</sup> Deze redenering gaat ervan uit dat de grootverbruiker vooral elektriciteit afneemt op momenten dat de nabijgelegen centrale elektriciteit produceert. Omdat de inzet van productie-eenheden door de markt wordt bepaald, kan het evenwel ook voorkomen dat de grootverbruiker wel elektriciteit afneemt, maar de nabijgelegen centrale (uit marktoverwegingen) niet produceert. In dit geval is de genoemde redenering niet van toepassing.

<sup>108</sup> Aangezien deze netinvesteringen in het net zouden moeten plaatsvinden, komen de hiermee verbonden uitgespaarde kosten (via lagere tarieven) ten gunste van alle netafnemers.

- ✓ Als gevolg van de nabijheid van een elektriciteitsproductiecentrale zijn genoemde grootverbruikers ook gevestigd op een locatie waar mogelijk ook een productieoverschot is. In zijn algemeenheid benutten gebruikers in een regio met een (fysiek) productieoverschot vooral lokaal geproduceerde elektriciteit, zodat zij vooral gebruik maken van het lokale net.<sup>109</sup> Grootverbruikers (maar ook andere verbruikers) bij wie hiervan sprake is, veroorzaken dan ook relatief lagere netkosten dan gebruikers die op grotere afstand van elektriciteitsproductiecentrales zijn gevestigd.
- ✓ Veel grootverbruikers worden behalve door de absolute omvang van hun elektriciteitsafname ook gekenmerkt door een hoge bedrijfstijd<sup>110</sup>. Veel industriële processen zijn volcontinu, zodat dag en nacht, op werkdagen en in het weekend sprake is van een hoge elektriciteitsvraag. Dit heeft tenminste twee consequenties. Allereerst betekent dit dat het elektriciteitsnet efficiënter wordt benut dan in het geval van elektriciteitsgebruik met een meer onderscheiden dag/nachtprofiel.<sup>111</sup> Ten tweede dragen grootverbruikers met een hoge bedrijfstijd impliciet bij aan de systeemondersteuning. Elektriciteitsverbruik in de daluren leidt tot draaiende productiecentrales, die vervolgens ook beschikbaar zijn om regelvermogen te leveren. Dit regelvermogen is niet alleen voor de systeembalans van belang, maar ook voor het kunnen opvangen van fluctuaties in de elektriciteitsproductie van duurzame productiemiddelen, met name van windvermogen.<sup>112</sup>
- ✓ Ook voor het in evenwicht houden van de spanningshuishouding zijn grootverbruikers van belang.<sup>113</sup> Vrijwel alle grootverbruikers zijn ook grootverbruikers van blindvermogen

<sup>109</sup> Dit is fysisch waar ongeacht de afgesloten handelscontracten – zelfs in de situatie dat een grootverbruiker een afnamecontract heeft met producent B op grote afstand in plaats van producent A in de nabijheid van de centrale. In fysieke zin zal de grootverbruiker dan nog steeds de door producent A geproduceerde elektriciteit benutten, hoewel hij contractueel een relatie met producent B heeft.

<sup>110</sup> Onder het begrip ‘bedrijfstijd’ wordt het vollastequivalent van de inzet verstaan. Anders geformuleerd betreft dit het aantal uren per jaar dat een eenheid verondersteld wordt op vollast in bedrijf te zijn, en wel zodanig dat het jaarverbruik bij vollast overeenkomt met het daadwerkelijk jaarverbruik (dat grotendeels in deellast wordt gerealiseerd). De bedrijfstijd (in uren) is daarom de jaarlijkse elektriciteitsafname (in MWh) gedeeld door de jaarlijkse piekafname (in MW). In feite wordt zo de totaal afgenomen energie teruggerekend naar een zelfde afnemer op vollast.

<sup>111</sup> Het elektriciteitsdistributienet wordt zodanig aangelegd dat in de piekvraag voorzien kan worden. De consequentie is dat de benodigde investeringen slechts een beperkt deel van de tijd worden benut. Afnemers die in de daluren fors elektriciteit afnemen, dragen bij aan een vlakker profiel van de elektriciteitstransporten, wat dus een grotere uitnutting van de transportcapaciteit tot gevolg heeft. Voor de aanleg van het elektriciteitstransportnet gelden overigens ook andere ontwerpcriteria dank enkel de transportaanvragen van afnemers.

<sup>112</sup> Een andere consequentie van deze basislastafname is dat grootverbruikers ook elektriciteit afnemen tijdens de systeempiek. Hierin onderscheiden grootverbruikers zich evenwel niet van de andere afnemers, aangezien nagenoeg alle afnemersgroepen elektriciteit verbruiken tijdens de systeempiek.

<sup>113</sup> Het onderliggende technische concept hiervoor is de ‘blindvermogenhuishouding’. Omdat de stroomsterkte en de spanning van de getransporteerde elektriciteit niet in fase zijn, transporteert het elektriciteitsnet zowel ‘echte’ energie (in de vorm van elektrisch vermogen) als zogenaamde ‘reactieve energie’. Bij het gebruik van elektriciteit wordt alleen het ‘echte’ vermogen omgezet in mechanische energie, warmte of licht. Het blindvermogen is het deel van de elektriciteit dat nodig is om de elektromagnetische velden in het elektriciteitssysteem op te bouwen en daarmee het elektriciteitsnet op spanning te houden.

Conceptueel kan blindvermogen worden vergeleken met de ‘druk’ in een tuinslang. Zonder water dat in de slang zit, zal de kraan wel water de slang in laten stromen, maar komt er (nog) niets uit de sproeikop. Pas als de waterdruk in de slang is opgebouwd, zal de tuinslang water kunnen geven. Net zoals de waterdruk in de slang een maat is of de slang zal werken, vormt de spanning een maat voor de juiste werking van het elektriciteitsnet. Een overschot aan blindvermogen leidt tot een te hoge

vanwege de aanwezigheid van transformatoren en motoren in industriële processen. Deze blindvermogenconsumptie is goed voor het net, omdat het net een grote hoeveelheid blindvermogen produceert.<sup>114</sup> Zonder grootverbruikers op de hoogspanningsnetten zouden de netbeheerders zelf in additionele middelen moeten voorzien om de spanningshuishouding op orde te houden.<sup>115</sup>

- ✓ Ten slotte leidt een (veronderstelde) afwezigheid van grootverbruikers vermoedelijk tot een stroomoverschot in Nederland (gegeven de marktprijzen). Dit zal dan moeten worden geëxporteerd. Grote transporten over grote afstanden hebben een negatief effect op de stabiliteit van het elektriciteitssysteem en zijn daarom onwenselijk.<sup>116</sup> Impliciet dragen de grootverbruikers daarom bij aan de systeemstabiliteit, zeker wanneer Nederland in toenemende mate als doorvoerland voor offshore windvermogen zal gaan dienen.

Hoewel bovenstaande voordelen zich moeilijk laten kwantificeren, kan op basis hiervan toch geconcludeerd worden dat grootverbruikers een belangrijke bijdrage leveren aan de instandhouding en stabiliteit van het elektriciteitssysteem. De mate waarin deze voordelen in de tarieven verdisconteerd moeten worden, is – net zoals in het geval van een producententarief – vooral een beleidsmatige keuze.

Overigens is het wel zo dat de keuze voor een bepaalde tarifieringsgrondslag (zoals de tariefdrager) ook een effect heeft op de mate waarin het nettatarief de net- en systeemkosten weer spiegelt die een gebruiker veroorzaakt. Zo legt een verbruikstarief (een nettatarief per kWh) een relatief hogere rekening neer bij (groot)verbruikers met een hoge bedrijfstijd. Als het nettatarief daarentegen gekoppeld wordt aan de piekafname, wordt juist een gebruiker die tijdens de systeempeik een aanmerkelijk lagere afname heeft dan zijn jaarmaximum, relatief te hoog aangeslagen.

spanning in het net, een tekort aan blindvermogen tot een te lage spanning in het net. De eenheid van blindvermogen is overigens 'var' ('Volt-Ampère-reactief').

Ook voor afnemers is blindvermogen van belang. Zo is blindvermogen nodig om het elektromagnetische veld in bijvoorbeeld transformatoren en motoren in stand te houden. Omdat de stroom op de spanning 'naijlt', wordt de verhouding tussen de vermogensafname en de blindvermogensafname ook wel weergegeven met de Griekse letter 'phi' ( $\varphi$ ), beter bekend als de 'cosinus  $\varphi$ '. Deze  $\varphi$  representeert in een fasediagram de hoek tussen spanning en stroom, zodat de cosinus  $\varphi$  de verhouding aangeeft tussen de afname van reëel vermogen (in megawatt, MW) en de afname van blindvermogen (in megavar, Mvar).

<sup>114</sup> Blindvermogen wordt gegenereerd door capaciteit naar aarde. Omdat alle bovengrondse hoogspanningslijnen en ondergrondse hoogspanningskabels een capacitieve werking hebben, genereren deze blindvermogen. Om te hoge spanningen in het net te voorkomen, moet deze blindvermogen worden 'afgevoerd'. Dit kan door consumptie van blindvermogen in motoren en transformatoren. Een deel van deze opname vindt in het net plaats, maar dit is onvoldoende om de blindvermogenhuishouding in evenwicht te houden. Om deze reden vormt de consumptie van blindvermogen door de afnemers, met name de energie-intensieve industrie, hierop een welkome aanvulling. Juist de afnemers die direct op de hoogspanningsnetten zijn aangesloten, dragen hieraan bij, omdat netbeheerders de blindvermogenhuishouding per netvlak in evenwicht willen houden.

<sup>115</sup> Hiervoor zou men moeten investeren in zogenoemde 'compensatiespoelen'. Inmiddels zijn hiervan al enkele tientallen in het hoogspanningsnet opgenomen.

<sup>116</sup> De effecten die kunnen optreden, hebben bijvoorbeeld te maken met de stabiliteit van generatoren wanneer een storing optreedt. Dit wordt wel het 'transiënte gedrag' van het elektriciteitssysteem genoemd. Het risico hierbij is gecascadeerde uitval van verbindingen en/of productiemiddelen, zoals onder plaatsvond tijdens de grote storing in Italië op 28 september 2003 en de splitsing van het UCTE-systeem op 4 november 2006 ten gevolge van de passage van een cruiseschip in Noord-Duitsland.

## 4.3 Nettarieven voor grootverbruikers

### 4.3.1 Welke onderscheidende methoden zijn mogelijk?

In dit hoofdstuk inventariseren we methoden om de effecten die grootverbruikers hebben op de net- en systeemkosten op een geschikte wijze in de tariefsystematiek tot uitdrukking te brengen. Dit omvat niet alleen het in rekening brengen van de netkosten bij afnemers, maar daarbij hoort ook het op de één of andere manier hierin verdisconteren van de waarde die grootverbruikers aan het elektriciteitssysteem bieden.

De huidige Nederlandse tariefsystematiek richt zich vooral op de kostenverdeling. Elke tarief-aanpassing ten gunste van de ene groep afnemers leidt daarmee tot een tariefverhoging voor alle andere afnemers.<sup>117</sup> De tariefsystematiek vormt dan ook geen absolute (allocatie)systematiek maar een relatieve (verdelings)systematiek. De som van alle aanpassingen in het voordeel van een bepaalde groep verbruikers, bijvoorbeeld grootverbruikers, resulteert daarmee in een even groot nadeel voor alle andere afnemers. Wanneer deze laatste groep groot is, worden de negatieve effecten wel over veel afnemers verdeeld, zodat de tariefstijging voor afzonderlijke afnemers beperkt kan zijn.

Allereerst is het dienstig om kort stil te staan bij de bestaande tariefstructuur (zoals neergelegd in de Tarievenscode). Voor het transportafhankelijke deel van het transporttarief staat een 'netvlak'<sup>118</sup> centraal. Allereerst worden de kosten van de netvlakken van hoge naar lage spanning 'gecascadeerd' en daarmee aan de verschillende netvlakken toegewezen. Vervolgens worden de uiteindelijk aan ieder netvlak toegerekende kosten over de afnemers op dat netvlak verdeeld volgens een bepaalde verdeelsleutel. Deze verdeelsleutel zit vervat in de tariefstructuur, waarin per netvlak bepaald wordt op welke wijze en aan de hand van welke tariefdragers de kosten over de afnemers verdeeld moeten worden.

Voor verbruikers die aangesloten zijn op EHS (220 of 380 kV), HS (110 of 150 kV), TS (25 of 50 kV) of een Trafo HS+TS/MS gelden momenteel als tariefdragers:

- a)  $kW_{\text{contract}}$  voor het gecontracteerd transportvermogen ter dekking van 50 % van de kosten die aan het betreffende netvlak worden toegerekend.
- b)  $kW_{\text{max}}$  voor de maximaal (op maandbasis vastgestelde) benutte transportcapaciteit ter dekking van 50 % van de kosten die aan het betreffende netvlak worden toegerekend.

Hierop bestaat één uitzondering: voor verbruikers met een bedrijfstijd van maximaal 600 uur per jaar gelden aangepaste tariefdragers die afgeleid zijn van de 'normale' tarieven.

Uitgaande van het bestaande stelsel zijn er drie manieren denkbaar om de tarieven voor grootverbruikers te verfijnen zodat ze beter aansluiten bij hun effect(en) op de net- en systeemkosten:

---

<sup>117</sup> De som van de totale tariefinkomsten is immers (per definitie) gelijk aan de toegestane inkomsten voor de netbeheerders (die uit het reguleringsmodel volgen).

<sup>118</sup> De voor de grootverbruikers relevante netvlakken zijn hoogspanning (HS, 110 en 150 kV) als het netvlak waarop de meesten zijn aangesloten, en extra hoogspanning (EHS, 220 en 380 kV), het netvlak waarvan de kosten via de cascadesystematiek (onder meer) bij op HS aangesloten afnemers terechtkomen.

1. *Implementatiemethode 1. Correctie op het (bestaande) transporttarief op basis van afnamekarakteristieken.*

De eerste mogelijkheid is om de bestaande tariefstructuur in beginsel te handhaven, maar daarbinnen aan een specifieke groep afnemers (die aan hiervoor nader te definiëren kenmerken voldoen) een correctie te bieden op het (standaard)transporttarief. Hierbij moeten twee keuzes worden gemaakt. Allereerst moet de groep afnemers die voor een correctie in aanmerking komt, worden geïdentificeerd (het onderscheidend criterium). Vervolgens moet er een grondslag voor de feitelijke tariefcorrectie worden bepaald (het omvangscriterium). Op beide vragen gaan we hieronder nader in.

2. *Implementatiemethode 2. Aangepast transporttarief op basis van afnamekarakteristieken.*

Een tweede mogelijkheid is om de bestaande tariefcategorieën te handhaven, maar de tariefstructuur van het transporttarief aan te passen. Voor grootverbruikers zou dit (kunnen) betekenen dat het transporttarief voor aangesloten verbruikers op het hoogspanningsnet afhankelijk gemaakt wordt van andere (en eventueel meer) tariefdragers dan momenteel.

Hiermee wordt dit tarief niet langer alleen afhankelijk van het maximale gecontracteerde vermogen ( $kW_{\text{contract}}$ ) en het maandelijks afgenomen vermogen ( $kW_{\text{max}}$ ), maar ook van andere afnamekarakteristieken van de betreffende gebruiker. Bij deze mogelijkheid hoeft enkel de keuze gemaakt te worden langs welke lijn(en) de tariefstructuur wordt aangepast: Komen er andere of extra tariefdragers of wordt de verdeling van kosten over de verschillende tariefdragers anders? Hieronder zullen hiervoor een aantal mogelijkheden worden geïdentificeerd.

3. *Implementatiemethode 3. Introduceren van een afzonderlijke tariefgroep met aangepaste tariefstructuur.*

Ten slotte is het mogelijk om verschillende (nieuwe) tariefcategorieën te definiëren en voor deze (nieuwe) categorieën een bijpassende tariefstructuur vast te stellen. Dit is een soort van combinatie van de eerste en tweede implementatiemethode. Rond grootverbruikers gaat het dan om nieuwe (deel)categorieën binnen de groep van de op het hoogspanningsnet aangesloten afnemers. Voor zo'n (deel)categorie kan dan een afzonderlijk tarief gelden dat afwijkt van het tarief voor de andere op deze netten aangesloten afnemers. Ook hierbij moeten er twee centrale keuzes gemaakt worden: ten eerste de afbakening van de (nieuwe) tariefcategorieën en ten tweede de tariefstructuur voor het nettatarief voor die verschillende categorieën.

In alle gevallen geldt dat de totale tariefopbrengsten voldoende moeten zijn om de totale netkosten te dekken. Dus wanneer andere tarieven zouden leiden tot een netto lager transporttarief voor de betreffende grootverbruikers, zal dat samengaan met netto hogere transporttarieven voor de andere afnemers.<sup>119</sup>

---

<sup>119</sup> Op dit moment schrijft de Tarieencode voor hoe de netkosten aan de verschillende netvlakken worden toegerekend (zie met name Artikel 3.6.3 Tarieencode). Binnen een netvlak worden de kosten vervolgens over alle op dat netvlak aangesloten gebruikers uitgesmeerd. Als de door grootverbruikers betaalde tarieven dalen, betekent dat dus dat de andere gebruikers op de betreffende netvlakken meer gaan betalen. Omdat de distributienetten ook op het hoogspanningsnet zijn aangesloten, komt een deel van de (door de grootverbruikers bespaarde) tariefbijdrage in de vorm van een opslag ook bij de op de lagere netvlakken aangesloten afnemers.



In het bijzonder bij de eerste en derde genoemde implementatiemogelijkheid van een speciaal tarief moeten de afnemers die daarvoor in aanmerking komen, eenduidig kunnen worden aangewezen. Hierbij is dus van belang om eenduidig vast te stellen voor welke afnemers deze speciale tarieven van toepassing zijn. Bij voorkeur gebeurt dit op basis van heldere (technische) criteria. Dit zullen we hieronder verder uitwerken.

Daarnaast zullen er (bij alle implementatiemethoden) één of meer aangrijpingspunten gevonden moeten worden om het speciale tarief of de korting objectief te bepalen. Ook hierbij wordt bij voorkeur teruggegrepen op objectieve technische karakteristieken die corresponderen met de (gunstige) effecten van grootverbruikers op de net- en systeemkosten. Hierbij kan het bijvoorbeeld gaan om de afnamekarakteristieken of de locatie van de verbruiker. Ook dit aspect zullen we hieronder verder uitwerken.

#### 4.3.2 Wie komt in aanmerking voor een speciale regeling?

De eerste keuze betreft de afbakening van de categorie die in aanmerking komt voor een speciaal tarief, hetzij door middel van een correctie op het normale tarief, hetzij als aparte tariefcategorie. Het is weliswaar denkbaar dat deze afbakening losstaat van het aangrijpingspunt voor het speciale tarief, maar een samenhang tussen beide kent juist een bepaalde logica. Daarom zijn in Tabel 4 een aantal mogelijkheden opgenomen die op beide aspecten tegelijk ingaan. In de tabel worden die afnemers die voor een speciale regeling in aanmerking komen, korthedshalve aangeduid als ‘grootverbruiker’.

Het eerste criterium, spanningsniveau, is erg generiek en weinig onderscheidend. De volgende twee typen criteria, afname en bedrijfstijd, zijn redelijk eenvoudig te implementeren. Voor afname kan men kijken naar een (drempel) voor het jaarverbruik (kWh) of het piekvermogen ( $kW_{max}$ ). Het quotiënt van jaarverbruik en piekafname is de ‘bedrijfstijd’, het derde criterium. De bedrijfstijd is vooral een maat voor hoe vlak een afnamepatroon is.<sup>120</sup> Een combinatie van deze criteria is natuurlijk ook mogelijk. Zo hanteert men in Duitsland de gecombineerde drempel van een jaarafname van 10 GWh en een minimale bedrijfstijd van 7000 uur om voor een speciale regeling in aanmerking te komen.

De andere drie typen criteria zijn meer bewerkelijk. Om een drempel voor afname tijdens daluren te hanteren, moet men eerst bepalen welke uren als daluur worden aangemerkt, en vervolgens een drempel die zowel absoluut zou kunnen zijn of relatief (bijvoorbeeld ten opzichte van het piekvermogen). Ook het hanteren van een ‘afwijkend profiel’ als onderscheidend criterium is complex. In Duitsland geldt een speciale regeling voor afnemers die tijdens de systeempiek een aanmerkelijk lagere afname hebben dan hun eigen jaarpiek, maar in zijn uitwerking is dit een vrij gecompliceerde regeling. In dat geval moet namelijk vooraf geïdentificeerd zijn wat de piekuren zijn, hoeveel procent de afname lager moet zijn dan de eigen piek, en uiteindelijk moet op basis van zeer veel meetwaarden bepaald worden of het speciale tarief wel of niet van toepassing is. Het laatste criterium, fysieke nabijheid, is evenzo complex qua implementatie.

---

<sup>120</sup> Een afnemer met een hoge bedrijfstijd (bijvoorbeeld meer dan 7000 uur) neemt vrijwel constant bijna zijn piekvermogen af. Bij een afnemer met een lage bedrijfstijd treden daarentegen grote verschillen op in de omvang van zijn afname.

Tabel 4. Mogelijke afnamekarakteristieken die als onderscheidend criterium voor een specifieke regeling voor bepaalde afnemers ('grootverbruikers') gehanteerd kunnen worden ('Wat is een grootverbruiker?').

Criteriaum	Beschrijving	Opmerkingen
<b>Spanningsniveau</b>	<i>Afnemers die op (extra)hoogspanning zijn aangesloten, kunnen (alle) als grootverbruiker aangewezen.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Het spanningsniveau van de netaansluiting is weliswaar afhankelijk van de omvang van de afname, maar aansluiting op HS is niet technisch noodzakelijk voor grootverbruikers.</li> <li>✓ Op sommige locaties zijn verbruikers (om historische redenen) mogelijk op 110 of 150 kV aangesloten, indien dit lagere kosten met zich meebracht of verbinding met een 220 of 380 kV om andere redenen niet verkieslijk was.</li> </ul>
<b>Afname</b>	<i>Afnemers met een hogere jaarafname dan een vastgestelde drempel kunnen als grootverbruiker worden aangewezen.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Bij het hanteren van een grens van een bepaalde jaarafname (bijvoorbeeld &gt;50 GWh/jaar, &gt;100 GWh/jaar of &gt;250 GWh/jaar) wordt enkel gezien op de totale omvang van de jaarafname.</li> <li>✓ In theorie zegt dit nog weinig over het afnameprofiel, hoewel in de praktijk het profiel bij een dergelijke grote jaarafname relatief vlak is (dus sprake is van een hoge bedrijfstijd).</li> </ul>
<b>Bedrijfstijd</b>	<i>Afnemers die met een minimale bedrijfstijd een significante hoeveelheid elektriciteit van het net afnemen, worden als grootverbruiker aangewezen.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Het criterium betreft niet zozeer elektriciteitsafname gedurende het hele jaar (wat voor veel afnemers geldt), maar een afname gedurende een groot aantal uren dat significant is (bijvoorbeeld de uren waarvoor het afgenomen vermogen tenminste 75 % bedraagt van het maximaal afgenomen vermogen).</li> <li>✓ Gedacht kan worden aan een bedrijfstijd hoger dan 6000 uur of hoger dan 7000 uur.</li> <li>✓ Een criterium gerelateerd aan de bedrijfstijd komt qua aard overeen met het tarief dat in rekening wordt gebracht bij afnemers met een bedrijfstijd lager dan 600 uur op jaarbasis.</li> </ul>
<b>Afname tijdens daluren</b>	<i>Afnemers die gedurende de daluren een significante hoeveelheid elektriciteit van het net afnemen, kunnen als grootverbruiker worden aangewezen.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ De afname gedurende de daluren kan bijvoorbeeld gerelateerd worden aan de piekafname (bijvoorbeeld tenminste 75 % van het maximaal afgenomen vermogen).</li> </ul>
<b>Afwijkend profiel</b>	<i>Afnemers met een hoge jaarafname maar een relatief lage afname gedurende de systeempiek kunnen als grootverbruiker worden aangewezen.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Deze groep kenmerkt zich mogelijk niet door een hoge bedrijfstijd, want hun afname tijdens systeempiek is ruim onder hun eigen piek.</li> </ul>
<b>Fysieke nabijheid</b>	<i>Afnemers die in de fysieke nabijheid van een productiecentrale zijn gevestigd zijn, kunnen als grootverbruiker worden aangewezen.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Niet zozeer de geografische nabijheid is van belang, maar de 'elektrische nabijheid', dat wil zeggen: de afstand via een elektrisch circuit tot de dichtstbijzijnde elektriciteitscentrale.</li> <li>✓ Ook relevant is in hoeverre de verbruiker en de centrale zich op hetzelfde netvlak bevinden (dus zonder transformatiestap) en op dezelfde circuit zijn aangesloten (zodat sprake is van een directe elektrische verbinding).</li> <li>✓ Hierbij is verder relevant dat de betreffende centrale een significant deel van de tijd in bedrijf is.</li> <li>✓ Relevant hierbij is om transparante regels te implementeren voor het vigerende tarief als een veronderstelde nabijgelegen basislastcentrale uit bedrijf wordt genomen, of op basis van de marktontwikkeling minder vaak produceert dan oorspronkelijk voorzien.</li> </ul>

### 4.3.3 Aangrijpingspunten voor een speciale regeling

In het geval dat men een speciale tariefregeling voor ‘grootverbruikers’ wil regelen, zijn hiervoor verschillende technische uitwerkingen denkbaar. Dit hangt onder meer af van de gekozen implementatiemethode. Enerzijds kan ervoor gekozen worden om voor een specifieke groep een correctie in te voeren op het normale tarief, waarbij de correctie dan de systeem-ondersteunende bijdrage van een grootverbruiker weerspiegelt. Anderzijds kan ook de tariefstructuur zelf worden aangepast zodat deze een betere reflectie vormt van de kostenbesparende bijdrage van de afnemers aan het net of het systeem. Dit laatste kan ofwel voor de hele groep (implementatiemethode 2) plaatsvinden, of voor een specifieke, kleinere groep (implementatiemethode 3).

In Tabel 5 zijn verschillende aangrijpingspunten voor een speciale regeling opgenomen. Enkele uitwerkingen passen beter bij een tariefcorrectie, andere beter bij een wijziging van de tariefstructuur, terwijl sommige voor beide bruikbaar zijn. Bovendien geldt dat niet alle combinaties tussen de definitie van een ‘grootverbruiker’ en een technische uitwerking goed bij elkaar passen. Daar zullen we, waar nodig, hieronder op ingaan.

Tabel 5. Mogelijke technische uitwerking van een speciale tariefregeling voor ‘grootverbruikers’ (‘Welke speciale tariefregeling is op grootverbruikers van toepassing?’).

Optie	Beschrijving	Mogelijke technische uitwerking
Vast percentage	<i>Grootverbruikers die voor een bijzonder tarief (of een tariefcorrectie) in aanmerking komen, ontvangen een vaste korting.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Grootverbruikers krijgen een vaste korting op het reguliere transporttarief (dan wel een transporttarief dat een dergelijk percentage verlaagd is).</li> <li>✓ Het ‘technische’ criterium voor de korting zit ‘verstopt’ in de definitie van grootverbruiker.</li> <li>✓ De korting kan in principe elke waarde tussen 0 en 100 % bedragen (dit laatste komt <i>de facto</i> overeen met een tariefvrijstelling).</li> </ul>
Differentiatie piek/daltarief	<i>Indien het transporttarief differentieert voor afname tijdens piek en dalmomenten, kunnen grootverbruikers een korting ontvangen op hun afname in het dal.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Het huidige (capaciteitsgebaseerde) transporttarief is gebaseerd op de maximaal gecontracteerde transportcapaciteit.</li> <li>✓ Indien deze contractwaarde gedifferentieerd wordt naar verschillende momenten (bijv. dag/nacht of werkdag/weekenddag) kan rekening worden gehouden met het afnameprofiel of de afname tijdens dalmomenten.</li> <li>✓ Conform deze systematiek moeten de transportkosten worden verdeeld tussen de verschillende perioden, waarbij (in principe) ook een negatief transporttarief tijdens dalmomenten kan worden geïmplementeerd (vooropgesteld dat de totale tariefopbrengsten gelijk blijven aan de totale netkosten).</li> </ul>

Optie	Beschrijving	Mogelijke technische uitwerking
<b>Tariefcorrectie op basis van de afname tijdens (systeem) dalmomenten</b>	<i>Verbruikers die op bepaalde (dal)momenten elektriciteit afnemen, komen in aanmerking voor een korting op het transporttarief.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Deze optie komt overeen met de ‘differentiatie piek/daltarief’ met dien verstande dat sprake is van een enkel capaciteitstarief maar hierop, afhankelijk van de afname ’s nachts of in het weekend een korting wordt gegeven.</li> <li>✓ De korting kan zowel gebaseerd worden op het gedurende een periode (maand, jaar) minimaal afgenomen vermogen tijdens de dalmomenten (hoe hoger dit minimaal afgenomen vermogen, hoe hoger de korting) als op het aantal GWh dat gedurende deze dalmomenten van het net wordt afgenomen. In het laatste geval wordt het transporttarief voor grootverbruikers deels capaciteitsgebaseerd (voor het reguliere tarief), deels verbruiksgerelateerd (voor de tariefreductie).</li> </ul>
<b>Tariefcorrectie op basis van de afname tijdens (systeem) piekmomenten</b>	<i>Verbruikers die gedurende de systeempiek relatief minder elektriciteit afnemen (dan hun maximum), komen in aanmerking voor een korting op het transporttarief.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Omdat de piekbelasting een maat is voor de noodzakelijke netcapaciteit, dragen afnemers die hun transportbehoefte tijdens de systeempiek reduceren bij aan het verminderen van de behoefte aan netuitbreiding.</li> <li>✓ Voor de definitie van de systeempiek zijn verschillende mogelijkheden: de maximale transportpiek op het betreffende netvlak (zodat elk netvlak zijn eigen piekmoment kent), de maximale transportpiek in het hele systeem (een enkel piekmoment voor het hele systeem) of de maximale systeemvraag (die niet hoeft samen te vallen met de maximale transportpiek, aangezien deze laatste het saldo betreft tussen verbruik en (eigen) productie).</li> </ul>
<b>Tariefcorrectie op basis van de bedrijfstijd</b>	<i>Grootverbruikers mogen hun afname boven een bepaalde bedrijfstijd in mindering brengen op hun gecontracteerde vermogen.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Een mogelijke implementatie kan plaatsvinden op basis van een belastingduurkromme van de afname: Het verbruik boven de gekozen drempelwaarde (bijvoorbeeld het gesommeerde verbruik gedurende alle uren boven de 6000 uur in een belastingduuroverzicht), kan teruggerekend worden naar een evenredige reductie van het afgenomen vermogen in de uren onder de 6000 uur in de belastingduurkromme.<sup>121</sup></li> <li>✓ Een alternatief zou kunnen zijn om te kijken naar de ‘dalbedrijfstijd’, dat wil zeggen de totale afname (kWh) gedurende daluren gedeeld door de maximale afname (<math>kW_{\max, \text{dal}}</math>) tijdens de daluren. Dit is een meer specifieke maat voor de bijdrage tijdens daluren dan de ‘jaarbedrijfstijd’.</li> </ul>

<sup>121</sup> In feite wordt de afname gedurende de uren boven het gekozen omslagpunt  $T_{\text{drempel}}$  (overeenkomend met de gekozen grens voor de bedrijfstijd, bijvoorbeeld 6000 uur) in de belastingduurkromme gebruikt om de afname onder dat omslagpunt af te toppen en zo een aangepaste (namelijk: lagere)  $kW_{\max}$  te berekenen.

Dit gaat als volgt: eerst wordt het totale verbruik bepaald voor de uren in de belastingduurkromme boven het omslagpunt ( $kWh_{\text{boven}}$ ) en voor de uren tot het omslagpunt ( $kWh_{\text{onder}}$ ). Aangezien de uren in een belastingduurkromme geordend zijn naar afnemende afname, wordt het verbruik gedurende de uren met de hoogste afname gerekend tot  $kWh_{\text{onder}}$  en hoort de afname tijdens de daluren (waarin in absolute termen de minste elektriciteit wordt afgenomen) bij de  $kWh_{\text{boven}}$ . Het totale jaarverbruik is gelijk aan  $kWh_{\text{boven}} + kWh_{\text{onder}}$ .

Optie	Beschrijving	Mogelijke technische uitwerking
Tariefstaffeling	<i>Het transporttarief voor grootverbruikers wordt regressief gestaffeld.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Het capaciteitstarief voor (alle) op (extra) hoogspanning aangesloten gebruikers wordt gestaffeld, waarbij de kosten per MW lager worden bij een hoger gecontracteerd vermogen.</li> <li>✓ Deze optie bevoordeelt tevens grote afnemers met een hoge piekafname, wat juist geen prikkel geeft tot kostenverlagend gedrag voor het net.</li> </ul>
Tariefmaximum	<i>Het transporttarief voor grootverbruikers wordt gemaximeerd.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Het capaciteitstarief voor (alle) op (extra) hoogspanning aangesloten gebruikers wordt gemaximeerd. Dit houdt in dat voor afname boven een bepaalde gecontracteerd vermogen geen tarief meer verschuldigd is.</li> <li>✓ Deze optie bevoordeelt tevens grote afnemers met een hoge piekafname maar een lage dalafname, wat juist geen prikkel geeft tot kostenverlagend gedrag voor het net..</li> </ul>
Locatie	<i>Het transporttarief voor grootverbruikers wordt gerelateerd aan het lokale productie/afnamesaldo.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Omdat regio's met een productieoverschot netto elektriciteitsexporteur zijn, draagt verbruik in deze regio bij aan een vermindering van de netkosten. Zulke regio's kunnen in principe op jaarbasis worden aangewezen.</li> <li>✓ De definitie van de regio (met name geografische bepaling hiervan) is van invloed op het saldo van productie/afname, wat definiëring lastig maakt.</li> <li>✓ De korting moet op de één of andere wijze gerelateerd worden aan het daadwerkelijk gerealiseerde productie/afnamesaldo (waarbij de bijdrage van de grootverbruiker hieraan moet worden gekwantificeerd).</li> </ul>
Differentiatie voor het systeem-dienstentariëf	<i>Grootverbruikers kunnen in aanmerking komen voor een verlaagd systeemdienstentariëf.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Op dit moment is het systeemdienstentariëf gerelateerd aan het verbruik. Eventueel kan de waarde hiervan degressief worden gestaffeld, of kan het systeemdienstentariëf ook capaciteitsgebaseerd worden geïmplementeerd (zie hoofdstuk Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.).</li> </ul>

De in Tabel 5 beschreven opties laten zich op verschillende wijze combineren met de implementatiemethoden en het gekozen onderscheidende criterium voor wie voor een speciale regeling in aanmerking komt.

- ✓ De eerste optie, een 'korting' met een vast percentage, past goed als tariefcorrectie maar kan ook vorm krijgen via een nieuwe tariefcategorie waarbij weliswaar de bestaande tariefdragers gehandhaafd blijven, maar het bedrag per tariefdrager verlaagd wordt.
- ✓ De tweede en derde optie grijpen aan bij het verbruik van afnemers tijdens de dalmomenten. De gedachte is dat een hoog verbruik tijdens de daluren voor het systeem

De aangepaste  $kW_{max,aangepast}$  wordt vervolgens berekend volgens de formule:  $kW_{max,aangepast} = (kWh_{onder} - kWh_{boven}) / T_{drempel}$ . Er vindt dus een reductie plaats van het verbruik onder het omslagpunt met het verbruik boven het omslagpunt, wat vervolgens gedeeld wordt door het aantal uren tot het omslagpunt. Als deze aangepaste  $kW_{max,aangepast}$  (die bij het gecorrigeerde afnameprofiel hoort) wordt gehanteerd als grondslag voor het transporttarief, ontvangen verbruikers met een hoge bedrijfstijd vanzelf een korting. Verbruikers met een lage bedrijfstijd hebben weinig draaiuren hoog in de belastingduurkromme, zodat voor hen niets verandert.

waarde heeft en beloond zou moeten worden. Dat kan binnen de bestaande tariefstructuur (die uitgaat van tarieven gerelateerd aan het gecontracteerde en afgenomen vermogen) door de tariefhoogte te gaan differentiëren tussen piek en dal. Het zou ook kunnen door slechts bij een specifieke groep het normale tarief te corrigeren waarbij de hoogte van de correctie (korting) afhangt van het verbruik tijdens de daluren. Ongeveer hetzelfde effect kan bereikt worden door een nieuwe tariefcategorie te creëren voor die specifieke groep en in hun tariefstructuur rekening te houden met de bijdrage aan het dalverbruik.

- ✓ Genoemde regelingen met een vorm van differentiatie tussen piek en dal zijn enigszins bewerkelijk. Een iets eenvoudigere manier om een hoog verbruik tijdens de daluren te waarderen vormt de vijfde optie uit de tabel. De daar geschetste tariefcorrectie op basis van bedrijfstijd komt er in de praktijk ook op neer dat een hoge afname tijdens dalmomenten wordt beloond. Het is in theorie echter mogelijk is dat een afnemer vooral tijdens de daluren afneemt en juist minder tijdens de piek en daarmee wel bijdraagt aan dalverbruik, maar geen hoge bedrijfstijd heeft. Deze afnemer zou dus niet profiteren van de correctie op basis van ‘jaarbedrijfstijd’. Een niet al te ingewikkeld alternatief zou kunnen zijn om te kijken naar de ‘dalbedrijfstijd’, dat wil zeggen de totale afname (kWh) gedurende daluren gedeeld door de maximale afname ( $kW_{\max, \text{dal}}$ ) tijdens de daluren. Dit is een specifiekere maat voor de bijdrage tijdens daluren dan de ‘jaarbedrijfstijd’.
- ✓ De vierde optie, een tariefcorrectie op basis van een afwijkend profiel, wordt in Duitsland toegepast. Dit kan als een korting worden geïmplementeerd voor die groep waarvoor de eigen afname aanmerkelijk tijdens de systeempiek lager is dan de ‘normale’ eigen piekafname. De uitwerking hiervan is evenwel bewerkelijk, zoals het Duitse voorbeeld laat zien. Een alternatief vanuit dezelfde grondgedachte is het aanpassen van de tariefstructuur door niet de individuele  $kW_{\max}$  centraal te stellen, maar de afname op het moment van de (verwachte) systeempiek.
- ✓ De zesde optie, tariefstaffeling, past goed bij de implementatiemethoden 2 en 3. In de tariefstructuur wordt het mogelijk gemaakt dat de hoogte van het tarief (per tariefdrager) varieert. Een variant hiervan is de zevende optie, een tariefmaximum. In feite betekent dit niets anders dan dat het variabele tarief boven een bepaald niveau nul wordt.
- ✓ De achtste optie, tariefdifferentiatie op basis van locatie, kent een andersoortig aangrijpingspunt. Hier is niet zozeer het gedrag van de afnemer (grootverbruiker) bepalend, maar zijn locatie binnen het elektriciteitssysteem.<sup>122</sup> Afhankelijk van de locatie van de afnemer kan deze in aanmerking komen voor een tariefkorting (‘prikkel’) of krijgt deze zelfs aparte tarieven.<sup>123</sup>
- ✓ De laatste optie beoogt differentiatie via het tarief voor systeemdiensten te bewerken. Momenteel bepaalt de Elektriciteitswet 1998 bij wie het bedrag in rekening wordt gebracht en dat het tarief voor systeemdiensten wordt uitgedrukt in een bedrag per (verbruikte) hoeveelheid elektriciteit in kWh. Het ligt niet voor de hand om grootverbruikers categorisch vrij te stellen van het betalen voor systeemdiensten – ze profiteren immers evenzo van de systeemondersteuning – maar als ze geacht worden een positieve bijdrage te leveren aan

<sup>122</sup> De Europese regelgeving verzet zich niet tegen locatieafhankelijke tarieven of locatieafhankelijke prikkels binnen een tariefsysteem.

<sup>123</sup> Vergelijk de regeling in Groot-Brittannië waarbij tarieven afhankelijk zijn van de verhouding productie/ afname in een regio. Zie hierover §3.3.1.

het functioneren van het systeem, is het wel verdedigbaar om in de tariefstelling te differentiëren. Dit kan ofwel door verschillende tariefhoogten te hanteren ofwel door een soort van teruggave te implementeren.

Behalve de samenhang tussen het gekozen aangrijpingspunt voor een speciale regeling en de implementatiemethode, geldt ook dat bepaalde combinaties van een afbakening (definitie) van ‘grootverbruiker’ en de speciale tariefregeling logischer bij elkaar passen en ander combinaties niet. In Tabel 6 hebben we geprobeerd om de beter passende combinaties weer te geven.

Daarbij vormt de kolom in de tabel van ‘geen speciale groep’ de implementatiemethode 2, omdat hierbij geen nieuwe tariefgroepen worden gedefinieerd, maar slechts de tariefstructuur wordt veranderd. Voor de implementatiemethode 1 en 3 geldt dat bij beide eerst een groep bepaald moet worden die in aanmerking komt voor een speciale regeling en vervolgens dient (het aangrijpingspunt voor) de speciale regeling zelf vastgesteld te worden. De mogelijkheden voor het eerste staan opgesomd in de bovenste rij en de mogelijkheden voor het tweede in de eerste kolom. Door middel van vinkjes is aangegeven welke combinaties goed lijken te passen.

Tabel 6. Koppeling van de mogelijke technische uitwerking van een tariefregeling voor grootverbruikers (rijen) met de definitie van een grootverbruiker (kolommen).

	Geen speciale groep	Spannings niveau	Afname	Bedrijfs-tijd	Afname tijdens daluren	Afwijkend profiel	Fysieke nabijheid
Vast percentage		✓	✓	✓	(✓)		✓
Differentiatie piek/daltarief	✓	✓	(✓)	✓	✓	✓	
Tariefcorrectie op basis van de afname tijdens (systeem) dalmomenten		✓	(✓)	✓	✓	✓	
Tariefcorrectie op basis van de afname tijdens (systeem) piekmomenten	✓	✓	(✓)			✓	
Tariefcorrectie op basis van de bedrijfstijd	✓	✓		✓	✓		
Tariefstaffeling	✓	✓	✓	✓			
Tariefmaximum	✓	✓	✓	✓			
Locatie		✓		(✓)			✓
Differentiatie voor het systeem-dienstentarief		✓	✓	✓	✓	✓	✓

## 4.4 De Duitse regelingen

Zoals eerder aangegeven kent Duitsland al sinds 2005 speciale regelingen qua nettariaf voor (bepaalde) grootverbruikers. Het is illustratief om deze voorbeelden eens in het hiervoor door ons geschetste kader te plaatsen.

### Speciale nettarieven in Duitsland

In het Duitse reguleringsmodel betalen specifieke verbruikers een gereduceerd transporttarief. Het standaardnettariaf per afnamepunt bestaat uit een vermogenscomponent (in euro per kW) en een energiecomponent (in eurocent per kWh). Het vermogenstarief is het product van de vermogenscomponent maal de piekafname (“*Jahreshöchstleistung*”, kW<sub>max</sub>). Het energietarief is het product van de energiecomponent en de afname (in kWh).

Uitgaande van deze tariefstructuur is in Duitsland de mogelijkheid gecreëerd van een individueel nettariaf. Dit is mogelijk voor verschillende soorten verbruikers. Wel behoeven zulke individuele nettarieven de goedkeuring van de toezichthouder (de Bundesnetzagentur).

#### *Categorie 1. De profielgebruiker*

Een gebruiker met een ‘atypisch’ afnameprofiel komt in aanmerking voor een gereduceerd nettariaf. Hierbij gaat het om een gebruiker met een afwijkend profiel ten opzichte van het gemiddelde profiel van de overige gebruikers, dat wil zeggen dat zijn individuele afname tijdens de momenten van een systeempiek substantieel lager is dan zijn piekafname op jaarbasis. Een dergelijke gebruiker kan een korting krijgen op de vermogenscomponent van het transporttarief. Hierbij is het criterium ‘substantieel’ per netvlak gedefinieerd als bepaald percentage van de piekafname. Deze regeling is in 2005 ingevoerd en bestaat nog steeds.

#### *Categorie 2. De grootverbruiker.*

Grootverbruiker met een hoge bedrijfstijd, dat wil zeggen een bedrijfstijd<sup>124</sup> van meer dan 7000 uur per jaar, en een hoge afname (meer dan 10 GWh per jaar) kwamen (tussen 2005 en 2011) in aanmerking voor een gereduceerd nettariaf. Hierbij was de korting gerelateerd aan de afstand tot de dichtstbijzijnde basislastcentrale dan wel dichtstbijzijnde verbinding met een hoger netvlak. Het gereduceerde nettariaf werd gebaseerd op de berekende kosten van een fictieve directe lijn naar dit punt. De aldus gerealiseerde ‘korting’ op het normale tarief mocht maximaal 80 % bedragen.

#### *Categorie 3. De systeemondersteuner*

In 2011 is de regeling voor grootverbruikers met een jaarafname van meer dan 10 GWh en een bedrijfstijd van minstens 7000 uren gewijzigd. Deze definitie is weliswaar ongewijzigd, maar de ‘grondslag’ voor de speciale behandeling is veranderd. Sinds 2011 wordt een volledige vrijstelling gegeven van het transporttarief vanwege de veronderstelde bijdrage die grootverbruikers leveren aan de stabiliteit van het net. De argumentatie is dat doordat een grootverbruiker continu een grote hoeveelheid elektriciteit afneemt, hij daarmee de netbeheerders (impliciet) ondersteunt om bijvoorbeeld een grote productie aan wind- en zonnestroom in het systeem te kunnen opvangen. Het criterium van locatie of afstand speelt dus geen rol meer.

Deze grootverbruikersregeling waarbij een volledige vrijstelling van het transporttarief wordt gegeven, is door een rechter in strijd met de wet geoordeeld<sup>125</sup> en wordt ook door de Europese Commissie onder-

<sup>124</sup> De Duitse regelgeving definieert de ‘*Benutzungsdauer*’ als het quotiënt van de jaarafname en de piekafname, maar de speciale regeling voor grootverbruikers hanteert het woord ‘*Benutzungsstundenzahl*’ dat verder in de regeling niet gedefinieerd wordt. We zijn ervan uitgegaan dat dit overeenkomt met de *Benutzungsdauer* uitgedrukt in uren.

<sup>125</sup> Oberlandesgericht Düsseldorf, 6 maart 2013, zie: [http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/Presse\\_aktuell/20130306\\_pm\\_Entscheidung--Netzkosten/index.php](http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/Presse_aktuell/20130306_pm_Entscheidung--Netzkosten/index.php) Het OLG ziet geen wettelijke grondslag (in het *Energiewirtschaftsgesetz*) voor het regelen in de StromNEV van een volledige vrijstelling van het betalen van nettarieven. Bovendien is de mogelijkheid van de vrijstelling



zocht op strijdigheid met het EU-recht. Mede hierdoor heeft de Duitse bondsregering op 29 mei 2013 een wijziging van de grootverbruikersregeling voorgesteld, die op 31 juli 2013 officieel is aangenomen. De wijziging houdt in dat de volledige vrijstelling vervalt en aan grootverbruikers opnieuw een korting zal worden gegeven. De hoogte van deze korting bedraagt 80, 85 of 90 % van het 'nettarief afhankelijk van de bedrijfstijd van de afnemer (respectievelijk minimaal 7000, 7500 of 8000 uur). De minimale jaarafname om hiervoor in aanmerking te komen blijft 10 GWh. De motivering voor de korting blijft de veronderstelde positieve bijdrage van deze grootverbruikers aan de stabiliteit van het systeem.

Per 1 januari 2014 zal de korting voor grootverbruikers op individuele basis berekend worden, waarbij de genoemde percentages de maximale korting vormen. De individuele nettarieven vanaf 2014 dienen “de bijdrage van een eindverbruiker aan de vermindering of aan de vermijding van een verhoging van de kosten van het netvlak waarop de afnemer aangesloten is, te weerspiegelen”.<sup>126</sup> Hoe deze bijdrage precies bepaald zal worden, is nog niet vastgesteld, maar in de toelichting op het besluit wordt als een mogelijkheid genoemd het berekenen van de kosten van een fictieve directe lijn naar de betreffende eindverbruiker (vanaf een centrale of netknooppunt), vergelijkbaar met de regeling zoals die tot 2011 gold.<sup>127</sup>

De eerste regeling voor gebruikers met een ‘afwijkend profiel’ kan worden gekenmerkt als een kortingsregeling waarvoor men kwalificeert als men tijdens de systeempiek zelf aanmerkelijk minder afneemt dan de eigen jaarpiek. De speciale regeling zelf grijpt aan bij de hoogte van de afname tijdens de piekmomenten.

De vroegere regeling voor grootverbruikers die zich dicht bij productie bevonden kent een afbakening op basis van de combinatie van een afnamedrempel en een minimum voor de bedrijfstijd. Voor grootverbruikers die aan deze criteria voldeden werd eigenlijk een heel nieuwe tariefstructuur bedacht, waarbij het tarief gerelateerd was aan de nabijheid tot een basislastcentrale. Het aangrijpingspunt van de speciale tariefregeling was dus ‘locatie’. Merk op dat in dit geval de keuze voor een afbakening (op grond van minimumafname en minimum-bedrijfstijd) en het aangrijpingspunt van de speciale regeling *niet* gerelateerd zijn.

De huidige regeling die grootverbruikers (volledig) vrijstelt van nettarieven kent hetzelfde kwalificatiecriterium. Vervolgens wordt een vaste korting toegepast (100%). De huidige regeling wordt evenwel beargumenteerd vanuit de bijdrage die grootverbruikers met een hoge bedrijfstijd bieden aan (de stabiliteit van) het systeem, waardoor er nu wel een relatie bestaat tussen het afbakeningscriterium en de speciale regeling zelf. (Dit blijft zo met de gestaffelde korting.)

## 4.5 Juridische inpassing

### 4.5.1 Juridische randvoorwaarden

Hierboven zijn vooral beleidsmatige opties geschetst. Voor eventuele keuzes gelden echter enkele juridische randvoorwaarden. Ook moeten de opties aansluiten bij de bestaande structuur

---

procedureel niet geheel juist tot stand gekomen. Overigens zou een volledige vrijstelling van nettarieven ook vanuit ‘gelijke behandeling’ (“*Gleichheitsgründen*”) niet toegestaan zijn, omdat niet inzichtelijk is welke bijdrage de grootverbruiker levert aan de beperking van de kosten voor de netbeheerder. In ieder geval zou een eventuele bijdrage nog niet een *volledige* vrijstelling rechtvaardigen; ook europeesrechtelijk moet de regeling van nettarieven niet-discriminerend zijn en gebaseerd zijn op de kosten (volgens het OLG).

<sup>126</sup> Toekomstige tekst van *Satz 4* van §19 lid 2 StromNEV (per 1 januari 2014).

<sup>127</sup> Volgt uit de toelichting (Begründung) bij Artikel 2, Nummer 1 van de Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts van 31 juli 2013.

van de regeling van nettarieven. Dat laatste behelst niet alleen de ‘inhoud’ van de tariefstructuur, maar ook het aspect op welk niveau bepaalde onderwerpen geregeld worden.

In ieder geval moet de Nederlandse regelgever voldoen aan de uit het Europees recht voortvloeiende juridische eisen. Voor wat betreft de nettarieven zijn op Europees niveau slechts een paar uitgangspunten vastgelegd in ‘secundaire’ regelgeving (zie §3.1.2). Nettarieven moeten gereguleerd worden en dienen aan de volgende randvoorwaarden te voldoen:

- De tarieven moeten transparant zijn.
- De tarieven moeten rekening houden met de noodzakelijke zekerheid van het net.
- De tarieven moeten een afspiegeling vormen van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte en structureel vergelijkbare netbeheerder en op niet-discriminerende wijze worden toegepast.
- De tarieven mogen niet afstandgebonden zijn.
- De tarieven mogen wel locatiespecifieke prikkels in zich hebben.

Daarnaast gelden vanuit het Europees recht vanzelfsprekend ook de regels van het Verdrag<sup>128</sup>, waarvan in deze context het verbod op staatssteun het meest relevant is.<sup>129</sup> Dit is uitgewerkt in §3.1.1. Het verbod op misbruik van machtspositie heeft hier zelfstandig minder betekenis.<sup>130</sup>

Binnen de Nederlandse regelgeving wordt de vraag wat als juridische *randvoorwaarde* beschouwd moet worden, bepaald door het niveau waarnaar men kijkt. De (Nederlandse) wetgever moet binnen de Europese regels blijven, maar heeft verder redelijk de vrije hand. Degene die de Tarievcodes vaststelt, moet echter binnen de kaders van de wet (zoals de Elektriciteitswet 1998) blijven. Voor de Tarievcodes vormt de wet dus een randvoorwaarde.

Wie het stelsel van de tariefregulering in Nederland bestudeert, ziet dat de meeste keuzes vastgelegd zijn in de Tarievcodes. De Elektriciteitswet 1998 bevat slechts de algemene kaders. De eerder gemaakte keuzes zijn:

- De transporttarieven moeten onafhankelijk zijn van de afstand tussen waar de elektriciteit contractueel wordt opgewekt en contractueel wordt verbruikt (transactie-onafhankelijke tarieven).
- De transporttarieven kunnen wel afhankelijk zijn van spanningsniveau of netbeheerder.
- Voor de systeemdiensten bepaalt de wet bij wie het tarief in rekening wordt gebracht en dat de tariefdrager een bedrag per kWh is.

Het vierde lid van artikel 29 van de Elektriciteitswet 1998 biedt nog de grondslag voor een AMvB die regels stelt rond de transporttarieven en de tariefstructuur in aanvulling op wat de wet zelf bepaalt. In 2011 is een AMvB vastgesteld, namelijk het Besluit differentiatie tarieven transport elektriciteit.<sup>131</sup> Deze AMvB was nodig omdat de rechter had geoordeeld dat lid 2 van artikel 29

<sup>128</sup> Het Verdrag betreffende de werking van de EU, afgekort als: ‘VwEU’.

<sup>129</sup> De Europese Commissie heeft intussen al meerdere steunmaatregelen voor grootverbruikers van energie onverenigbaar met de gemeenschappelijke markt verklaard, zie bijvoorbeeld de persberichten van de Commissie: IP/09/1750, IP/07/1727 en IP/11/864.

<sup>130</sup> Ook het verbod om misbruik van een economische machtspositie te maken is natuurlijk (in theorie) relevant voor netbeheerders, die naar hun aard als monopolist een machtspositie hebben. In de praktijk is dit verbod al zeer gedetailleerd ‘ingevuld’ door de verplichting tot gereguleerde toegang en de daadwerkelijke regulering zelf, beide gebaseerd op secundaire Europese regelgeving.

<sup>131</sup> Staatsblad 2011, 439. Deze AMvB is ingevoerd omdat het College van Beroep voor het bedrijfsleven (CBb) geoordeeld had dat artikel 29, tweede lid, Elektriciteitswet 1998 geen differentiatie in tariefcategorieën toeliet op andere gronden dan in die bepaling genoemd (het lid noemt

van de Elektriciteitswet 1998 alleen onderscheid naar spanningsniveau of (net)beheerder toestand. Met de AMvB is een grondslag gecreëerd voor een onderverdeling op basis van bedrijfstijd.

Bovengenoemde is relevant. Mocht men bij de implementatie van een beter passende tariefregeling voor grootverbruikers voor de indeling van de tariefcategorieën andere aspecten (willen) hanteren dan genoemd in het tweede lid van artikel 29, dan zal eerst via wijziging van de wet dan wel via wijziging van de genoemde AMvB een grondslag voor het betreffende onderscheidende criterium moeten worden gecreëerd. Dit is met name relevant als overwogen wordt om nieuwe tariefcategorieën te definiëren en mogelijk ook als speciale groepen een correctie op het tarief krijgen toegekend.

De meeste (beleids)keuzes rond tarieven zijn vastgelegd in lagere regelgeving, in het bijzonder de Tarieencode. De Tarieencode wordt vastgesteld door de Autoriteit Consument en Markt, in principe op basis van een voorstel van de gezamenlijke netbeheerders. Indien nodig kan de ACM ook zelf een voorstel tot wijziging indienen. De minister heeft geen officiële rol in het proces van de totstandkoming van de Tarieencode. Wel kan de minister op grond van artikel 26b van de Elektriciteitswet 1998 een ministeriële regeling vaststellen die door de netbeheerders en de ACM in acht genomen moet worden bij de vaststelling van de technische voorwaarden en de Tarieencode.

De minister kan dus op drie manieren invloed uitoefenen op de inhoud van de Tarieencode: door een wijziging van de wet zelf, door de genoemde AMvB en door de ministeriële regeling.

#### 4.5.2 Implementatie van een passende regeling voor grootverbruikers

De meeste van de keuzes rond de nettarieven zijn in de Tarieencode vastgelegd<sup>132</sup>, zoals:

1. De kosten die in de tarieven moeten worden opgenomen.
2. Het cascadebeginsel.
3. De verdeling van de kosten over producenten en verbruikers.
4. De verschillende tariefcategorieën.
5. De tariefdragers (voor zover niet door de wet bepaald).

Dit betekent dat de meeste aspecten van een eventuele aangepaste tariefregeling voor grootverbruikers hun beslag zullen krijgen (door een wijziging) in de Tarieencode. Hoewel dit een relatief eenvoudige route lijkt, staat de minister bij dit proces echter enigszins buitenspel. De Minister kan wel iets afdwingen via de AMvB en de invloed uitoefenen door (een aanpassing van) de ministeriële regeling, maar zit niet direct aan het roer. Een meer directe route is dan ook de aanpassing van de wet om zo aanpassing van de Tarieencode af te dwingen.

#### 4.5.3 Inpasbaarheid van een passende regeling voor grootverbruikers

Wat de juridische inpasbaarheid van een eventuele speciale regeling voor grootverbruikers betreft, geldt dat een precieze analyse pas goed gedaan kan worden als alle details van zo'n

---

spanningsniveau en net(beheerder)). Een onderverdeling op basis van de bedrijfstijd, die de Tarieencode maakte, was volgens het CBb (voor de AMvB) dus in strijd met de wet. Zie College van Beroep voor het bedrijfsleven, 27 april 2011, LJN: BQ3069, TenneT TSO tegen RvB NMa.

<sup>132</sup> Weliswaar is een deel van de keuzes ook in de ministeriële regeling ex artikel 26b Elektriciteitswet 1998 vastgelegd, maar deze regels krijgen pas betekenis via de Tarieencode omdat deze Tarieencode de netbeheerders bindt.

regeling bekend zijn. Wel kunnen we een eerste inschatting geven van waar eventuele knelpunten kunnen zitten en waar minder problemen verwacht kunnen worden. Hierbij zullen de drie implementatiemethoden uit §4.3.1 in omgekeerde volgorde worden besproken.

➤ *Implementatiemethode 3: Nieuwe tariefcategorieën met een aangepaste tariefstructuur.*

Implementatiemethode 3 vereist nieuwe tariefcategorieën. Onder EU recht lijkt daar zeker ruimte voor te zijn, hoewel binnen het stelsel van de Elektriciteitswet 1998 de compatibiliteit met artikel 29 van de wet en de AMvB op basis van lid 4 van dat artikel in acht moet worden genomen. Onze inschatting is dat vanuit EU-recht zoveel discretionaire ruimte voor de lidstaten bestaat dat de verschillende categorieën niet per se op technische gronden onderscheiden hoeven worden. Zo maken de EU-regels zelf bijvoorbeeld onderscheid tussen typen afnemers (zoals huishoudens of MKB), terwijl Nederland alleen onderscheid maakt op basis van technische criteria.

Een volgende beleidskeuze betreft de aanpassing van het tarief door een andere tariefstructuur. Deze zal wel moeten steunen op een redenering die verband houdt met de veroorzaakte kosten. In Hoofdstuk 2 zijn diverse mogelijkheden besproken om de netkosten in nettarieven te vertalen. Die methodes zijn in principe allemaal valide, zodat ook hier geldt dat er voor een lidstaat een redelijke discretionaire ruimte bestaat om zelf een geschikte kostentoerekeningsmethode te kiezen. Daarbij zal wel een duidelijke relatie tussen de tarieven en netkosten moeten blijven bestaan.

Overigens bieden de Europese regels eventueel nog een opening naar speciale tariefregelingen die proberen de waarde van bepaalde gebruikers voor het net te verdisconteren. Eén van de Europese randvoorwaarden is namelijk dat de tarieven ‘rekening houden met de noodzakelijke *zekerheid* van het net’ (onze cursivering).<sup>133</sup> Een tariefstructuur die de systeemondersteunende eigenschappen van verbruikers waardeert, doet natuurlijk precies dat.

➤ *Implementatiemethode 2: Een nieuwe tariefstructuur met bestaande tariefcategorieën.*

Implementatiemethode 2 behelst eigenlijk alleen de laatste beleidskeuze van de hierboven besproken implementatiemethode. De (algemeen veronderstelde) tariefcategorieën blijven intact. Vanuit Europees perspectief hebben deze tot nu toe geen problemen gegeven.

De aandacht zal hier dus gaan naar een juridische beoordeling van de nieuwe, alternatieve tariefstructuur. Vanuit Europees perspectief moet deze transparant zijn, op één of andere manier gerelateerd worden aan kosten voor het net en het systeem, en niet-discriminerend moeten worden toegepast. Hoewel afstandafhankelijke tarieven zijn verboden, mogen locatie-afhankelijke prikkels wel worden gegeven. Zolang de nieuwe structuur binnen deze grenzen blijft, zullen er weinig problemen rijzen.

➤ *Implementatiemethode 1: Correctie op het standaardtarief voor een specifieke groep.*

Implementatiemethode 1 is meer *tricky*. Hier is duidelijk sprake van een correctie op een standaardtariefstructuur. Op het eerste gezicht kan dit aanleiding geven om een verschillende behandeling van de ene afnemer ten opzichte van een andere afnemer binnen eenzelfde tariefcategorie te veronderstellen. Daarom zal een correctie op het standaard-

---

<sup>133</sup> Artikel 14(1) Verordening (EG) 714/2009.

tarief goed moeten worden beargumenteerd, vooral vanuit kostenperspectief. Idealiter correspondeert een reductie op een bestaand tarief met een daadwerkelijke kostenbesparing of baat van gelijke grootte.

Ook bij implementatiemethode 1 geldt dat allereerst een gebruikersgroep moet worden gedefinieerd en vervolgens een aangrijpingspunt voor de korting. Dat laatste heeft de vorm van een correctie op het tarief, waarvoor in ieder geval een onderbouwing gerelateerd aan de netkosten gevonden moet worden.<sup>134</sup> Interessant genoeg laat de Duitse regeling zien dat er voor het afbakenen van de groep die voor een correctie in aanmerking komt, voldoende (beleids)ruimte lijkt te bestaan. Zo werd in de oorspronkelijke regeling – waarbij de korting (of beter: het alternatieve tarief) gebaseerd werd op de afstand tot een basislastcentrale of netknooppunt – de groep afgebakend met criteria die hiermee geen enkele relevante relatie hadden: een hoge bedrijfstijd en een bepaald minimaal verbruik.<sup>135</sup>

#### 4.5.4 Juridische kanttekeningen bij de technische aangrijpingspunten

Hieronder volgt een korte bespreking van de meest in het oog springende punten bij de verschillende opties voor (het aangrijpingspunt van) een speciale regeling. Hierbij ligt de focus op de Europese (juridische) randvoorwaarden, omdat deze voor de Nederlandse regelgever vastliggen. We veronderstellen dat, mocht er een ‘politieke’ wil zijn om de tariefstructuur voor grootverbruikers aan te passen, de eventueel benodigde wijzigingen van Nederlandse wet- en regelgeving geïmplementeerd kunnen worden (voor zover Europees toegestaan).<sup>136</sup>

- Een vast kortingspercentage voor een groep afnemers is een redelijk grove maatregel, waarvoor de argumentatie lastig kan zijn. Het argument voor een korting zit dan verstopt in het criterium voor de afbakening van wie in aanmerking komen. Het is evenwel niet evident dat al die gebruikers die binnen die groep vallen eenzelfde waarde aan het net of het systeem leveren. In die zin lijkt een variabel kortingspercentage flexibeler en beter verdedigbaar.
- Voor een differentiatie of een correctie op basis van piek en dalartarieven geldt dat voor dynamische tarieven in de tijd op zich ruimte lijkt te bestaan onder de Europese regels. Ook vandaag is dit al redelijk gangbaar (bijvoorbeeld in de vorm van een dubbeltariefmeter<sup>137</sup>). Als de alternatieve tariefstructuur/correctie een prikkel vormt voor een verschuiving naar de daluren draagt deze bij aan het verlagen van de net- of systeemkosten. Bovendien kan ook hier verwezen worden naar de verplichting om bij de tariefstructuur rekening te houden

<sup>134</sup> Zie de oorspronkelijke Duitse regeling voor de ‘gewone’ grootverbruiker. Hier zocht men eerst de correctie in een ander tarief, gebaseerd op de kosten van een fictieve directe lijn. In de huidige regeling zoekt men het in de systeemondersteunende eigenschappen van een grootverbruiker, zij het dat een volledige vrijstelling wel wat al te drastisch overkomt en een gedeeltelijke korting beter te rechtvaardigen valt. Ook het Oberlandesgericht Düsseldorf oordeelde dat een (gedeeltelijke) korting misschien wel te beargumenteren zou zijn, maar een volledige vrijstelling moeilijker voor te stellen is.

<sup>135</sup> In de huidige argumentatie, die gebaseerd is op het systeemondersteunende effect van een aanzienlijk verbruik tijdens de daluren, is bedrijfstijd als criterium wel ‘logisch’.

<sup>136</sup> Dit zou slechts anders zijn indien men heel snel een speciale regeling zou willen invoeren enkel via wijziging van de Tarievcodes, want dan blijft de bestaande wet het kader. Maar in de praktijk duurt het proces van een codewijziging ook langere tijd, terwijl wetswijzigingen soms snel kunnen worden doorgevoerd.

<sup>137</sup> Strikt genomen wordt het piek/dalonderscheid vooral voor de levering van de commodity gehanteerd en niet voor transport. Er is echter geen reden waarom dit om principiële redenen niet zou kunnen. Ook de transportkosten zijn immers afhankelijk van het moment waarop het transport plaatsvindt.

met de ‘zekerheid van het net’. Overigens gaat het bij een (alternatieve) tariefstructuur die differentieert tussen piek- en daluren nog steeds om de maatvoering. De tariefcorrectie moet proportioneel zijn. Op het eerste gezicht profiteert een ‘dalgebruiker’ (hoog verbruik in de daluren, laag in de piek) het meest en vervolgens mogelijk ook afnemers met een hoge bedrijfstijd<sup>138</sup>.

- Een tariefcorrectie op basis van de bedrijfstijd geeft alleen een voordeel aan specifieke gebruikers, bijvoorbeeld afnemers met een bepaalde hoge bedrijfstijd<sup>139</sup>. Van deze laatste afnemers is, door de hoge bedrijfstijd, bekend dat ze ook een aanzienlijke afname hebben tijdens daluren. Wel selecteert deze methodiek meer omdat specifieke ‘dalgebruikers’ niet voor een korting in aanmerking komen. Deze hebben immers een verondersteld hoger verbruik tijdens de (systeem)daluren dan tijdens de (systeem)piekuren en daardoor geen hoge bedrijfstijd. Mochten zulke gebruikers zich in de praktijk voordoen, zou men kunnen werken met de ‘dalbedrijfstijd’ als aangrijpingspunt. Hiervan profiteren ‘dalgebruikers’ wel. In ieder geval vormt een tariefcorrectie op basis van bedrijfstijd een redelijk eenvoudige en transparante te implementeren maatregel, waar ook moeilijk mee te *gamen* valt.
- Een tariefcorrectie op basis van de bijdrage aan de systeempiek is niet heel ingewikkeld. Bijvoorbeeld, als men kosten verdeelt op basis van het capaciteitsbeslag op het net, kan ervoor gekozen worden om de kosten te verdelen naar rato van ieders afname van het net op het moment van de transport- of de systeempiek. Wel moet dan eenduidig worden bepaald welk moment dit betreft (hoewel dit pas achteraf kan).<sup>140</sup> Makkelijker lijkt het om de netkosten in eerste instantie te alloceren op basis van ieders maximale netafname<sup>141</sup>, aangezien deze eenvoudiger inzichtelijk is, ook voor de afnemer zelf.<sup>142</sup> Vervolgens kan desgewenst een correctie worden toegepast voor afnemers die op het moment van de systeempiek een aanmerkelijk lagere afname hebben. De redelijkheid van zo’n correctie kan goed beargumenteerd worden.<sup>143</sup>
- Tariefstaffeling is een logische optie waar *economies of scale* bestaan. De vraag is wel of die er in het onderhavige geval zijn. Op dit moment worden staffels toegepast bij de energiebelasting (en de opslag voor de SDE), maar dat is nu juist een terrein waar de EU zich niet mee bemoeit. Een tariefstaffeling kan ook aan een technisch criterium worden

---

<sup>138</sup> De reden is dat de omvang van de tijdens daluren afgenomen elektriciteit, met de hieraan verbonden lagere kosten, een drukkend effect hebben op het *gemiddeld* betaalde transporttarief (per kWh of per kW).

<sup>139</sup> Zie voor een definitie van het begrip ‘bedrijfstijd’ voetnoot 110.

<sup>140</sup> De transportpiek op een netvlak kan voor elk netvlak op een ander moment vallen. De systeempiek betreft het maximale gelijktijdige transport over alle netvlakken.

<sup>141</sup> De maximale netafname ( $kW_{max}$ ) betreft de maximale elektriciteitsafname door een aangeslotene gemeten gedurende een vastgestelde periode (bijvoorbeeld een maand of een jaar). Deze waarde moet onderscheiden worden van de gecontracteerde netafname ( $kW_{contract}$ ), die gebaseerd is op de door een aangeslotene met de netbeheerder overeengekomen maximale afname van het net op enig moment.

<sup>142</sup> Alleen bij een hoge mate van gelijktijdigheid aan de systeempiek ligt het voor de hand om de individuele piekafname als tariefdrager te kiezen. De motivering ligt dan in het feit dat eigenlijk de bijdrage aan de systeempiek een relevante maat is voor welk aandeel van deze transportpiek iemand ‘veroorzaakt’. De stroomverbruikers met een ‘atypisch profiel’ profiteren van deze maatregel.

<sup>143</sup> Zoals bij de speciale regeling in Duitsland voor een ‘afwijkend profiel’ ligt een correctie op de vermogenscomponent van het tarief voor de hand. Een korting op de verbruikscomponent (die in Duitsland ook bestaat) lijkt evenwel moeilijker te rechtvaardigen. Deze wordt in Duitsland dan ook niet toegepast.

gekoppeld. Zo is een gestaffelde korting op basis van de bedrijfstijd (beginnend bij een bepaald minimum en dan stapsgewijs oplopend) een mogelijkheid.<sup>144</sup>

- Een tariefmaximum zal *in abstracto* waarschijnlijk lastig te motiveren zijn, maar in een concreet geval is het eventueel mogelijk.
- Locatie-afhankelijke prikkels hebben de ‘zegen’ van de EU Verordening, maar dan wel met het doel om op korte termijn congestie tegen te gaan of op te lossen en/of om op langere termijn de lokaal evenwichtige ontwikkeling van afname en productie te bevorderen. Vanwege de plicht tot transactie-onafhankelijke tarieven moet men locatieafhankelijke elementen precies bekijken.<sup>145</sup> Daarbij is de lokale verhouding van opwekking en afname een heel adequate, die directe relevantie heeft voor de kosten in het systeem en wegblijft van de contractuele situatie.<sup>146</sup>
- Rond aanpassingen voor het systeemdienstentarief geldt dat dit tarief momenteel in rekening gebracht wordt per kWh. Andere verdelingsmanieren zijn ook denkbaar, bijvoorbeeld een gestaffeld tarief (per kWh), of de kosten van de systeemdiensten in het transporttarief verdisconteren en in de cascade meenemen (zie hiervoor hoofdstuk **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.**). Ook denkbaar en verdedigbaar is het toekennen van een soort van compensatie ter waardering van de bijdrage die de grootverbruikers leveren aan het goed functionerend houden van het elektriciteitssysteem. Dat leent zich dan vooral voor implementatie in de vorm van een korting.

#### 4.5.5 Herverdelingseffecten

Een laatste onderwerp vormen de herverdelingseffecten die samenhangen met een speciale regeling c.q. andere tariefstructuur. In principe lijken de EU lidstaten nogal wat discretionaire ruimte te hebben bij het bepalen van de wijze waarop de totale kosten van het net en het systeem over de gebruikers ervan worden verdeeld. Alleen over de verdeling tussen welk deel aan producenten in rekening wordt gebracht, laat de Europese regelgeving zich uit (zie pagina 41). Zoals in hoofdstuk 2 uitgebreid is besproken, is het vrijwel onmogelijk om de netkosten aan de veroorzakers toe te delen. Naar verwachting zal een systeem niet snel onredelijk zijn zo lang het maar op één of andere manier (consequent) teruggrijpt op een bepaald verdelingsmechanisme.

Dit betekent dat bij het opzetten van een andere tariefstructuur, die deels op andere mechanismen van verdeling berust, de herverdelingseffecten die voortvloeien uit de andere systematiek op zichzelf toelaatbaar zijn. De wenselijkheid hiervan vormt daarmee meer een beleidsmatige dan een juridische vraag.

Dat wordt anders wanneer een zichtbare correctie wordt ingevoerd die sommige afnemers een duidelijk voordeel biedt, dat vervolgens expliciet in rekening gebracht wordt bij de overige

---

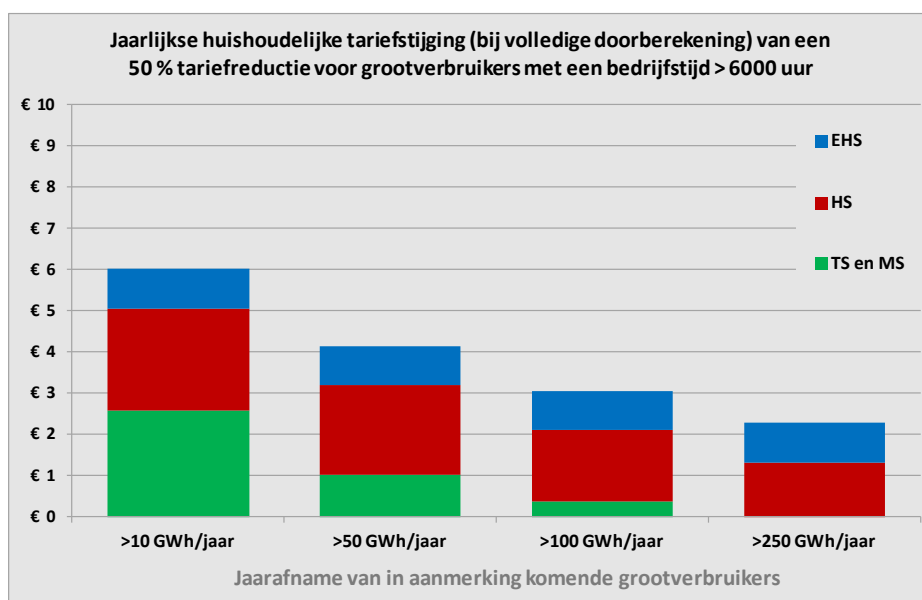
<sup>144</sup> Overigens lijkt artikel 41c Elektriciteitswet 1998 zich (vooralsnog) te verzetten tegen gestaffelde tarieven per tariefdrager.

<sup>145</sup> Zo accepteerde het Gerechtshof Amsterdam, 7 mei 2013, (Tata Steel/TenneT), LJN: BZ9566, de mogelijkheid van een op afstand gebaseerde ‘korting’ op het transporttarief van een grootverbruiker niet, onder verwijzing naar artikel 29 van de Elektriciteitswet 1998.

<sup>146</sup> De oorspronkelijke Duitse regeling vormde in feite ook een locatie-afhankelijke regeling maar was ongelukkiger. Hierachter zat toch een soort fictie dat de in aanmerking komende grootverbruikers hun elektriciteit van de nabijgelegen centrale haalden. Men berekende de korting immers aan de hand van een fictieve directe lijn. Het is dan ook enigszins verrassend dat de Duitse regering met de gedachte speelt deze regeling weer in te voeren in 2014 (zie voetnoot 127).

systeemgebruikers om de totale netinkomsten op peil te houden. Een voorbeeld hiervan is de (wettelijke) omslagregeling die tegenwoordig in Duitsland wordt toegepast.<sup>147</sup> De door de netbeheerders misgelopen inkomsten vanwege de vrijstellingen van nettarieven voor grootverbruikers worden omgeslagen over alle andere afnemers in Duitsland. Naar schatting van de *Bundesnetzagentur* zou met de volledige vrijstelling in Duitsland voor 2012 een bedrag van 1,1 miljard euro gemoeid zijn.<sup>148</sup> De opslag voor 2013 is 0,329 ct/kWh voor de eerste 100.000 kWh.<sup>149</sup> Een huishouden met een verbruik van 3.500 kWh betaalt dus jaarlijks ongeveer 10 euro voor dit doel.

We hebben geprobeerd de effecten te schatten voor het geval dat er in Nederland een andere tarievenregeling ingevoerd worden waarvan (sommige) grootverbruikers profiteren doordat hun transporttarief daalt ten opzichte van de huidige situatie. Hierbij rekenen we met een gemiddeld effect van een korting van 50 % op het huidige transporttarief voor alle in aanmerking komende grootverbruikers. Het totale volume van die reductie hebben we vervolgens gedeeld door het aantal kleinverbruikersaansluitingen (ongeveer 7 miljoen). De resultaten zijn weergegeven in Figuur 4.<sup>150</sup>



Figuur 4. Geschatte effect van een korting van 50 % op het transporttarief voor grootverbruikers met een bedrijfstijd hoger dan 6000 uur op de transporttarieven voor kleinverbruikers (op jaarbasis).

Figuur 4 moet als volgt gelezen worden: indien alle afnemers met een bedrijfstijd van boven de 6000 uur en een minimum jaarafname van 10 GWh een tarief zouden gaan betalen dat 50% is van het huidige tarief, dan zouden alle huishoudens ongeveer 6 euro per jaar meer moeten gaan betalen. Mocht de tariefreductie alleen gelden voor afnemers op EHS of HS (en niet voor TS en

<sup>147</sup> Zie § 19(2) van de StromNEV.

<sup>148</sup> <http://www.germanenergyblog.de/?p=10318>.

<sup>149</sup> <http://www.eeg-kwk.net/de/Paragraph-19-Umlage.htm>.

<sup>150</sup> Het is aannemelijk dat een deel van misgelopen inkomsten vanwege de 'korting' ook opgebracht zal worden door gebruikers tussen grootverbruikers en kleinverbruikers in, waardoor in de praktijk de toename voor de huishoudens mogelijk iets lager zal uitvallen, maar Figuur 9 geeft wel een goede inschatting van de orde van grootte.



MS) dan hoeven huishoudens maar zo'n 3,50 euro meer te betalen. De andere drie staafjes geven het effect aan als de drempel voor de minimale jaarafname 50 GWh, 100 GWh of 250 GWh zou bedragen.

Afhankelijk van de precieze manier van implementatie en de omstandigheden van het geval zou een omslagregeling een vorm van staatssteun kunnen opleveren.<sup>151</sup> De Europese Commissie is recent een onderzoek gestart naar de Duitse regeling.<sup>152</sup> Kort gezegd is van staatssteun sprake als:

- er sprake is van een voordeel...
- ... dat verstrekt wordt door de staat of uit staatsmiddelen,
- waarbij de steun gericht is op bepaalde ondernemingen of bepaalde goederen,
- en de steunmaatregel de interne markt hindert.

In het verleden is al bepaald dat voorkeurstarieven een 'voordeel' kunnen zijn.<sup>153</sup> Of het gaat om een aan de staat(smiddelen) toe te rekenen voordeel is bij gunstige nettarieven een boeiende vraag, omdat dat mede afhangt van de specifieke vormgeving van een gunstige regeling voor nettarieven. Daarbij kan weer van belang zijn of de netbeheerders publiek of privaat zijn (in Nederland zijn de netbeheerders overigens allemaal in publieke handen).<sup>154</sup>

De Europese Commissie lijkt ervan uit te gaan dat de Duitse tariefvrijstelling voor grootverbruikers een voordeel uit staatsmiddelen is, gezien het omslagstelsel voor de gemiste inkomsten. De Commissie verwijst daarbij naar een eerdere zaak over de Nederlandse regeling voor de compensatie van de niet-marktconforme kosten ('bakstenen').<sup>155</sup> Daar was sprake van 'staatsmiddelen' omdat de staat controle uitoefende op het bedrag dat aan SEP werd uitgekeerd voor de niet-marktconforme kosten.

De paradox lijkt dus te zijn dat als de 'herverdeling' expliciet (en daarmee dus ook transparant) wordt gemaakt, dit problemen kan oproepen rond staatssteun. Als de herverdeling daarentegen juist impliciet wordt gehouden, roept deze waarschijnlijk geen problemen op omdat die dan één-op-één verbonden is met de nieuwe tariefstructuur.

## 4.6 Aanbevelingen

In dit hoofdstuk is onderzocht hoe de kosten en (mogelijke) baten van grootverbruikers (specifiek: de energie-intensieve industrie) voor het elektriciteitsnet en -systeem zo goed mogelijk weerspiegeld kunnen worden in de voor deze grootverbruikers geldende tarieven. De huidige transporttarieven voor deze groep gebruikers zijn evenredig met de door hen gecontracteerde transportcapaciteit en de daadwerkelijk afgenomen (maandelijkse) piekvermogens. Op zich is

<sup>151</sup> Zie verder ook annotatie van B.M. Winters en K. Althaus van de uitspraak van het OLG Düsseldorf, in het Nederlandse Tijdschrift voor Energierecht, 12, 2013, nr.2, p.108-110.

<sup>152</sup> Zaak SA.34045, zie Press Release IP-13-191 op: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-13-191\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-191_en.htm).

<sup>153</sup> Zie bijvoorbeeld HvJEG, zaken 67/85, 68/85 en 70/85 (Van der Kooy) [1988] Jur 219, zaak C-169/84 (Chimie) [1990] Jur I-3083, zaak C-56/93 (België v. Commissie) [1996] Jur I-723.

<sup>154</sup> In de PreussenElektra zaak oordeelde het HvJ EG dat de toenmalige Duitse regeling voor inkoop van groene stroom (waarbij netbeheerders groene stroom moesten inkopen en de meerkosten daarvan onder de verschillende netbeheerders moesten verevenen) geen staatssteun was, omdat de bedrijven zelf grotendeels privaat waren en de verevening buiten de boeken van de staat om ging (HvJ EG, zaak C-379/98 [2001] Jur I-2099, §§ 59-60).

<sup>155</sup> HvJ EG, 17 juli 2008, C-206/06, Essent Net Noord BV v. Aluminium Delfzijl BV.

dit een redelijke verdeelsleutel voor de kosten van de benodigde infrastructuur (de *hardware*), maar het weerspiegelt nog niet de (positieve) bijdrage die grootverbruikers (kunnen) leveren aan het netbeheer en systeembeheer.

Hoewel voor afzonderlijke grootverbruikers geldt dat hun precieze effect op de netkosten (en baten) lastig valt in te schatten, zijn er immers wel karakteristieken aan te wijzen die een positieve waarde vertegenwoordigen voor het beheer van het elektriciteitsnet en -systeem. Het gaat dan vooral om hun bijdrage aan de spanningsregeling en aan de stabiliteit van het systeem (onder meer doordat ze in de daluren veel verbruiken). Voor sommige grootverbruikers geldt verder dat ze dichtbij productie gesitueerd zijn waardoor productie en afname lokaal meer in balans zijn, wat kostenverlagend werkt voor transmissie en systeembeheer.

Deze karakteristieken zijn eigenlijk nog niet verdisconteerd in de huidige tariefstructuur van de transporttarieven. Op grond van onze analyse concluderen we dat er enige ruimte bestaat om op basis van die kenmerken tot een andere tariefstructuur te komen die ook rekening houdt met de baten van grootverbruikers voor het net- en systeembeheer. Of van die ruimte gebruik gemaakt moet worden, is een meer beleidsmatige/politieke keuze, die we hier verder open laten. Voor zover men voor grootverbruikers een aangepaste tariefstructuur wil invoeren, doen we hieronder een aantal aanbevelingen.

Het is verstandig om bij een aanpassing van de tariefstructuur zo direct mogelijk aan te sluiten bij de eigenschappen die een andere kostenallocatie rechtvaardigen. Op deze manier wordt voldaan aan de Europese eis dat nettarieven georiënteerd moeten zijn op onderliggende kosten (en baten). Bovendien worden eventuele voordelen die bepaalde gebruikers zouden hebben in vergelijking met de huidige situatie dan gerechtvaardigd door een daadwerkelijk geleverde 'waarde' voor het systeem, waardoor er waarschijnlijk ook geen problemen rond staatssteun te verwachten zijn.<sup>156</sup>

Daarnaast verdient het aanbeveling om een aangepaste tariefregeling voor grootverbruikers niet al te gecompliceerd te maken. De verschillende aangrijpingspunten voor een speciale regeling zoals besproken in paragraaf §4.5.3 variëren in complexiteit.

Het meest eenvoudig zijn een vaste procentuele korting, tariefstaffelling en een tariefmaximum. Deze worden echter toegepast binnen de bestaande tariefstructuur: om te zorgen dat de 'juiste' afnemers hiervan profiteren, zal in de afbakening van in aanmerking komende afnemers (grootverbruikers) alsnog aansluiting gezocht moeten worden bij de netkostenverlagende eigenschappen. Het gevaar bestaat dat de complexiteit dan verschuift naar de definitie van in aanmerking komende afnemers, waardoor per saldo toch niet zo'n eenvoudig stelsel overblijft.

Aan de andere kant staan complexe tariefstructuren waarin de netkostenverhogende en -verlagende eigenschappen fijnmazig verdisconteerd zijn. Die zouden in principe voor alle (groot)verbruikers kunnen gelden, maar hebben als nadeel niet alleen dat de tariefstructuren gecompliceerd zijn, maar waarschijnlijk ook dat er veel meer gegevens nodig zijn en dat het moeilijker voorspelbaar is wat men uiteindelijk aan nettarieven moet betalen (minder trans-

---

<sup>156</sup> Ter vergelijking: de Duitse regering zal de volledige vrijstelling van nettarieven voor grootverbruikers gaan vervangen door een individuele korting die gerelateerd is aan de daadwerkelijke bijdrage van een grootverbruiker aan het verlagen van netkosten. Hiermee hoopt Duitsland tot een regeling te komen die *niet* als staatssteun gekwalificeerd zou kunnen worden (tegen de huidige regeling – de volledige vrijstelling met omslagstelsel – loopt immers een procedure door de Europese Commissie vanwege staatssteun).

parant). Voorbeelden hiervan zijn een tariefcorrectie op grond van de gerealiseerde afname tijdens daluren of een tariefcorrectie op basis van een relatief lagere afname tijdens de systeempiek. Ook een regeling waarbij aangesloten wordt bij de lokale verhouding tussen productie en afname, kan al gauw gecompliceerd worden.

Praktischer lijken ons redelijk eenvoudige aanpassingen die *zelf* al wel aansluiten bij de net-kostenverlagende eigenschappen van de grootverbruiker. Deze zouden wij dan ook aanbevelen. Gedacht kan bijvoorbeeld worden aan een eenvoudige differentiatie van het piek- en daltarief voor het transport, waarbij gebruik van het net in de daluren wordt gewaardeerd en in de piek extra zwaar wordt aangeslagen. Of een correctie van de  $kW_{\max}$  (en/of  $kW_{\text{gecontracteerd}}$ ) op basis van de bedrijfstijd (of specifieker misschien: de 'dalbedrijfstijd'). Zo'n tariefregeling geeft de juiste prikkels en vereist geen nieuwe meetdata. Bovendien kan het redelijk eenvoudig 'gekoppeld' worden aan de bestaande tariefstructuur.

In principe zou de aldus aangepaste tariefstructuur voor alle gebruikers op de relevante (hoogspannings)netten toegepast kunnen worden, Maar het is ook denkbaar om een afbakening te maken om slechts een deel van de verbruikers daarvoor in aanmerking te laten komen. Dit ligt vooral voor de hand als het effect van de aangepaste tariefregeling op een (groot) deel van de verbruikers (in het betreffende netvlak) slechts gering is, waardoor het praktischer is om voor hen de huidige structuur te handhaven.<sup>157</sup> We bevelen aan om ook voor de afbakening een relatief eenvoudig criterium te gebruiken, bijvoorbeeld een minimale afname (kWh) of bedrijfstijd, dan wel het netvlak waarop men is aangesloten (of een combinatie).

Ten slotte wijzen we erop dat ook bij een aanpassing van of correctie op de (huidige) tariefstructuur de totale tariefinkomsten min of meer gelijk dienen te blijven (omdat op korte termijn de kosten van het net en systeem nauwelijks zullen veranderen). Een andere tariefregeling zal dan naar verwachting ook tot verschuivingen leiden in wie hoeveel betaalt voor het netwerk. De waardering van zulke herverdelingseffecten is meer een politieke of beleidsmatige afweging, waarvoor vanuit het Europese regelkader zeker enige discretionaire ruimte bestaat, maar het is natuurlijk wel zo dat aanpassingen van of correcties op de tariefstructuur niet buiten-proportioneel mogen zijn. Zo ligt het niet voor de hand dat een volledige vrijstelling van het transporttarief zoals Duitsland die heeft toegepast, acceptabel is.

---

<sup>157</sup> In het voorbeeld van een tariefcorrectie op basis van bedrijfstijd zoals uitgewerkt in voetnoot 121 geldt dat een verbruiker die in de nachten en weekends bijna geen stroom verbruikt, geen of slechts een zeer geringe reductie van zijn  $kW_{\max}$  zal hebben. Het is dan praktischer om bij deze groep de correctie van de  $kW_{\max}$  achterwege te laten, dat scheelt weer administratieve kosten.



## 5 Nettarifering in een innovierend elektriciteitssysteem

### 5.1 Inleiding

De huidige tarifieringssystematiek is in hoge mate in de eerste jaren na de liberalisering van de elektriciteitsmarkt geconcipieerd en ontwikkeld. Hierbij was de inrichting van het technische systeem elektriciteitssysteem leidend. Deze werd indertijd gekenmerkt door grootschalige elektriciteitsproductie die op het hoogspanningsnet en extrahoogspanningsnet invoedt, waarbij het net de elektrische energie naar de afnemers transporteert, die zich op alle netvlakken bevinden. Kenmerkend hierbij is een netto elektriciteitsstroom van hogere spanningsniveau's naar lagere spanningsniveaus.

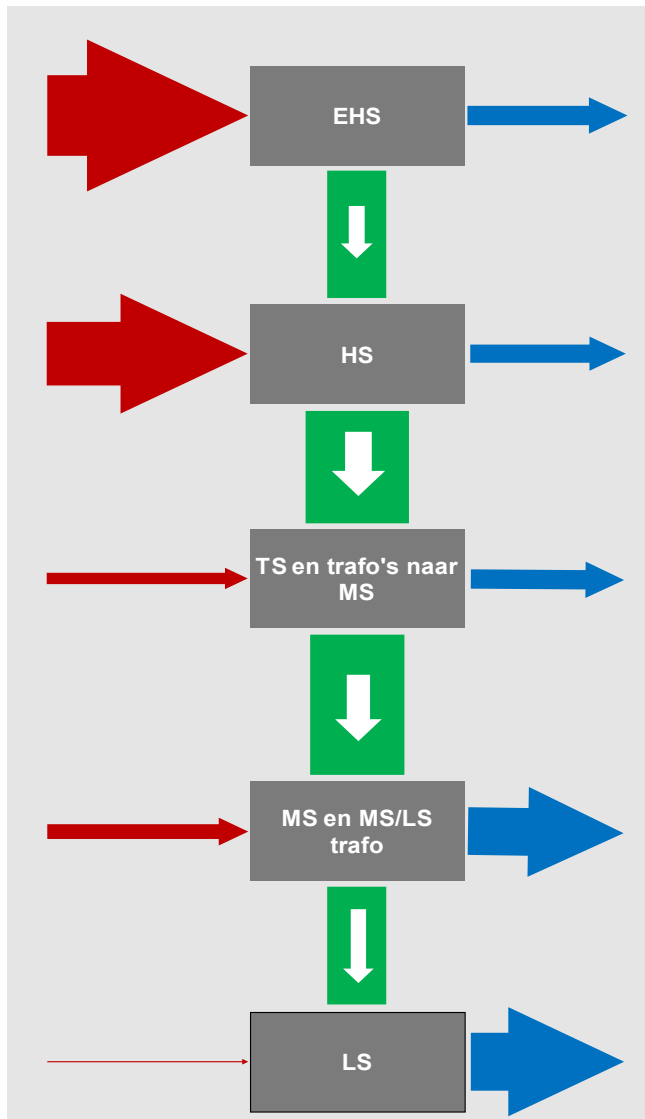
In het afgelopen decennium is hierin verandering gekomen. Afnemers op lagere spanningsniveaus participeren steeds meer in de elektriciteitsproductie. Behalve afnemers die elektriciteit via warmte/krachtinstallaties opwekken (zoals bijvoorbeeld veel tuinders) voedt ook veel duurzame elektriciteitsproductie op lagere netvlakken in. Hierbij kan gedacht worden aan zonnepanelen (op bijvoorbeeld daken van woningen) alsmede sommige windturbines (bijvoorbeeld bij boerderijen).

In dit hoofdstuk worden de consequenties van een aantal innovatieve energieopties op het netgebruik en de nettarifering in kaart gebracht, waarbij de focus vooral ligt op lokale duurzame energie. Concreet betreft dit het effect van de volgende technologieën op de mate waarin afnemers het elektriciteitsnet gebruiken en de consequenties hiervan voor de nettarifering:

- ✓ Elektriciteitsproductie door middel van zonnepanelen.
- ✓ Elektriciteitsproductie op basis van kleine windturbines (zogenaamde 'microwind').
- ✓ Elektriciteitsproductie op basis van HRe-ketels (ook wel 'micro-warmte/kracht' genoemd).

Tevens zal het effect van de volgende technologie op het gebruik van het elektriciteitsnet en de consequenties voor de tariefstructuur worden beoordeeld:

- ✓ Mogelijke effecten van vraagrespons op het netgebruik.
- ✓ De bijdrage van elektriciteitsopslag op basis van accu's.
- ✓ Elektrisch vervoer (waarbij de accu via de huisaansluiting wordt geladen).



Figuur 5. Schematische weergave van de stromen in het elektriciteitsnet in 2010. De rode pijlen representeren elektriciteitsproductie, de blauwe afname van het net. EHS betekent 'extra hoogspanning', HS 'hoogspanning', TS 'tussenspanning', MS 'middenspanning' en LS 'laagspanning'.

Deze laatste technologieën worden hieronder gemakshalve aangeduid als ‘*smart grid* technologie’. In dit hoofdstuk onderzoeken we niet alleen wat de effecten van decentrale productie en *smart grid* technologie zijn voor de kosten van het net en het systeem (zowel het veroorzaken van kosten als het mogelijk uitsparen ervan), maar we kijken ook naar de vraag op welke manier dat effect adequaat in de tarievenstructuur voor het gebruik van het net meegenomen kan worden. Hiertoe roept de Europese regelgeving ook op: zo bepaalt de richtlijn over hernieuwbare energie (2009/28/EG) dat de transporttarieven voor elektriciteit uit hernieuwbare bronnen “een realistische weergave zijn van de kostenvoordelen die kunnen voortvloeien uit de aansluiting van die installaties op het net. Dergelijke kostenvoordelen kunnen voortvloeien uit het directe gebruik van het laagspanningsnet.”<sup>158</sup>

In de volgende paragrafen wordt ingegaan op de technische impact van lokale productie en (enkele componenten van) *smart grid* technologie. Vervolgens zullen de effecten hiervan op de transporten in het laagspanningsnet indicatief in kaart worden gebracht. Daarna bespreken we mogelijkheden om in de nettarieven rekening te houden met de effecten van decentrale invoeding en vraagrespons. Ten slotte concluderen we over de kostenveroorzaking van decentrale opwek en *smart grid* technologie.

## 5.2 Lokale elektriciteitsproductie, *smart grid* technologie en het elektriciteitsnet

### 5.2.1 Het effect van lokale elektriciteitsproductie op het net

De ontwikkeling van lokale (veelal: duurzame) elektriciteitsproductie kan allerlei effecten op het elektriciteitsdistributienet hebben:<sup>159</sup>

- Allereerst leidt lokale elektriciteitsproductie tot andere transporten op het net. Op momenten dat er lokaal elektriciteit wordt geproduceerd, vermindert de afhankelijkheid van hogere netvlakken, wat zich uit in een kleiner transport naar de afnemers. Het net blijft evenwel tegelijkertijd bij geringere transporten onmisbaar. Het net vormt de ruggengraat van de elektriciteitsvoorziening vanwege de ‘metronoomfunctie’<sup>160</sup>, de balanceringsfunctie<sup>161</sup> alsmede de marktfunctie.<sup>162</sup>
- Bij een hoge (gelijktijdige) lokale productie kan een wijk ook netto-‘exporteur’ worden, wat de energiestroom naar de wijk omdraait in een energiestroom vanuit de wijk. Overigens varieert de omvang van deze transporten in de tijd, mede afhankelijk van de beschikbare duurzame bronnen (met name: wind en zonlicht) of de behoefte aan warmte (met name: microwarmtekracht). In §5.4 zullen deze effecten globaal in kaart worden gebracht.

<sup>158</sup> Artikel 16(8) van richtlijn 2009/28/EG.

<sup>159</sup> De discussie beperkt zich tot distributienetten waarin afnemers (met name huishoudens) lokaal elektriciteit produceren. *Stand-alone* parken met zonnepanelen (‘zonnefarms’) en windparken zonder lokale afname vallen buiten deze scope. Zie meer uitgebreid ook Frontier Economics, *Treatment of distributed generation*, Report for the NMa, 2012, <https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=10986>.

<sup>160</sup> Hiermee wordt bedoeld dat het net levert de frequentie (van 50 Herz) levert die nodig is om lokale installaties te laten functioneren.

<sup>161</sup> Verschillen tussen lokale productie en verbruik worden door het net opgevangen.

<sup>162</sup> Het net vormt de verbinding met de nationale en Europese markt, wat (in een situatie zonder congestie) een marktprijs biedt waartegen lokale productie-installaties elektriciteit kunnen verkopen en verbruikers elektriciteit kunnen inkopen.

- Wanneer lokale elektriciteitsproductie (op sommige momenten) tot een netto export naar hogere netvlakken leidt, kan het nodig zijn om de beveiliging in stations aan te passen om deze transporten mogelijk te maken.
- Verschillende typen lokale productie-installaties kunnen op verschillende manieren aan het elektriciteitssysteem worden gekoppeld, met verschillende effecten op (de bedrijfsvoering van) het lokale net. Voor de netkoppeling bestaan in principe drie mogelijkheden:
  - a) *Synchrone koppeling*: De productie-installatie kan zowel zelfstandig (in eilandbedrijf) als synchroon aan het net gekoppeld draaien. Hierbij kan de eenheid ook blindvermogen leveren en de spanning ondersteunen. Voorbeelden: grotere warmtekrachtinstallaties en noodstroomaggregaten, die zijn uitgerust met synchrone generatoren.
  - b) *Inductieve koppeling*: De productie-installatie heeft het net nodig om te kunnen draaien. Daarbij regelt het net de frequentie en de spanning, die nodig zijn om de installatie te kunnen laten functioneren. Inductief gekoppelde installaties absorberen blindvermogen uit het net. Voorbeelden: sommige kleinere warmtekrachtinstallaties en oudere windturbines, die zijn uitgerust met asynchrone generatoren.
  - c) *Inverter-gebaseerde koppeling*: De productie-installatie is via vermogenselektronica aan het net gekoppeld. Via elektronische weg kunnen sommige installaties ook blindvermogen leveren en aan de spanningsregeling bijdragen. Voorbeelden: zonnepanelen, kleine windturbines, veel microwarmtekrachtinstallaties en ook batterijsystemen van elektrische vervoermiddelen.
- Als gevolg van de (soms) onvoorspelbare inzet van lokale productiemiddelen, kunnen de stromen door het net fluctueren. Dit kan de spanningshuishouding nadelig beïnvloeden. Veel lokale elektriciteitsproductie heeft een negatief effect op de *power quality*, dat wil zeggen dat zij aanleiding kan geven tot ongewenste spanningsvariaties. Zo kunnen zonnepanelen en microwindturbines een bron zijn voor flikker en hogere harmonischen.<sup>163</sup>
- In theorie verhoogt lokaal productievermogen ook de betrouwbaarheid van de voorziening doordat gebruikers lokale alternatieven hebben voor elektriciteit van het net. In geval van netverstoringen kan lokaal productievermogen (voor zover dit in eilandbedrijf elektriciteit kan opwekken) de voorziening voor (een deel van) de afnemers continueren.<sup>164</sup>
- Ten slotte kan lokaal productievermogen het kortsluitvermogen in het net vergroten, wat aanleiding kan geven tot het (op grote schaal) vervangen of verzwaren van componenten of het nemen van andere maatregelen om het kortsluitvermogen te beperken.

### 5.2.2 Het effect van *smart grid* technologie op het net

Ook *smart grid* technologie, waaronder in de context van dit rapport specifiek de implementatie van vraagrespons en opslagsystemen alsmede de grootschalige uitrol van elektrisch vervoer worden begrepen, heeft allerlei potentiële effecten op het net:

---

<sup>163</sup> In distributienetten kan spanning eerder een probleem gaan vormen bij grootschalige implementatie van zonnepanelen dan de netcapaciteit. Zie Laborelec, *Analyse van verschillende studies naar de impact van DCO en nieuwe belastingen op het MS- en LS- net*, Netbeheer Nederland, 2012.

<sup>164</sup> In de praktijk blijft de verhoging van de betrouwbaarheid beperkt tot de eigenaren van een installatie met productiemiddelen, die zelfstandig in eilandbedrijf kunnen functioneren.

- Allereerst maakt genoemde technologie het mogelijk voor gebruikers mogelijk het elektriciteitsverbruik te (in de tijd) te beïnvloeden door verbruik te verschuiven naar andere momenten of geproduceerde elektriciteit tijdelijk op te slaan. Daarmee kan *smart grid* technologie eraan bijdragen dat het net efficiënter wordt gebruikt, en wel in de zin dat (in sommige situaties) netuitbreidingen of -verzwaringen kunnen worden uitgesteld.<sup>165</sup> In §5.5.1 zullen deze effecten globaal in kaart worden gebracht.
- Als gevolg van de benodigde elektriciteit voor het laden van elektrisch vervoer zullen de transporten door het net aanmerkelijk kunnen toenemen. Dit kan in specifieke gevallen netverzwaring noodzakelijk maken. In het geval het laden ‘intelligent’ plaatsvindt, kunnen netverzwaringen mogelijk worden uitgesteld.<sup>166</sup> In §5.5.2 zullen deze effecten globaal in kaart worden gebracht.
- Ook door de inzet van opslagmiddelen Deze effecten zullen globaal in §5.5.3 worden benoemd.

Afgezien van bovengenoemde voegen *smart grids* vooral veel ICT aan het systeem toe die de netbeheerder een *realtime* en accurater beeld geven van de netbelasting (met de mogelijkheid om sneller in te grijpen, mocht dit nodig zijn) en verbruikers en andere partijen in het energiesysteem meer mogelijkheden geven om vraag en aanbod op de marktsituatie (of de netsituatie) af te stemmen.<sup>167</sup> In dit rapport zal hierop verder niet worden ingegaan.

### 5.2.3 Netbeheerders en technische ontwikkelingen

In de volgende paragrafen zal modelmatig worden geanalyseerd welke effecten lokale elektriciteitsproductie en enkele *smart grids* technologieën op de transporten in het lokale net hebben. Vooruitlopend op de uitkomsten hiervan allereerst nog een korte discussie over het belang hiervan voor de netbeheerders.

Netbeheerders zijn gehouden om alle afnemers die om elektriciteitstransport verzoeken een aansluiting te geven op het elektriciteitsnet (de aansluitplicht) en om de door de afnemers gewenste transporten te faciliteren (de transportplicht). Dit betekent dat netbeheerders moeten anticiperen op toekomstige ontwikkelingen qua lokale productie en additionele vraag en hun investeringsstrategie hierop aanpassen. In principe moet een netbeheerder waarborgen dat te allen tijde voldoende transportcapaciteit beschikbaar is om in de (door alle afnemers tezamen) gewenste piektransporten te voorzien.<sup>168</sup> De hiermee verbonden kosten worden in de tarieven opgenomen.

---

<sup>165</sup> Zie hiervoor bijvoorbeeld E. Veldman, M. Gibescu, J.G. Slootweg en W. Kling, *Scenario-based modelling of future residential Electricity demands and assessing their impact on distribution grids*, Energy Policy, 56, 2013, 233-247.

<sup>166</sup> Overigens veronderstelt dit dat de gebruikers rekening houden met het effect van (hun) laadstromen op de belasting van het net. Dit kan gerealiseerd worden door prijsprikkels aan afnemers te geven, maar bijvoorbeeld ook door implementatie van externe (of voorgeprogrammeerde) laadsturing.

<sup>167</sup> *Smart grids* zijn (als verzamelbegrip) veel breder dan enkel optimalisering van het gebruik van het net. *Smart grids* zijn bijvoorbeeld ook nuttig/nodig voor het ontwikkelen van offshore windparken, het operationaliseren van decentrale netten (zogenaamde ‘*microgrids*’), de communicatie tussen allerlei partijen in het energiesysteem, het bevorderen van vraagsturing bij verbruikers en het inpassen van allerlei soorten innovatieve productie- en opslagtechnologie.

<sup>168</sup> De benodigde capaciteit van het net hoeft niet gelijk te zijn aan de som van de piekbelasting van alle aangesloten afnemers. Dit heeft te maken met het begrip ‘gelijktijdigheid’. Doordat het maximale verbruik van de verschillende afnemers stochastisch is verdeeld, kan de benodigde transportcapaciteit lager zijn dan de som van de afzonderlijke piekbelastingen. In distributienetten wordt veelal met een



Een alternatief is dat de netbeheerder bij afnemers beschikbare flexibiliteit (in de vorm van vraagresponso en inzet van opslagmiddelen) benut om de elektriciteitstransporten in het net binnen de bedrijfsvoeringgrenzen te houden. Dit vraagt dynamisch netbeheer, waarbij de levering van flexibiliteit aan de netbeheerder contractueel moet worden vastgelegd (via flexibiliteits- of afschakelcontracten), via ICT moet kunnen worden afgeroepen (via automatische regelingen of via prikkels) en financieel moet worden afgehandeld (via speciale tariefcontracten of dynamische transporttarieven). Op dit moment is nog onduidelijk of dergelijke systemen efficiënt kunnen werken, wat de hiermee verbonden kosten zijn, welke besparingen dynamisch netbeheer kan realiseren en met welke zekerheid zulke ‘dynamische netcapaciteit’ investeringen in netcomponenten (op korte en lange termijn) kan vervangen.

### 5.3 Gemodelleerde benutting van het laagspanningsnet (referentiesituatie)

In Figuur 6 en Figuur 7 wordt op grafische wijze de afhankelijkheid van 100 huishoudelijke afnemers<sup>169</sup> van een laagspanningsnet weergegeven.<sup>170</sup> Hierbij wordt inzichtelijk wat de maximale en minimale transporten door het laagspanningsnet zijn, wat aangeeft in hoeverre lokale elektriciteitsproductie en de inzet van *smart grid* technologie tot een hogere of lagere behoefte aan netcapaciteit leiden.<sup>171</sup>

Voor het gemak worden de 100 huishoudens hieronder aangeduid als ‘de wijk’, hoewel het voorgestelde net niet noodzakelijk met een geografische stadswijk hoeft overeen te komen. Voor een toelichting op de gepresenteerde figuren wordt verwezen naar de box ‘Toelichting grafische weergave’ op pagina 83.

Op basis van Figuur 6 en Figuur 7 kan het volgende (voor het voorbeeldnet) worden opgemerkt:

- De netcapaciteit is ruim voldoende om alle afnemers in de wijk op alle momenten in het jaar van elektriciteit te voorzien (zie Figuur 6-A). In het voorbeeldnet wordt de beschikbare netcapaciteit voor maximaal 56 % benut en voor minimaal 16 %.<sup>172</sup>

---

gelijktijdigheidsfactor van 0,3 tot 0,5 gerekend op de laagspanningskabel (voor reguliere woonwijken zonder warmtepompen). Teruglevering door bijvoorbeeld microwarmtekrachtinstallaties en zonnepanelen kent overigens een veel hogere gelijkzijdigheid.

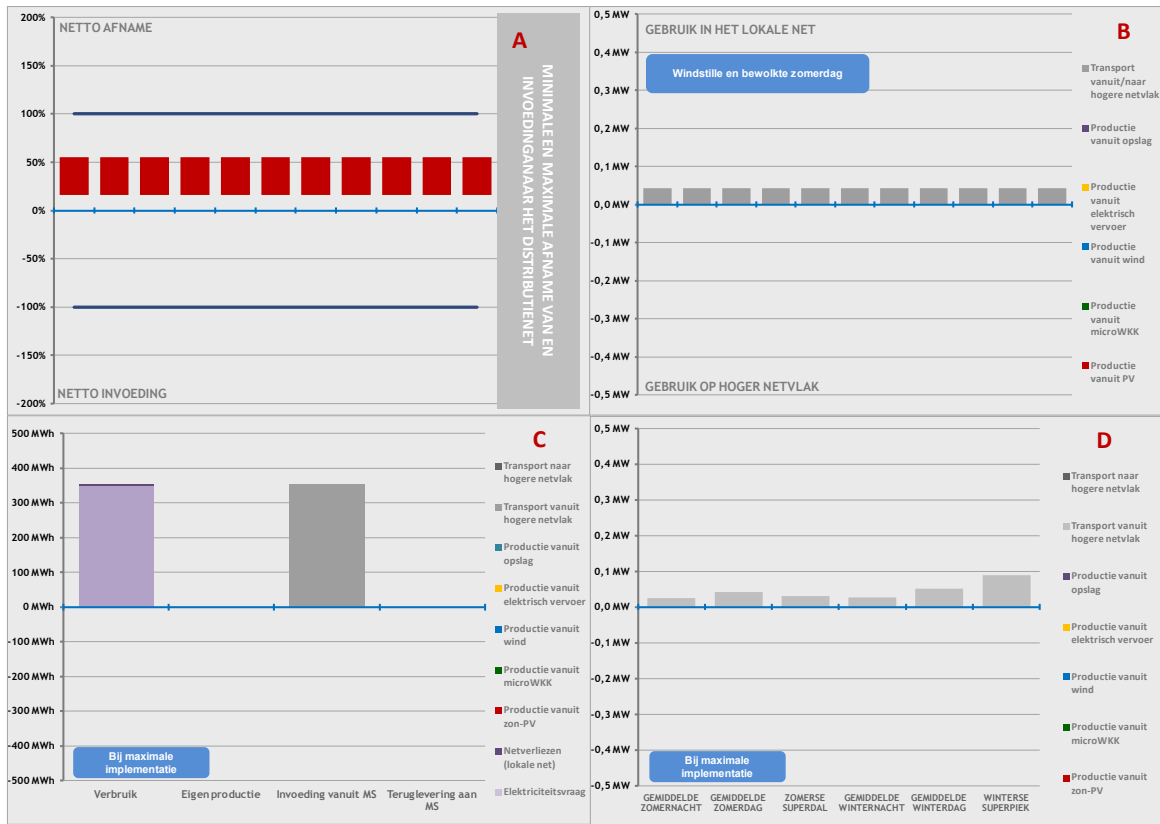
<sup>169</sup> Hierbij zijn standaard huishoudelijke afnemers met een jaarverbruik van 3.500 kWh verondersteld met ook een standaard afnameprofiel. Dit kan in praktijksituatie variëren en ontwikkelen. Zo leidt de toename van airconditioning in woningen tot een stijging van de jaarafname en een verandering van het afnameprofiel (met name resulterend in een toename van het verbruik in de zomer).

<sup>170</sup> De analyses richten zich op de transporten vanaf huisaansluitingen door het laagspanningsnet tot en met de transformator naar middenspanning. Feitelijk beperkt de modellering zich tot een enkele laagspanningsstreng, dat wil zeggen een laagspanningskabel die gevoed wordt vanuit een MS/LS transformator en waarop een aantal laagspanningsafnemers zijn aangesloten. Ter versimpeling (en om met ronde getallen te werken) wordt verondersteld dat 100 huishoudens op de kabel zijn aangesloten, maar hierop geen bedrijfsmatige aansluitingen zijn.

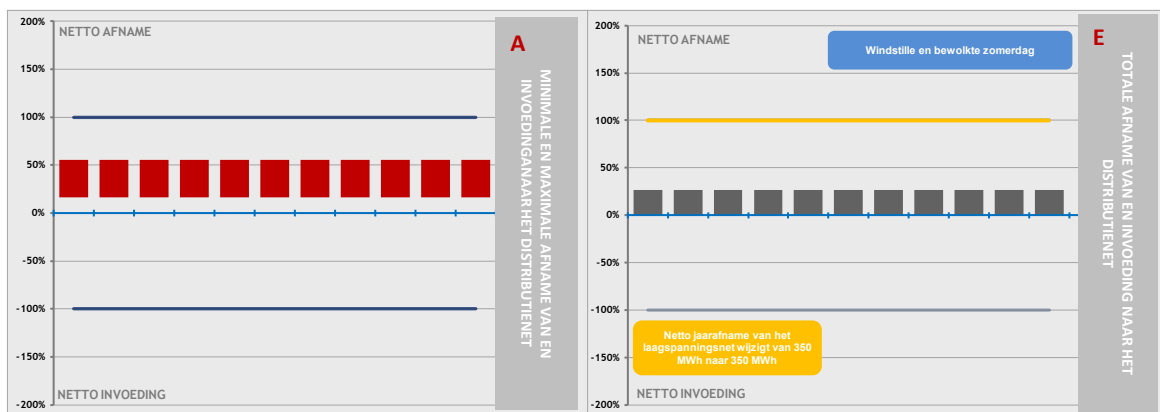
<sup>171</sup> De effecten van lokale invoeding worden alleen voor het laagspanningsnet geanalyseerd. Hierbij is de capaciteit van de laagspanningskabels over het algemeen hoger dan die van de laagspannings-transformator, zodat deze laatste veelal beperkend is voor de beschikbare netcapaciteit. Verder beperkt de analyse zich tot een berekening van de benodigde netcapaciteit. Op andere zaken, zoals bijvoorbeeld spanningshuishouding en *power quality*, wordt verder niet ingegaan.

<sup>172</sup> Wat hierbij meespeelt is de zogenaamde ‘gelijktijdigheidsfactor’. Dit betreft de mate waarin de afnamepiek van de verschillende aangesloten gebruikers op het zelfde moment samenvalt. Zo kunnen afzonderlijke afnemers een aanmerkelijk hogere of lagere afname hebben. Ook zijn nagenoeg alle laagspanningsnetten verschillend (qua aantal aangesloten huishoudens en bedrijven, het jaarverbruik en verbruiksprofiel van de aangesloten afnemers). In die zin moeten de weergegeven waarden niet als

- De maximale (gelijktijdige) vraag van de huishoudelijke afnemers vindt plaats in de winterse superpiek, de minimale (gelijktijdige) vraag van de huishoudelijke afnemers vindt plaats in de zomernacht.



Figuur 6. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens die alle elektriciteit van het net betrekken. Dit vormt de referentiesituatie. Zie voor een toelichting op de figuren de box ‘Toelichting grafische weergave’ op pagina 83.



Figuur 7. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens die alle elektriciteit van het net betrekken. Dit vormt de referentiesituatie. Zie voor een toelichting op de figuren de box ‘Toelichting grafische weergave’ op pagina 83.

normatief worden beschouwd, maar dienen ze vooral om de veranderingen ten gevolge van lokale elektriciteitsproductie inzichtelijk te maken.

## TOELICHTING OP DE GRAFISCHE WEERGAVE:

Het effect van lokale elektriciteitsproductie en *smart grid* technologie wordt steeds op dezelfde wijze grafisch weergegeven. Hierbij is sprake van vijf soorten grafieken, gelabeld met de letters A tot en met E. Hieronder volgt de leeswijzer voor de betreffende grafieken.

Elke set grafieken betreft de geleidelijke ontwikkeling van een beginsituatie naar een eindsituatie. Hierbij is de beginsituatie steeds gelijk, namelijk enkel elektriciteitsafname door 100 huishoudens (elk met een jaarverbruik van 3.500 kWh) van het net. Geen van deze huishoudens produceert zelf elektriciteit. De eindsituatie verschilt per figuur. De overgang van de beginsituatie naar de eindsituatie wordt hierbij in tien stappen weergegeven (in figuren A, B en E als afzonderlijke staafjes weergegeven). In de eindsituatie wordt ervan uitgegaan dat de genoemde huishoudens zelf elektriciteit produceren of de afname van het net via vraagrespons of opslag beïnvloeden, en wel in de mate zoals in het bijschrift bij de betreffende figuur wordt aangegeven.

De maken inzichtelijk op welke wijze het net wordt gebruikt. Hierbij wordt met name gefocust op de noodzakelijke transportcapaciteit van het distributienet (gemeten op de transformator die het laagspanningsnet met het middenspanningsnet verbindt). Deze capaciteit wordt benut voor zowel transport vanuit hogere netvlakken naar de afnemers als ook voor teruglevering aan het hogere netvlak bij een hoge mate van lokale productie. In het rekenvoorbeeld wordt steeds uitgegaan van een 160 kVA transformator.<sup>173</sup>

Bedacht dient te worden dat gerekend wordt met *gemiddelde* afnemers en een *gemiddeld* distributienet (maar zonder zakelijke afnemers). De gemodelleerde resultaten zijn daarmee indicatief voor hoe één en ander in werkelijkheid plaatsvindt, hoewel vanzelfsprekend in specifieke situaties sprake kan zijn van heel andere transporten.

**Figuur A.** In deze figuur wordt het minimale en maximale netgebruik weergegeven. De bovenkant van de rode balken representeert de maximaal benodigde transportcapaciteit (gedurende het jaar), de onderkant van de balk de minimaal benodigde transportcapaciteit (gedurende het jaar). Het meest linkse rode balkje representeert het netgebruik (voor alle afnemers tezamen) zonder lokale productie en de inzet van opslag en vraagrespons (de uitgangssituatie). Bij de volgende balkjes wordt de lokale productie en de inzet van opslag en vraagrespons steeds met 10 % verhoogd. In het meest rechterbalkje zijn de in het bijschrift aangegeven eindwaarden bereikt.

Een positieve waarde geeft een netto afname door gebruikers weer. Een negatieve waarde omgekeerde transporten, dat wil zeggen overtollige elektriciteitsproductie door de gebruikers die via het net aan hogere netvlakken wordt ‘teruggeleverd’. De blauwe lijnen representeert de beschikbare transportcapaciteit in het laagspanningsnet, die verondersteld wordt vooral beperkt te zijn door de capaciteit van de transformator. In de gemodelleerde situaties bedraagt deze steeds 160 kW. De transporten worden als percentage van deze maximale transportcapaciteit weergegeven.

N.B. In principe is het mogelijk dat de maximale en minimale transportcapaciteit bij toenemende lokale productie op verschillende momenten gaan plaatsvinden. Zo kan de inzet van vraagrespons er bijvoorbeeld toe leiden dat de afname van het net niet langer tijdens de superpiek plaatsvindt, maar naar een ander moment verschuift. De rode balken geven steeds deze maximale en minimale afname weer, die steeds op verschillende momenten in het jaar plaatsvinden.

**Figuur B.** In deze figuur wordt weergegeven hoe de lokale productie (op een voorbeelddag) in de lokale vraag voorziet. De afname van het hogere netvlak (als gevolg van de elektriciteitsvraag) wordt door de grijze blokjes (boven de 0) weergegeven. Lokale productie wordt gekleurd

<sup>173</sup> In de praktijk worden allerlei typen distributietransformatoren gebruikt, variërend van 50 kVA en 100 kVA tot 400 kVA of 630 kVA (of soms nog groter). Een capaciteit van 160 kVA is van gemiddelde omvang (hoewel ietwat ruim bemeten voor de 100 veronderstelde afnemers).

weergegeven (waarbij de kleur varieert per productietechnologie). In grijs weergegeven negatieve blokjes geven aan dat lokaal meer elektriciteit wordt geproduceerd dan de lokale vraag (op het betreffende moment), zodat er vanuit het laagspanningsnet aan het hogere netvlak gaat worden teruggeleverd.

De transporten worden in deze figuur in megawatt weergegeven (waarbij de verticale as ophoudt bij  $\pm 0,5 \text{ MW} = \pm 500 \text{ kW}$ ). Eventuele hogere transporten worden 'afgekapt' om de schaal van de verschillende grafieken gelijk te houden.

**Figuur C.** In deze figuur geeft het eerste staafje in paars de totaal op jaarbasis door afnemers verbruikte elektriciteit weer (vermeerderd met een schatting voor de netverliezen in het distributienet). Het tweede staafje geeft de omvang van de eigen productie aan, zodat inzichtelijk wordt welk deel van het verbruik lokaal kan worden geproduceerd. De verschillende kleuren representeren hierbij verschillende productietechnologieën. Het derde en vierde blokje geven aan hoeveel elektriciteit (op jaarbasis) van het net wordt afgenomen of daaraan wordt teruggeleverd.

Overigens kan er sprake zijn van zowel teruglevering als afname. De netto teruglevering vindt plaats op momenten dat de lokale productie hoger is dan het lokale verbruik. De netto afname vindt plaats op momenten dat de lokale productie lager is dan het lokale verbruik. In feite speelt het hogere netvlak de rol van elektriciteitsbuffer door een overschot aan productie op te vangen en op een later moment 'terug te leveren'. De som van de lokale productie en de afname van het net verminderd met de teruglevering aan het net is daarom gelijk aan het totale verbruik.

De weergegeven waarden representeren de situatie dat de lokale productie en/of opslag en vraagrespons maximaal zijn ingezet (en komen dus overeen met de meest rechtse staafjes in figuren A en B). Alle waarden worden in MWh weergegeven, waarbij hogere waarden dan 500 MWh worden afgekapt (zodat de schaal voor de figuur steeds dezelfde is).

**Figuur D.** In deze figuur wordt weergegeven in welke mate lokale elektriciteitsproductie en de inzet van *smart grid* technologie in de elektriciteitsvraag voorzien op een viertal standaardmomenten: een gemiddelde zomernacht en zomerdag en een gemiddelde winternacht en winterdag. Daarnaast worden twee extreme situaties gegeven: een zomerdag met lage vraag maar hoge lokale elektriciteitsproductie (het zogenaamde 'superdal') en een winterdag met een zeer hoge elektriciteitsvraag maar geen lokale productie (de zogenaamde 'superpiek'). De weergegeven waarden representeren de situatie dat de lokale productie en/of opslag en vraagrespons maximaal zijn ingezet (en komen dus overeen met de meest rechtse staafjes in figuren A en B).

**Figuur E.** In deze figuur wordt het netto transport over het net weergegeven voor een specifiek moment (wat in het gele kader wordt benoemd) bij een toenemende implementatie van lokale elektriciteitsproductie en/of inzet van opslagmiddelen of vraagrespons. Een positief grijs blokje geeft afname vanuit het hogere netvlak aan, een negatief grijs blokje teruglevering aan het net.

De oranje lijn geeft de ontwikkeling van netto jaarafname van het net weer (die door lokale productie vermindert, maar door bijvoorbeeld elektrisch vervoer kan toenemen). In het gele kader worden de extreme waarden gekwantificeerd.

Door gebruik van gelijke schalen op de assen zijn de verschillende figuren bij toepassing van verschillende technologieën onderling vergelijkbaar. Daarbij moet wel bedacht worden dat bij verschillende technologieën in figuren B en E verschillende momenten in het jaar kunnen worden geïllustreerd.

## 5.4 Het effect van lokale productie op het net

In deze paragrafen wordt het effect van lokale elektriciteitsproductie op de transportbehoefte (globaal) in kaart gebracht. Hierbij worden achtereenvolgens elektriciteitsproductie door zonnepanelen, microwindturbines en microwarmtekrachtinstallaties (HRe-ketels) geanalyseerd.

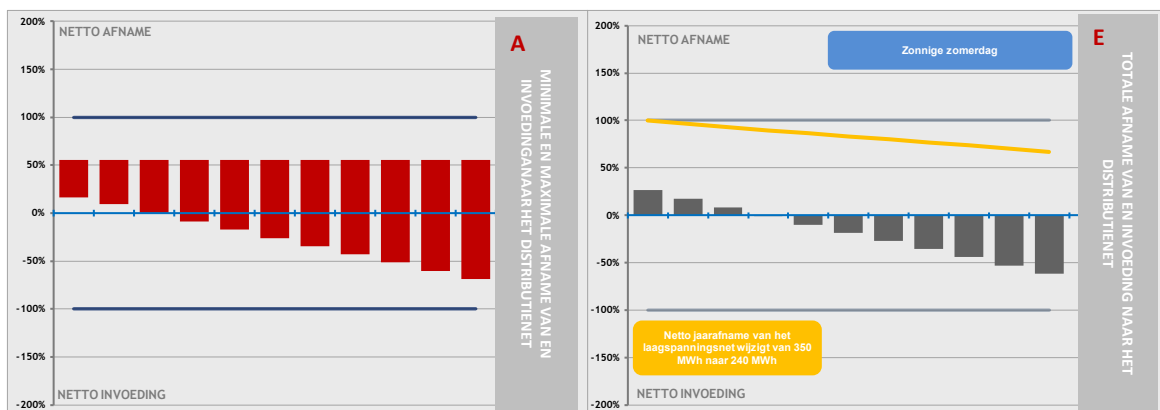
### 5.4.1 Lokale elektriciteitsproductie met zonnepanelen

#### Installatie van 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen per woning

Uitgaande van de referentiesituatie wordt verondersteld dat de aangesloten huishoudens in toenemende mate met zonnepanelen in hun elektriciteitsbehoefte willen voorzien. Aangenomen wordt dat steeds 10 huishoudens overgaan tot installatie van 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen op hun dak. In de eindsituatie beschikken alle 100 huishoudens over zonnepanelen, wat overeenkomt met 1.000 m<sup>2</sup> in totaal. De resultaten zijn weergegeven in Figuur 8 en Figuur 9.



Figuur 8. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens waarbij de huishoudens (in stappen van steeds 10 huishoudens) elk 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen installeren. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.



Figuur 9. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens waarbij de huishoudens geleidelijk 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen installeren. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.

Uit Figuur 8 en Figuur 9 kan het volgende (voor het veronderstelde laagspanningsnet) worden geconcludeerd:

- De huishoudens zijn in staat om met de zonnepanelen in zo'n 30 % van hun jaarverbruik te voorzien (zie Figuur 9-E).
- Omdat deze geproduceerde elektriciteit niet gelijkmatig beschikbaar is, maar afhankelijk is van de zoninstraling, zijn er momenten dat alle verbruikte elektriciteit van het net afkomstig is. De maximaal noodzakelijke netcapaciteit (op jaarbasis) blijft dan ook onveranderd (zie Figuur 8-A).
- Als circa 30 % van de huishoudens (30 van de 100) zonnepanelen hebben geïnstalleerd, kan de wijk (op een zonnige zomerdag) al geheel in het lokale verbruik voorzien (zie Figuur 9-E). Als dan nog meer huishoudens zonnepanelen installeren, wordt de wijk netto producent (zie Figuur 8-B en Figuur 8-C).
- Hoewel het laagspanningsnet de meeste tijd wordt gebruikt om elektriciteit van de hogere netvlakken naar de afnemers te transporteren, wordt de wijk op zonnige uren stroomproducent. Het net is dan noodzakelijk om de overtollige elektriciteit naar hogere netvlakken af te voeren. In het extreme geval wordt hiervoor ruim 70 % van de beschikbare netcapaciteit gebruikt (wat hoger is dan de maximale netbelasting bij piekafname van het net; zie Figuur 8-A).

#### *Installatie van 10 m<sup>2</sup> of 25 m<sup>2</sup> zonnepanelen per woning*

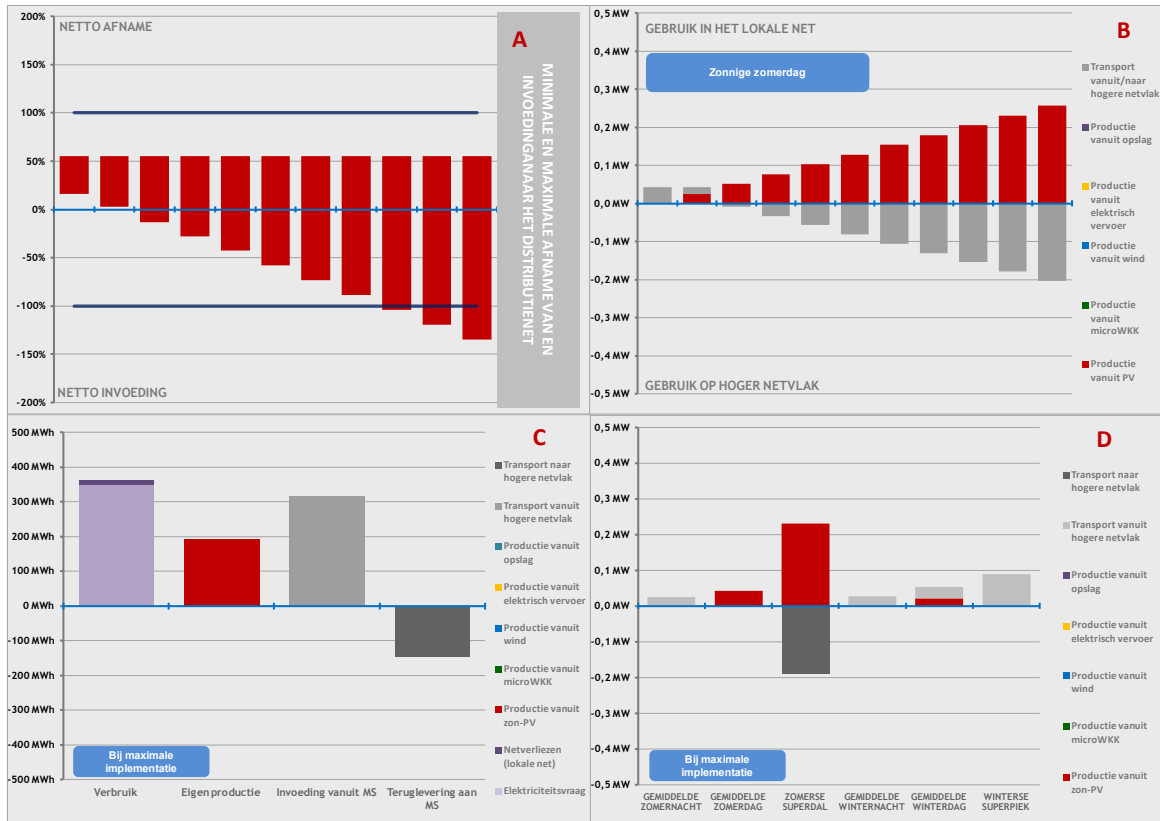
Wanneer de helft van de huishoudens geen 10 m<sup>2</sup> aan zonnepanelen maar 25 m<sup>2</sup> per woning installeert (en de andere helft van de wijk wel gewoon 10 m<sup>2</sup>), wordt het lokale productiepotentieel in de wijk nog groter.<sup>174</sup> De resultaten van de netberekeningen zijn weergegeven in Figuur 10 en Figuur 11.

Het volgende kan nu worden geconcludeerd:

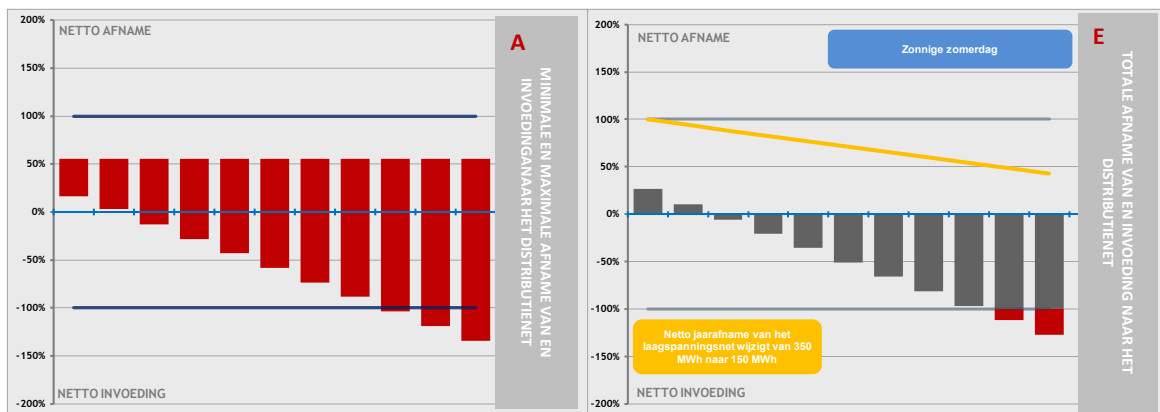
- De maximale transporten van hogere netvlakken naar de aangesloten huishoudens wijzigt niet (zie Figuur 10-A), omdat deze bepaald wordt door het maximale verbruik (dat plaatsvindt op momenten met weinig zoninstraling zodat de panelen dan geen elektriciteit leveren).
- Wel wordt de wijk nog meer 'zelfvoorzienend' (op jaarbasis). Circa 55 % van de jaarlijks benodigde elektriciteit kan met de zonnepanelen worden opgewekt. Echter, omdat de meerproductie (ten opzichte van de situatie dat alle woningen slechts 10 m<sup>2</sup> aan panelen krijgen) vooral tot een hogere elektriciteitsproductie leidt op momenten dat de wijk toch al over ruim voldoende zelf opgewekte elektriciteit beschikt om in de eigen vraag te voorzien, leidt dit tot een hogere teruglevering van de wijk aan het (zie Figuur 10-C). In feite wordt een groter beroep op het net gedaan om de overtollige elektriciteit 'op te slaan' om deze op een later moment (dat de zoninstraling laag is) weer van het net af te nemen.<sup>175</sup>

<sup>174</sup> In totaal installeren 50 huishoudens dan elk 10 m<sup>2</sup> aan zonnepanelen en 50 huishoudens elk 25 m<sup>2</sup> aan zonnepanelen. In totaal wordt dan in de wijk 1.750 m<sup>2</sup> aan zonnepanelen geïnstalleerd.

<sup>175</sup> Wanneer afnemers op basis van gemiddelde jaarprijzen worden beleverd en terugleveren, ontvangen den afnemers voor de terug geleverde elektriciteit evenveel als zij op een later moment betalen om elektriciteit van producenten (op hogere netvlakken) in te kopen. Feitelijk zullen de elektriciteitsprijzen op zonnige uren (zeker bij een hoge penetratie van zonnepanelen) aanmerkelijk lager zijn dan op uren dat geen elektriciteitsproductie op basis van zonnepanelen beschikbaar is (zodat elektriciteit



Figuur 10. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens waarbij de helft van de huishoudens geleidelijk 10 m<sup>2</sup> aan zonnepanelen installeert en de andere helft geleidelijk 25 m<sup>2</sup> aan zonnepanelen. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.



Figuur 11. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens waarbij de helft van de huishoudens geleidelijk 10 m<sup>2</sup> aan zonnepanelen installeert en de andere helft geleidelijk 25 m<sup>2</sup> aan zonnepanelen. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.

- Op zonnige momenten is de lokale elektriciteitsproductie in de wijk dusdanig hoog dat onvoldoende netcapaciteit beschikbaar is om alle geproduceerde elektriciteit naar hogere

op basis uit andere bronnen moet komen, wat vooral elektriciteitsproductie op basis van fossiele brandstoffen omvat).

netvlakken af te voeren. De maximale overbelasting van het net bedraagt ruim 30 % (zie Figuur 10-A).

Geconcludeerd kan worden dat installatie van zonnepanelen weliswaar tot een lagere afhankelijkheid van het net leidt, gemeten naar het door de wijk aantal afgenomen kilowatturen, maar de benodigde netcapaciteit niet daalt maar juist stijgt. Voor transporten naar de wijk is vooral het verbruik tijdens de superpiek van belang (dat wil zeggen: een hoog verbruik per huishouden, maar de afwezigheid van elektriciteitsproductie op basis van duurzame energiebronnen zoals zon en wind). Bij een groot aantal zonnepanelen in een wijk moet de benodigde netcapaciteit wel toenemen om teruglevering van alle lokaal geproduceerde elektriciteit mogelijk te maken.<sup>176</sup> In extreme gevallen kan het netbeslag van deze teruglevering (op specifieke uren) hoger zijn dan het netbeslag bij maximale afname.

#### 5.4.2 Lokale elektriciteitsproductie met microwindturbines

##### *Installatie van 25 microwindturbines*

In deze paragraaf wordt verondersteld dat de huishoudens in de wijk massaal microwindturbines installeren. Voor het rekenvoorbeeld gaan we uit van 25 microwindturbines, elk met een piekvermogen van 2,5 kW.<sup>177</sup> De resultaten zijn weergegeven in Figuur 12 en Figuur 13.

Op basis van Figuur 12 en Figuur 13 kan het volgende (voor het veronderstelde laagspanningsnet) worden geconcludeerd:

- De effectieve bijdrage van de windturbines aan het lokale verbruik is relatief beperkt tot circa 20 % van het jaarverbruik (zie Figuur 12-B en Figuur 12-C). Dit is voor een deel het gevolg van het lage aantal windturbines in de wijk.<sup>178</sup>
- De minimale en maximale transportcapaciteit worden nauwelijks door de lokale windproductie beïnvloed (zie Figuur 12-A).

---

<sup>176</sup> Omdat zonnepanelen slechts een beperkt aantal uren op piekvermogen produceren (afhankelijk de zoninstraling, maar ook de ligging/richting van de panelen ten opzichte van de zoninstraling), kan de benodigde transportcapaciteit voor piekteruglevering slechts voor een beperkt aantal uren relevant zijn. Op dit moment hebben netbeheerders een transportplicht die inhoudt dat zij alle door afnemers gewenste transporten moeten faciliteren. Het kan echter zinvol zijn om netbeheerders de mogelijkheid te bieden om zelf af te wegen of het kostenefficiënt is om het net (of de transformator) alleen voor teruglevering te verzwaren. Een concept dat hierbij wel wordt gehanteerd is dat van *peak trashing*, de mogelijkheid om een productiepiek af te vlakken (wat in feite een productiebeperking inhoudt) om de netkosten te kunnen beperken.

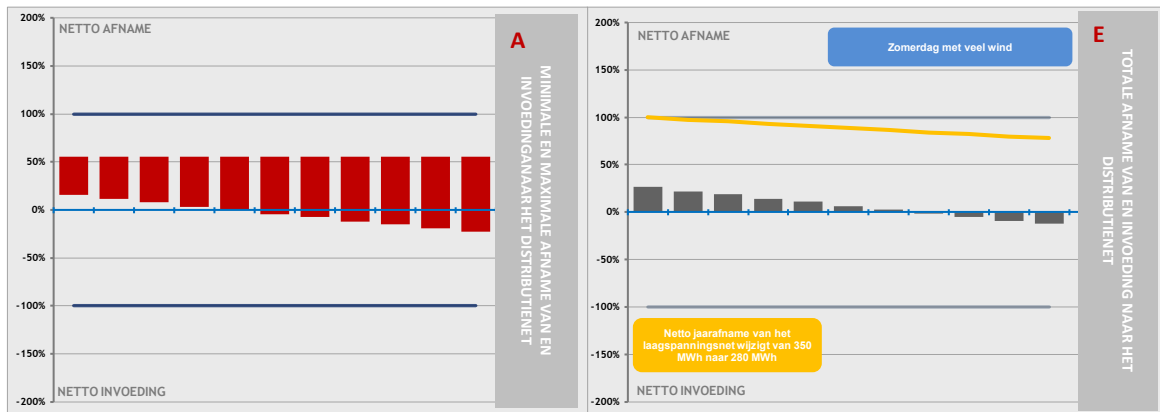
<sup>177</sup> Bij zulke microwindturbines moet gedacht worden aan kleine windmolens van zo'n 10 meter hoog met een rotordiameter van zo'n 4 meter. Omdat het niet heel realistisch is dat ieder huishouden in een wijk zo'n microwindturbine kan installeren (mede omdat voor efficiënte productie ook een bepaalde onderlinge afstand in acht moet worden genomen), is het maximale aantal turbines beperkt tot 25 (overeenkomend met één op de vier huishoudens). Overigens is de bedrijfstijd van (lage) microwindturbines lager dan die van grotere eenheden. Gerekend is met een bedrijfstijd (vollast-equivalent) van 1.250 uur.

<sup>178</sup> Vanzelfsprekend leveren grotere windturbines een meer significante bijdragen. Deze worden echter (vanwege de omvang) direct op het middenspanningsnet aangesloten, zodat deze geen invloed hebben op het lokale (laagspannings)net.





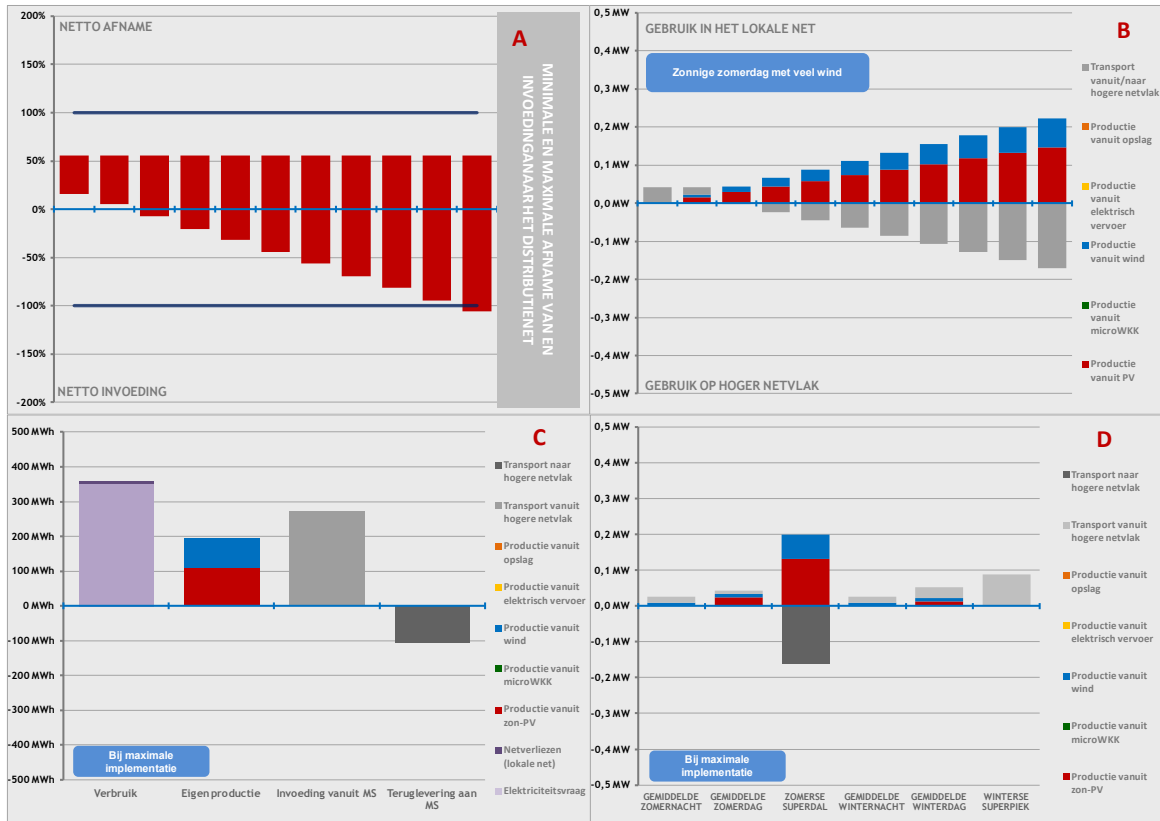
Figuur 12. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens in een wijk waar 25 microwindturbines zijn neergezet. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.



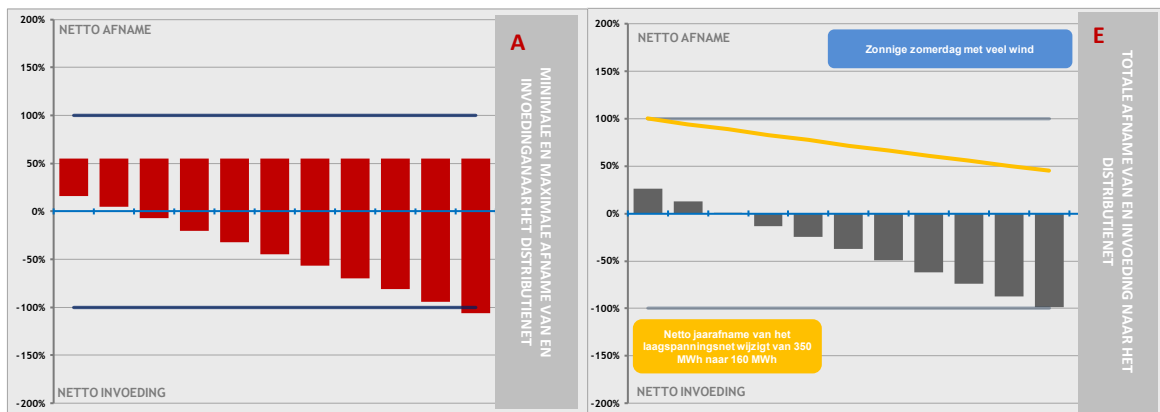
Figuur 13. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens waar ook 25 microwindturbines zijn neergezet. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.

*Installatie van 25 microwindturbines én 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen per woning*

Wanneer men in de wijk zowel in 25 windturbines als in 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen per woning investeert, leidt dit tot de transporten zoals weergegeven in Figuur 14 en Figuur 15.



Figuur 14. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens met 25 microwindturbines en 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen per woning. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.



Figuur 15. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens met 25 microwindturbines en 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen per woning. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.

Op basis van Figuur 14 en Figuur 15 kan het volgende worden vastgesteld:

- De bijdrage van geproduceerde (en op het laagspanningsnet ingevoede) elektriciteit uit microwindturbines is relatief beperkt ten opzichte van de door de zonnepanelen opgewekte (en deels ingevoede) elektriciteit.
- Op winderige uren met intensieve zoninstraling wordt de hoge teruglevering aan het net van de zonnepanelen nog versterkt door de additionele productie door de microwindturbines. De maximaal benutte transportcapaciteit om alle geproduceerde elektriciteit aan de hogere netvlakken te kunnen doorleveren, wordt net iets groter dan de beschikbare transport-

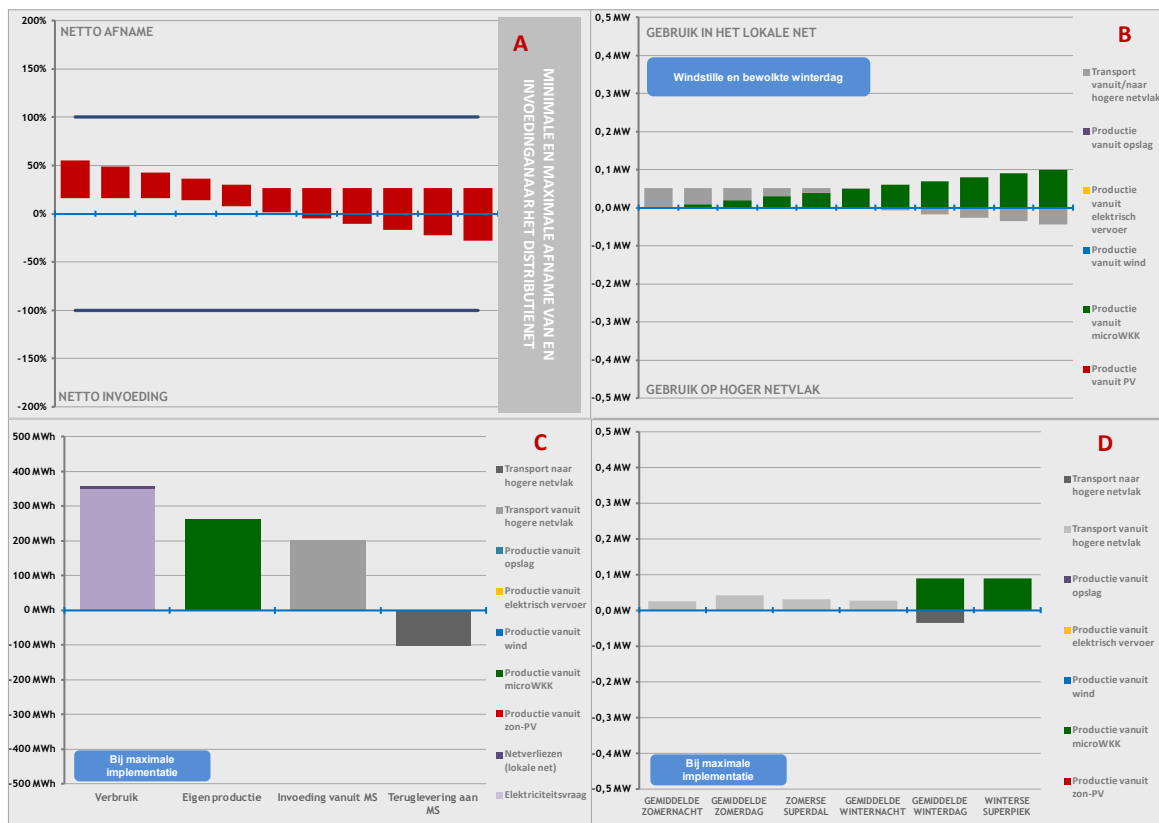
capaciteit. Overigens is het aantal uren met zowel intensieve zoninstraling als voldoende wind om de turbines op hun maximale vermogen te laten produceren, in de praktijk beperkt. Als ervoor wordt gekozen om de duurzame energieproductie op deze iets te reduceren, zijn geen netuitbreidingen noodzakelijk (met een iets verminderde energieopbrengst).

### 5.4.3 Lokale elektriciteitsproductie met microwarmtekracht

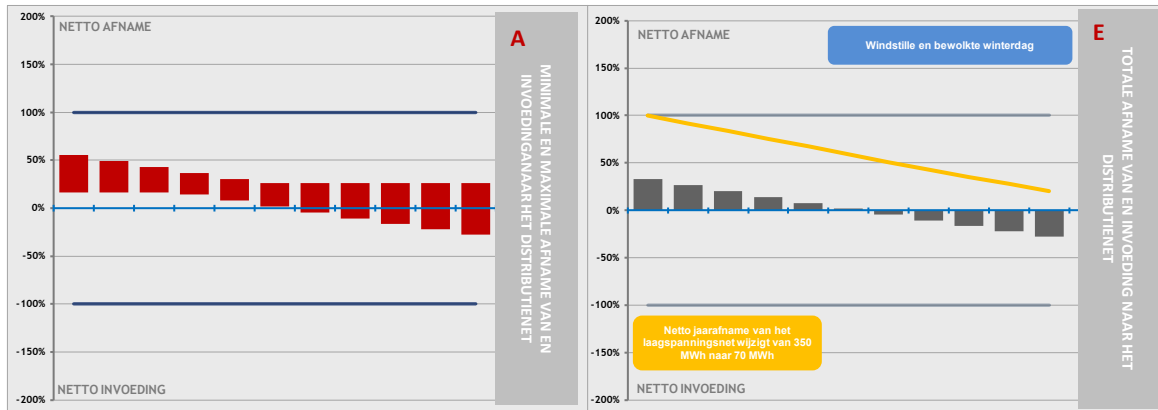
#### Installatie van HRe-ketels

Een volgende situatie betreft de uitrol van microwarmtekracht in de wijk. Verondersteld wordt dat alle huishoudens geleidelijk overgaan tot de aanschaf van een zogenaamde HRe-ketel. Een dergelijke gasgestookte installatie produceert behalve warm water voor ruimteverwarming en warm tapwater ook elektriciteit, die aangewend kan worden voor eigen verbruik of eventueel teruglevering. Een kenmerk van zulke installaties is dat de elektriciteitsproductie vooral in najaar, winter en vroeg voorjaar plaatsvindt, omdat dan de behoefte aan ruimteverwarming het hoogst is.

De resultaten van de modelanalyses van de voorbeeldwijk zijn weergegeven in Figuur 16 en Figuur 17. Hierbij wordt uitgegaan van installaties die maximaal 1 kW aan elektriciteit kunnen leveren.



Figuur 16. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens waarbij alle huishoudens een HRe-ketel installeren. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.



Figuur 17. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens waarbij alle huishoudens een HRe-ketel installeren. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.

Op basis van Figuur 16 en Figuur 17 kan het volgende (voor het veronderstelde laagspanningsnet) worden geconcludeerd:

- Mede vanwege de relatief hoge bedrijfstijd kan microwarmtekracht een significant deel van het eigen elektriciteitsverbruik afdekken (zie Figuur 17-E). Een groot deel van deze geproduceerde elektriciteit komt ook beschikbaar op momenten dat zelf veel elektriciteit benodigd is (zie Figuur 16-C)
- Vanwege de gelijktijdigheid van de elektriciteitsproductie door microwarmtekracht met het piekverbruik (op winterdagen en tijdens de winterse superpiek) leidt een toenemend aandeel HRe-ketels tot een lagere benodigde netcapaciteit omdat een deel van de piekafname door eigen productie wordt gedekt (zie Figuur 16-A). Dit houdt in dat de maximaal benodigde netcapaciteit (voor afname) hierdoor ongeveer halveert (een reductie van ruim 50 % in de situatie zonder microwarmtekracht tot ongeveer 25 % bij implementatie van microwarmtekracht in alle woningen).
- Vanaf dat ongeveer de helft van de woningen HRe-ketels heeft geïnstalleerd begint de wijk (op sommige momenten) elektriciteit terug te leveren (zie Figuur 16-B). De maximale teruglevering benut ongeveer 30 % van de beschikbare netcapaciteit, zodat dit geen transportproblemen veroorzaakt.

Geconcludeerd kan worden dat microwarmtekracht (in ieder geval in het geanalyseerde voorbeeld<sup>179</sup>) effectief tot een lagere netbelasting (gemeten naar benodigde transportcapaciteit) leidt, zij dat op sommige momenten niet wordt afgenomen maar juist wordt teruggeleverd.

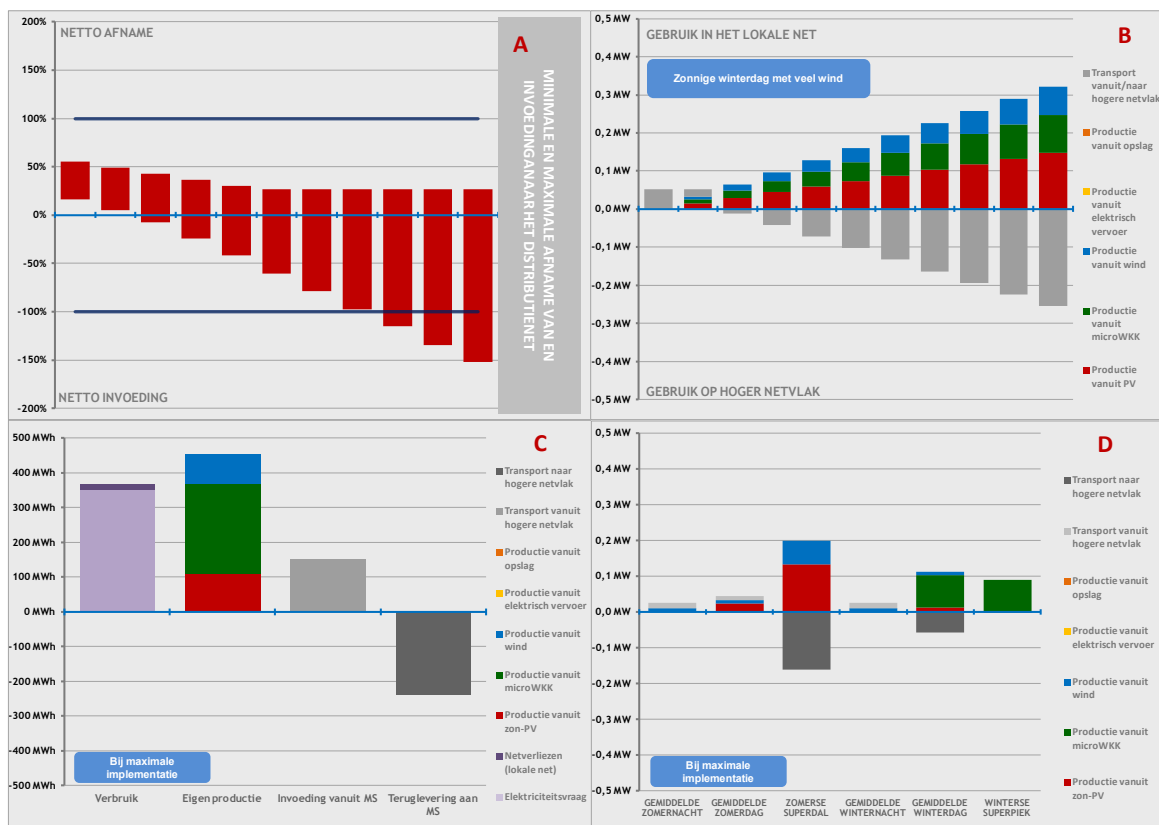
#### *Installatie van HRe-ketels en 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen per woning alsmede 25 microwindturbines*

Een laatste voorbeeldberekening combineert de hierboven genoemde ontwikkelingen. Nu wordt ervan uitgegaan dat alle huishoudens een HRe-ketel installeren én 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen. Daarnaast worden ook nog 25 microwindturbines in de wijk geïnstalleerd. De effecten hiervan op het gebruik van het transportnet zijn weergegeven in Figuur 18 en Figuur 19.

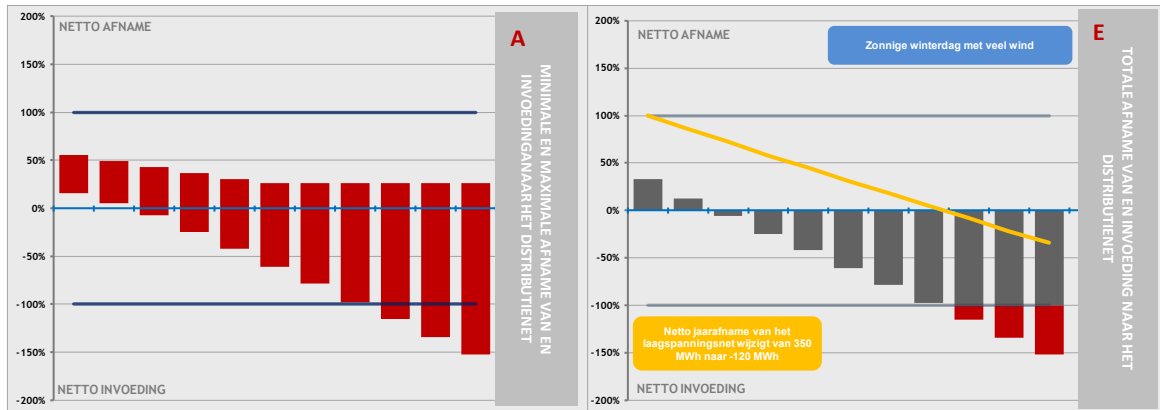
<sup>179</sup> Bij een hoger productievermogen van een HRe-ketel zal ook de teruglevering toenemen. De genoemde conclusie houdt dan geen stand.

Op basis van Figuur 18 en Figuur 19 kan het volgende (voor het veronderstelde laagspanningsnet) worden geconcludeerd:

- Uit Figuur 19-E volgt dat de wijk (op jaarbasis) meer dan zelfvoorzienend wordt. Echter, qua vermogensbalans zijn er duidelijk uren dat elektriciteit van het net wordt afgenomen en andere uren dat aan het net wordt teruggeleverd (zie Figuur 18-A en C).
- Gedurende meeste uren zijn de drie technologieën complementair. Maar op een zonnige, winderige winterdag zijn ze alle drie tegelijk operationeel, met een fors productie-over-schot tot gevolg (zie Figuur 19-E).
- Qua benodigde netcapaciteit voor afname geldt hetzelfde als hierboven geconcludeerd bij de microwarmtekracht. Doordat deze technologie in de winterperiode produceert waarin in de regel sprake is van een hogere vraag, daalt de behoefte aan transportcapaciteit vanuit hogere netvlakken.
- Omgekeerd, de benodigde netcapaciteit voor teruglevering aan het net wordt met name bepaald door de maximale gelijktijdige productie van de zonnepanelen, de microwind-turbines en de microwarmtekrachtinstallaties, wat plaatsvindt op de genoemde zonnige, winderige winterdag. Op dergelijke dagen is de netcapaciteit onvoldoende om alle over-tollige geproduceerde elektriciteit aan het net te kunnen terugleveren. Overigens betreft dit maar een klein aantal uren.



Figuur 18. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens waarbij alle huishoudens een HRe-ketel en 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen installeren en daarnaast ook 25 microwindturbines in de wijk worden geplaatst. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.



Figuur 19. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens waarbij alle huishoudens een HRe-ketel en 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen installeren en daarnaast ook 25 microwindturbines in de wijk worden geplaatst. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.

### 5.4.4 Conclusies

Op grond van de hierboven gepresenteerde modelberekeningen voor de benodigde transportcapaciteit in het laagspanningsnet kan (weinig verrassend) worden geconcludeerd dat door lokale energieproductie de netto (op jaarbasis) afgenomen hoeveelheid elektriciteit vanuit het net daalt. Evenwel, de maximale uurlijkse afname (die bepalend is voor de noodzakelijke netcapaciteit) daalt weliswaar door de inzet van microwarmtekrachtinstallaties (HRe-ketels), maar niet door lokaal zon- en windvermogen. De reden hiervoor is dat de maximale benodigde netcapaciteit vooral wordt bepaald door het elektriciteitsgebruik op uren met een hoge elektriciteitsvraag, maar deze uren niet per definitie gekenmerkt worden door voldoende zoninstraling en beschikbaarheid van wind.

Bij een grotere hoeveelheid lokaal productievermogen wordt de wijk op sommige momenten ‘netto exporteur’ van elektriciteit. De hiervoor benodigde netcapaciteit kan (bij een forse omvang van de lokale elektriciteitsproductie) hoger worden dan de voor verbruik noodzakelijke netcapaciteit. Zo kan een zeer hoge penetratie van met name zonnepanelen in woonwijken netverzwaringen noodzakelijk maken – tenzij de lokale productie van elektriciteit op zulke piekmomenten voor het distributienet kan worden beperkt (bijvoorbeeld door de inzet van opslagmiddelen, zie §5.5).

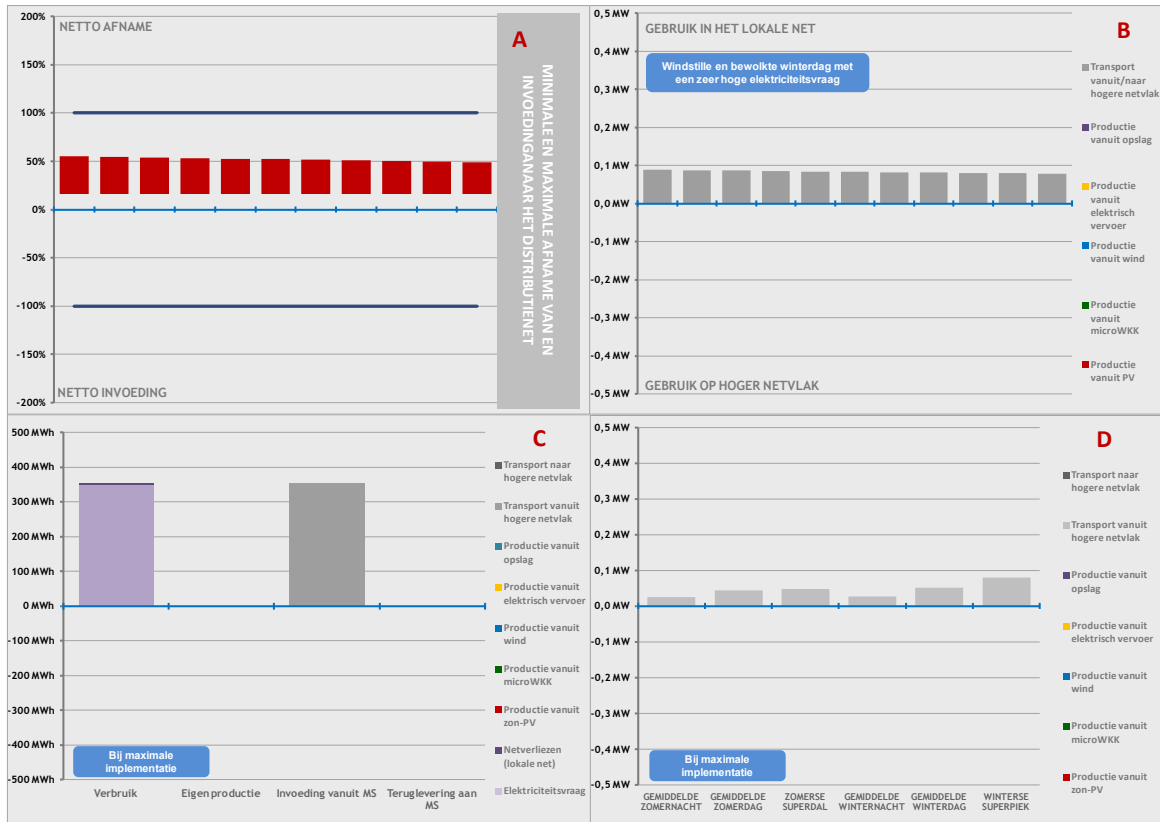
In zijn algemeenheid leidt lokale energieproductie niet noodzakelijk tot minder net. De totale (op jaarbasis) hoeveelheid van het net afgenomen elektriciteit neemt weliswaar af, maar de teruglevering van lokaal geproduceerde elektriciteit kan (bij een hoge penetratie van lokale duurzame productie) in een hoger capaciteitsbeslag op het net resulteren dan het verbruik. Overigens is elk laagspanningsnet anders, zodat de beschreven resultaten indicatief zijn, maar niet representatief voor alle netten.

### 5.5 Het effect van *smart grid* technologie op het net

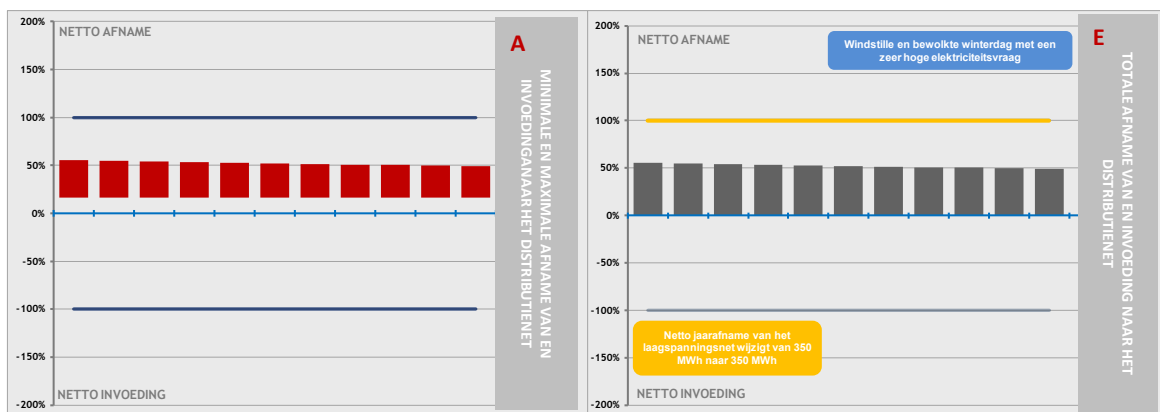
Soortgelijke analyses als in §5.4 zijn gepresenteerd kunnen ook worden uitgevoerd om (globaal) de effecten van de inzet van opslagmiddelen, elektrisch vervoer en vraagrespons op het net te modelleren. Hierbij wordt eveneens gebruik gemaakt van het in §5.3 geschetste referentienet.

De genoemde technologieën kunnen worden ingezet om het eigen verbruik beter te laten aansluiten bij de lokale productie. Dit kan op tweeërlei wijze:

1. Op momenten dat het verbruik hoger is dan de eigen productie kan het verbruik worden verminderd (en al dan niet worden verschoven naar een ander moment). Dit vormt de kern van het begrip ‘vraagrespons’.



Figuur 20. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens waarbij afnemers hun elektriciteitsvraag tijdens de superpiek reduceren. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.



Figuur 21. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens waarbij afnemers hun elektriciteitsvraag tijdens de superpiek reduceren. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.

2. Op momenten dat lokaal meer elektriciteit wordt geproduceerd dan wordt verbruikt, kan een deel worden tijdelijk opgeslagen. Dit kan via batterijsystemen of mogelijk ook door op

sommige momenten de accu's van elektrische auto's hiervoor (gedeeltelijk) te gebruiken. Omdat voor opslag conversie van elektriciteit naar chemische energie nodig is en terugconversie op een later moment, brengt dit wel conversieverliezen met zich mee (die zich onder meer vertalen in een hoger elektriciteitsverbruik).

### 5.5.1 Beïnvloeding van het vraagprofiel met vraagrespons

#### *Inzet van vraagrespons tijdens de piek*

Wanneer afnemers ertoe bewogen kunnen worden<sup>180</sup> om hun elektriciteitsafname gedurende piekmomenten te reduceren, vakt het afnameprofiel af zodat ook de maximaal noodzakelijke transportcapaciteit daalt (die immers in de referentiesituatie vooral gerelateerd is aan het piekverbruik). Zie hiervoor Figuur 20 en Figuur 21.

Op basis van Figuur 20 en Figuur 21 kan het volgende worden geconcludeerd:

- Zoals verwacht leidt de inzet van vraagrespons op piekmomenten tot een reductie van de transportbehoefte (zie Figuur 20-A). De totale elektriciteitsafname gedurende het jaar blijft hierbij overigens gelijk (zie Figuur 21-E) zodat de reductie op andere momenten wordt gecompenseerd.<sup>181</sup>
- De minimaal benodigde netcapaciteit wordt door de vraagrespons niet beïnvloed (zie Figuur 20-A). Vraagrespons heeft immers vooral economische waarde op momenten dat elektriciteit duur is, dus tijdens piekmomenten (in het elektriciteitssysteem).

### 5.5.2 Beïnvloeding van het vraagprofiel met elektrisch vervoer

#### *Vraagtoename door elektrisch vervoer*

Wanneer in de wijk grootschalig elektrisch vervoer wordt geïmplementeerd, leidt dit allereerst tot een (aanzienlijke) stijging van de elektriciteitsvraag.<sup>182</sup> Het effect op de netbenutting is afhankelijk van de laadstrategie. In Figuur 22 en Figuur 23 worden de modelresultaten weergegeven.

---

<sup>180</sup> In deze studie wordt voorbijgegaan aan de vraag met welke financiële prikkels, prijsstructuren of tarifieringsconcepten deze vraagrespons wordt gerealiseerd, welke actoren bij een efficiënte werking hiervan zijn betrokken en in hoeverre hiervoor additionele regelgeving hiervoor benodigd is. Zie hiervoor bijvoorbeeld Rudi Hakvoort en Annelies Huygen, *Sturen op het gebruik van lokale energienetten*, D-Cision en TNO, 2012.

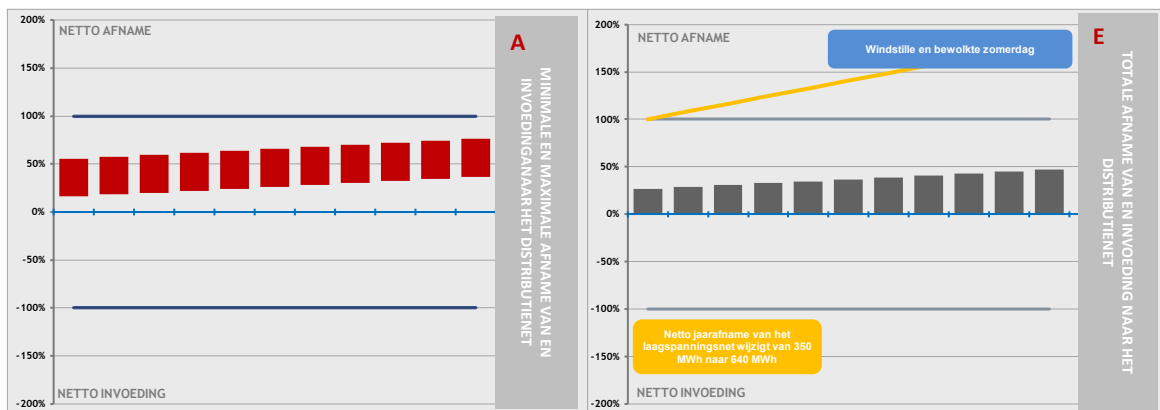
<sup>181</sup> Dit volgt overigens uit een gehanteerde veronderstelling in het model die vraagrespons interpreteert als vraagverschuiving. In de praktijk blijkt uitgestelde energievraagverschuiving niet altijd op een later moment wordt ingehaald, zodat dit ook tot enige (absolute) energiebesparing leidt.

<sup>182</sup> Ruwweg stijgt het elektriciteitsverbruik met circa 2.900 kWh tot 6.400 kWh per huishouden op jaarbasis (uitgaande van een geschatte 15.000 km die elk huishouden jaarlijks aflegt). Deze schatting gaat er overigens vanuit dat de accu's steeds vanaf de huisaansluiting worden geladen, en dus geen gebruik wordt gemaakt van oplaadpunten elders. In de praktijk vormt de berekening daarmee een overschatting.





Figuur 22. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens die alle overgaan op elektrisch vervoer (waarbij de auto's gemiddeld genomen continu worden geladen). Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.



Figuur 23. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens die alle overgaan op elektrisch vervoer (waarbij de auto's gemiddeld genomen continu worden geladen). Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.

In Figuur 23-E is zichtbaar hoe de elektriciteitsvraag geleidelijk toeneemt. In Figuur 22-A wordt weergegeven wat het effect is op de minimale en maximale netbelasting.

#### Laden van elektrisch vervoer met zelf geproduceerde elektriciteit

Wanneer ervan wordt uitgegaan dat alle huishoudens voor 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen op het dak van hun woning leggen en gezamenlijk 25 microwindturbines aanschaffen, en het laden van de elektrische auto's alleen plaatsvindt op de uren overdag dat zij zelf elektriciteit produceren

dan wel 's nachts (op alle uren), dan kan het afnameprofiel van het net worden afgevlakt.<sup>183</sup> De resultaten hiervan zijn weergegeven in Figuur 24 en Figuur 25.

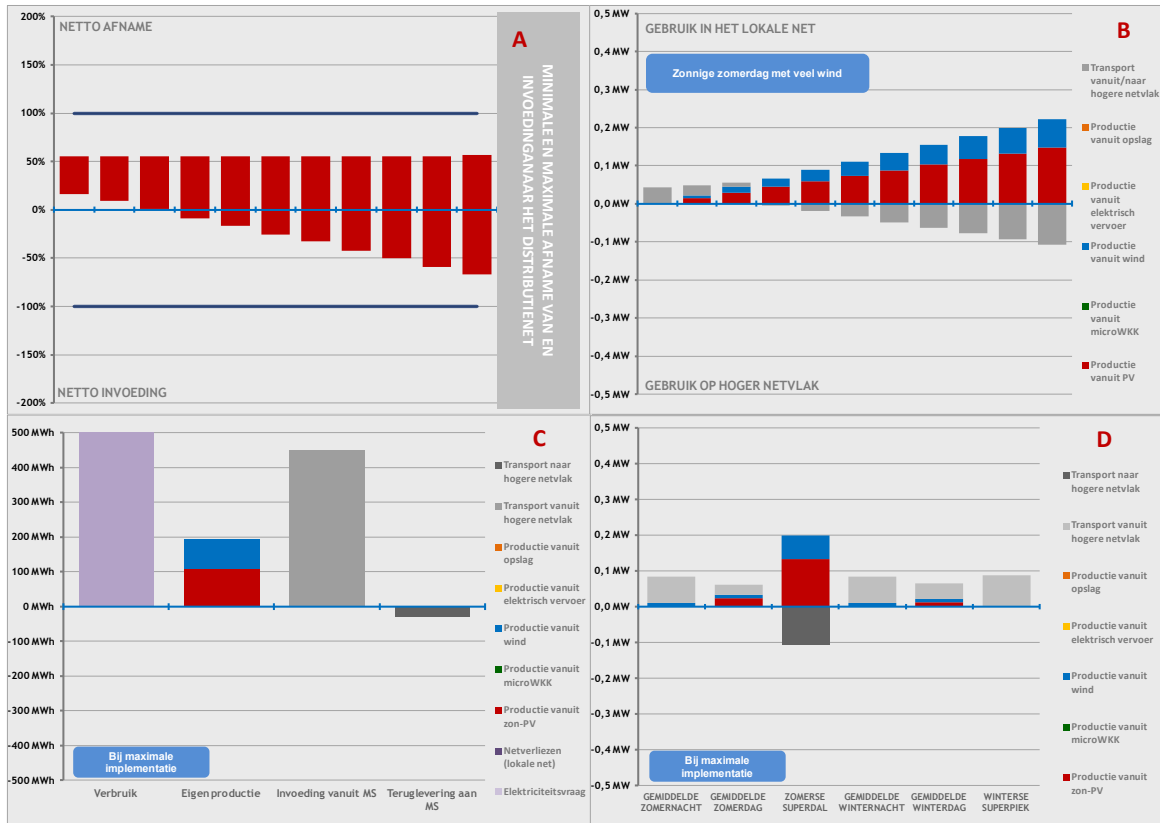
Uit Figuur 24 en Figuur 25 kan het volgende worden afgeleid:

- In het stijgende elektriciteitsverbruik door de elektrische auto's wordt gedeeltelijk voorzien door de toenemende lokale elektriciteitsproductie. Hierdoor is (op jaarbasis) minder extra elektriciteit vanuit het net nodig dan in de vorige situatie (met elektrisch vervoer maar zonder lokale productie; zie Figuur 25-E).
- Als gevolg van de lokale productie neemt de maximale afname van het net slechts nauwelijks toe (zie Figuur 24-A).<sup>184</sup>
- Op enkele uren blijkt nog voldoende geproduceerde elektriciteit beschikbaar om terug te leveren aan het net, hoewel dit niet langer tot een hoge netbelasting leidt (vergelijk Figuur 24-A met Figuur 14-A).
- Interessant aan deze resultaten is dat door een slimme afstemming van regelbaar verbruik (zoals het laden van elektrische auto's) met eigen productie, de (extra) afname van het net kan worden beperkt. Vanzelfsprekend moet hierbij aangetekend worden dat de afnemers zich wel consequent aan zo'n laadstrategie moeten houden. In het geval men (gezamenlijk) de accu's gaat laden wanneer geen lokale elektriciteitsproductie beschikbaar is, komen toch de (hogere) maximale transporten uit Figuur 22-A in beeld.

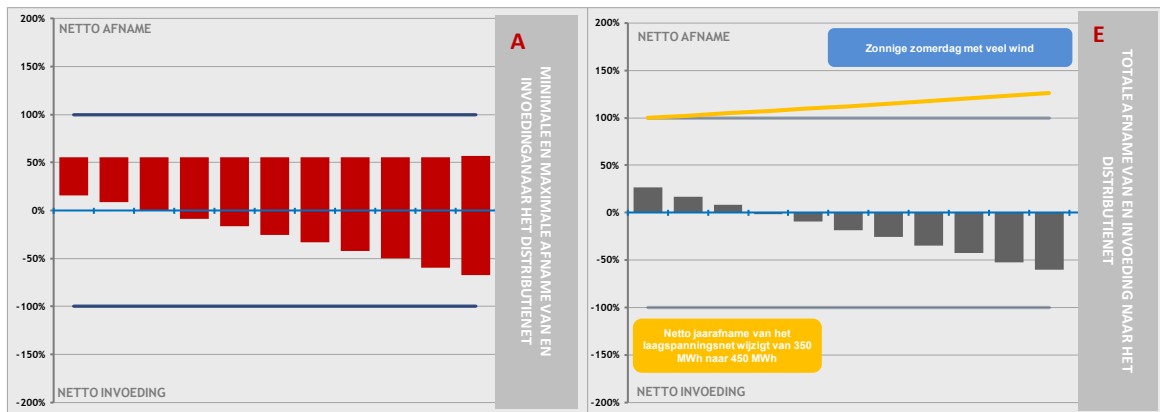
---

<sup>183</sup> Deze modelrun betreft vooral een gedachte-experiment om het effect van een (extreem) aangepaste laadstrategie inzichtelijk te maken. Omdat de uren van duurzame elektriciteitsproductie niet evenredig door het jaar zijn verdeeld, kan het dus voorkomen dat gedurende een week of langer noch windvermogen noch zonvermogen beschikbaar is. In dat geval rest het de afnemers (volgens de voorgestelde strategie) enkel om hun elektrische auto's 's nachts te laden.

<sup>184</sup> In Figuur 23-A is een lichte stijging van de maximale afname van het net zichtbaar. Deze stijging is een gevolg van de wijze van modelleren, waarbij wordt uitgegaan van een vlak laadprofiel gedurende alle perioden met beschikbaar windvermogen of zonvermogen en gedurende de nachtelijke uren. Omdat de 25 microwindturbines slechts een beperkt vermogen leveren, maar het model wel een vaste laadstroom gedurende deze uren veronderstelt, stijgt de afname vanuit het net gedurende windrijke dagen zonder veel elektriciteitsproductie vanuit de zonnepanelen.



Figuur 24. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens die alle over een elektrische auto en 10 m2 zonnepanelen beschikken alsmede gezamenlijk over 25 microwindturbines. De elektrische auto's worden alleen 's nachts geladen en overdag als zelf opgewekte elektriciteit beschikbaar is. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.



Figuur 25. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens die alle over een elektrische auto en 10 m2 zonnepanelen beschikken alsmede gezamenlijk over 25 microwindturbines. De elektrische auto's worden alleen 's nachts geladen of overdag als zelf opgewekte elektriciteit beschikbaar is. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.

### 5.5.3 Beïnvloeding van het vraagprofiel met opslagmiddelen

#### *Inzet van opslagmiddelen om geproduceerde elektriciteit voor eigen gebruik te benutten*

Een laatste mogelijkheid die wordt geanalyseerd betreft de situatie dat alle huishoudens behalve 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen op het dak en gezamenlijk 25 microwindturbines bezitten, ook beschikken over opslagmiddelen in de vorm van 25 loodzwavelzuuraccu's (elk met een piek-

capaciteit van 1 kW). Inzet van de opslag maakt het mogelijk om de duurzaam geproduceerde elektriciteit die niet direct kan worden benut, tijdelijk op te slaan om op een later moment voor eigen gebruik in te zetten. De resultaten zijn weergegeven in Figuur 26 en Figuur 27.

Een vergelijking van Figuur 26 en Figuur 27 met Figuur 14 en Figuur 15 leidt tot de volgende constatering:

- Door de overtollige geproduceerde duurzame elektriciteit tijdelijk op te slaan, kan de teruglevering aan het net aanzienlijk worden beperkt (zie Figuur 26-C). Het blijkt wel dat de ingestelde accu-capaciteit nog onvoldoende is om alle teruglevering te voorkomen, zodat het net soms nog steeds als buffer dienst doet.
- Als gevolg van de opslag daalt de benodigde capaciteit voor teruglevering aan het net (zie Figuur 26-A). De maximale afname van het net blijft onveranderd.

#### 5.5.4 Conclusies

Op basis van modelberekeningen van de benodigde netcapaciteit in een laagspanningsnet kunnen een aantal bevindingen worden geformuleerd. Allereerst blijkt dat het effect van het laden van elektrische auto's in de wijk op de benodigde transportcapaciteit fors kan zijn. Wel wordt deze beïnvloed door de gehanteerde laadstrategie. Als de accu's bijvoorbeeld vooral worden geladen wanneer tegelijkertijd lokaal geproduceerde elektriciteit beschikbaar is, vermindert de behoefte aan afname van het net (voor het laden van de elektrische auto's) en de behoefte aan teruglevering (van overtollige lokaal geproduceerde elektriciteit).

In zijn algemeenheid kunnen lokale opslagmiddelen (zoals elektrische auto's of *stand alone* accu's) de teruglevering vanuit de wijk aan het hogere netvlak reduceren en daarmee de extra noodzakelijke netcapaciteit inperken. Ditzelfde geldt voor de inzet van vraagrespons, waarmee de piekafname van het net kan worden beïnvloed.

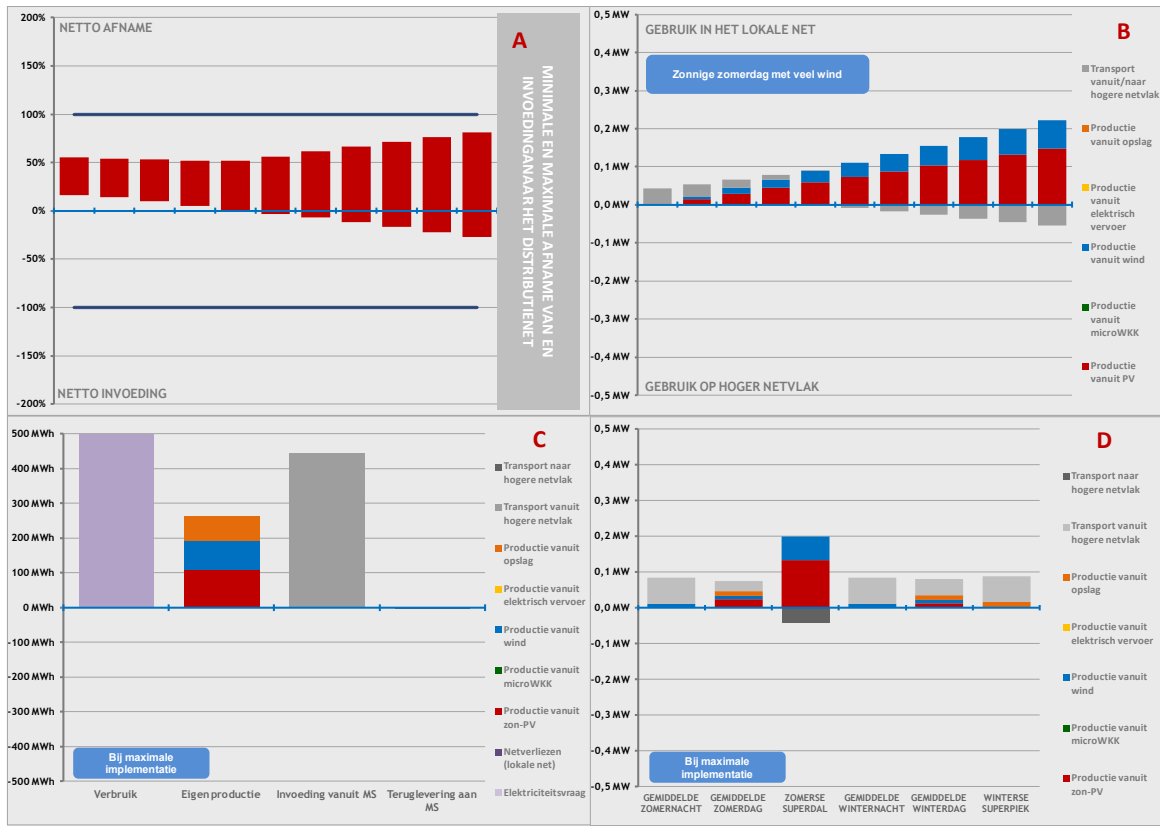
In theorie kan *smart grid* technologie zoals de inzet van vraagrespons en opslagmiddelen tot een meer efficiënte benutting van het net leiden. Het succes hiervan hangt af van de precieze mix van lokale technologie en is daarbij sterk afhankelijk van het gedrag van de aangesloten afnemers. Alleen wanneer vraagrespons en opslag stuurbaar zijn én de afnemers zich systematisch aan de optimale strategie (voor vraagreductie, laden van elektrisch vervoer en de inzet van de opslagmiddelen) houden, kunnen (op termijn) besparingen worden gerealiseerd.<sup>185</sup> Wanneer gebruikers zich hier niet (of: niet altijd) aan houden, zullen de potentiële netbesparingen veel beperkter of non-existent zijn.

Uit case studies in het Verenigd Koninkrijk en Finland blijkt dat inderdaad potentiële netbesparingen in geval van de decentrale productie mogelijk zijn, maar deze erg variëren. Ze zijn onder meer afhankelijk van het penetratieniveau van decentrale productie, de concentratie hiervan, het aandeel intermitterende opwekking en het type net (stedelijk of landelijk gebied).<sup>186</sup> Op basis van case studies voor respectievelijk Duitsland, Spanje en Nederland is berekend dat in theorie besparingen in de orde van grootte van 5–10% van de totale

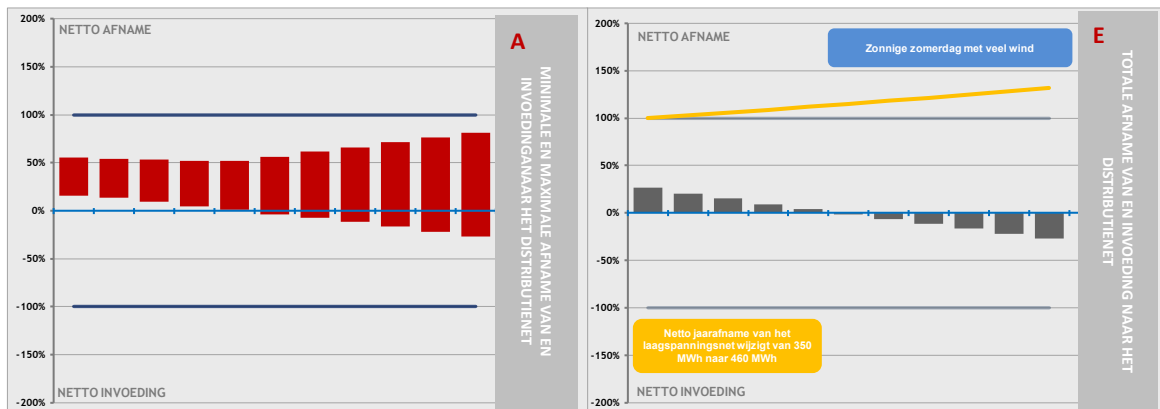
<sup>185</sup> De besparingen hebben vooral de vorm van uitgestelde netverzwaringen. Zolang de transporten de beschikbare capaciteit van het laagspanningsnet niet overstijgen, zijn er enkel financiële voordelen in de vorm van iets lagere netverliezen (die afhankelijk zijn van de belasting van de kabels). De financiële effecten hiervan zijn in dit rapport verder niet gekwantificeerd.

<sup>186</sup> J. de Jooode, J.C. Jansen, A.J. van der Welle en M. Scheepers, *Increasing penetration of renewable and distributed electricity generation and the need for different network regulation*, Energy Policy 37, 2009, 2907-2915.

distributiekosten kunnen worden behaald.<sup>187</sup> Op dit moment lopen verschillende projecten in proeftuinen om deze berekende resultaten in de praktijk te toetsen.



Figuur 26. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens met elk 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen en gezamenlijk 25 microwindturbines en 25 loodzwavelzuuraccu's. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.



Figuur 27. Grafische weergave van de benutting van een laagspanningsnet met 100 huishoudens met elk 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen en gezamenlijk 25 microwindturbines en 25 loodzwavelzuuraccu's. Zie voor een nadere toelichting op de figuren pagina 83.

<sup>187</sup> R. Cossent, L. Olmos, T. Gómez, C. Mateo, F. Nieuwenhout, en Ö. Özdemir, *The role of alternative network response options in minimising the costs of DG integration into power networks*, deliverable 6 of the IEE Improgres project, 2010.

## 5.6 Nettarieven die rekening houden met de effecten van lokale invoeding

### 5.6.1 Welke onderscheidende methoden zijn mogelijk?

In deze paragraaf inventariseren we methoden om de effecten die lokale invoeding heeft op het net op een geschikte wijze in de tariefsystematiek tot uitdrukking te brengen. Op dit moment richt de tariefsystematiek zoals we die momenteel in Nederland kennen zich vooral op tarifiering van het verbruik.<sup>188</sup> Hier gaan we uit van een tariefsystematiek waarbij de transporttarieven slechts in rekening worden gebracht voor afname van elektriciteit en niet voor invoeding. Als men wil proberen om, uitgaande van deze tariefsystematiek, de waarde die lokale invoeding biedt in de tarieven tot uitdrukking te brengen, zijn daarvoor grofweg drie manieren denkbaar, die hieronder beschreven worden.<sup>189</sup>

1. *Implementatiemethode 1. Correctie op het bestaande transporttarief (voor afname) op basis van karakteristieken voor invoeding en/of afname.*

De eerste mogelijkheid is om de bestaande tariefstructuur in beginsel te handhaven, maar daarbinnen aan afnemers die ook elektriciteit op het net invoeden, een correctie te bieden op het (standaard) transporttarief (voor afname).

2. *Implementatiemethode 2. Aangepast transporttarief (voor afname) op basis van karakteristieken voor invoeding en/of afname.*

Een tweede mogelijkheid is om de bestaande tariefcategorieën te handhaven, maar de tariefstructuur van het transporttarief (voor afname) aan te passen. Voor invoedende afnemers zou dit (kunnen) betekenen dat het transporttarief (voor afname) afhankelijk gemaakt wordt van zowel de van het net afgenomen elektriciteit als de op het net ingevoede elektriciteit.

3. *Implementatiemethode 3. Introduceren van een afzonderlijke tariefgroep met aangepaste tariefstructuur.*

Ten slotte is het mogelijk om voor invoedende afnemers verschillende (nieuwe) tariefcategorieën te definiëren en voor deze (nieuwe) categorieën een bijpassende tariefstructuur vast te stellen. Rond invoedende kleinverbruikers gaat het dan om nieuwe (deel)categorieën binnen de groep van de op het laagspanning aangesloten afnemers. Voor zo'n (deel)categorie kan dan een afzonderlijk tarief gelden dat afwijkt van het tarief voor de andere op deze netten aangesloten afnemers.

In alle gevallen geldt dat de totale tariefopbrengsten voldoende moeten blijven om de totale netkosten te dekken. Dus indien 'tarieven op maat' tot lagere nettarieven voor invoedende afnemers zouden leiden, zal dat samengaan met netto hogere transporttarieven voor de andere afnemers.<sup>190</sup> Ook over de wijze waarop gezorgd wordt dat de totale inkomsten van netbe-

<sup>188</sup> Hoewel de Elektriciteitswet 1998 rekening houdt met een transporttarief voor zowel invoeding als afname, geldt sinds 2004 feitelijk geen tarief voor invoeding meer voor de netvlakken EHS en HS, terwijl voor de overige netvlakken nooit een invoedtarief gegolden heeft vanwege het ontbreken van een tariefdrager ervoor (zie verder voetnoot 201). Dit betekent dat momenteel een producent van elektriciteit alleen een transporttarief betaalt voor de afname van het net, niet voor de invoeding.

<sup>189</sup> De beschreven aanpak loopt parallel met die voor passende tarieven voor grootverbruikers (zie §4.3)

<sup>190</sup> Op dit moment schrijft de Tarieencode voor hoe de netkosten aan de verschillende netvlakken worden toegerekend (zie met name Artikel 3.6.3 Tarieencode). Binnen een netvlak worden de kosten vervolgens over alle op dat netvlak aangesloten gebruikers uitgesmeerd. Als de door invoedende kleinverbruikers betaalde tarieven dalen, betekent dat dus dat de andere gebruikers op de

heerder(s) gelijk blijven, zal een keuze gemaakt moeten worden. Bijvoorbeeld: wordt er alleen geschoven tussen afnemers op hetzelfde netvlak of is er ruimte voor een (al dan niet omgekeerde) ‘cascadering’ van de verevening van speciale tarieven?

In het bijzonder bij de eerste en derde genoemde implementatiemogelijkheid van een speciaal tarief moeten de afnemers die daarvoor in aanmerking komen, eenduidig kunnen worden aangewezen. Hierbij is dus van belang om eenduidig vast te stellen voor welke afnemers deze speciale tarieven van toepassing zijn. Bij voorkeur worden zulke ‘terugleveranciers’ op basis van heldere (technische) criteria aangewezen.

Daarnaast zullen er (bij alle implementatiemethoden) één of meer aangrijpingspunten gevonden moeten worden om het speciale tarief of de korting objectief te bepalen. Ook hierbij wordt bij voorkeur teruggegrepen op de technische karakteristieken die corresponderen met de (gunstige) effecten van invoeding op de net- en systeemkosten. Het is immers een eis dat de nettarieven op kosten georiënteerd zijn.

### 5.6.2 Wie komt in aanmerking voor een speciale regeling?

De eerste keuze is de afbakening van de categorie die in aanmerking komt voor een speciaal tarief, hetzij door middel van een correctie op het normale tarief, hetzij als aparte tarief-categorie. De verschillende opties zijn in Tabel 7 opgenomen. Voor het leesgemak duiden we de ‘voor een speciale regeling in aanmerking komende aangeslotenen’ kort aan met de term ‘terugleveranciers’.

De eerste vier criteria betreffen in zekere zin (oplopende) gradaties van de wie voor een speciale regeling in aanmerking mag komen:

- Het eerste criterium omvat iedereen die achter zijn aansluiting elektriciteit produceert, ook al is er geen enkel moment waarop dat leidt tot een fysieke invoeding op het net vanuit zijn aansluiting. Anders gezegd: zelfs een producerende afnemer die zijn eigen productie steeds (volledig) zelf verbruikt zou onder het eerste criterium vallen. Daarnaast vallen natuurlijk alle producerende afnemers die op enig moment invoeden onder het eerste criterium.
- Het tweede criterium uit de tabel doelt op alle afnemers die op enig moment fysiek op het invoeden. Dit betekent dat deze afnemers voor één of meer uren meer elektriciteit produceren dan zij zelf gebruiken en dus feitelijk gaan terugleveren.
- Het derde criterium perkt deze groep verder in: onder dat criterium komen alleen die producerende afnemers in aanmerking voor een speciale regeling die op jaarbasis meer op het net invoeden (‘terugleveren’) dan ze (in totaal) van het net afnemen. Per saldo zijn dit dus ‘invoeders’, maar dat laat onverlet dat ze op het ene moment afnemen en op het andere invoeden.
- Het vierde criterium vormt een andersoortige inperking van de groep van het tweede criterium. In dit geval wordt een aantal uren dat men invoedt op het net als ‘drempel’ genomen. Dit zou men kunnen relateren aan de totale tijd (aantal uren) dat een producerende afnemer invoedt op het net, of aan een soort virtuele bedrijfstijd: het totaal

---

betreffende netvlakken meer gaan betalen. De afnemers op de andere netvlakken merken daar verder niets van.

Indien het wenselijk is om de compensatie voor de tariefvermindering voor invoeding evenredig over alle netgebruikers te verdelen, moeten de gewijzigde tarieven afzonderlijk worden gecascadeerd. Dit houdt dus een wijziging van de cascadesystematiek in.

aan ingevoede energie op jaarbasis gedeeld door de aansluitcapaciteit. Zo'n maat zal natuurlijk afhangen van de productietechnologie<sup>191</sup>, de soort netaansluiting alsook van de karakteristieken van het eigen verbruik van de producerende afnemer, omdat pas op het net ingevoerd wordt zodra de eigen productie het eigen verbruik overschrijdt.

De volgende twee criteria beschouwen vooral wat er op specifieke momenten, namelijk de piekmomenten, gebeurt:

- Volgens het vijfde criterium komen die producerende afnemers in aanmerking voor een speciale regeling die juist op piekmomenten invoeden op het net. Dit is een ietwat bewerklijker criterium omdat vastgesteld (en gecommuniceerd) moet worden wat die piekmomenten precies zijn. De idee is in ieder geval dat afnemers aan het net bijdragen (en dit hierdoor ontlasten) op het moment dat sprake is van maximale transporten.
- Het zesde criterium ligt in het verlengde van het vorige, maar richt zich op vraagreductie tijdens de piek (in tegenstelling tot fysieke invoeding). Hoewel dit eenzelfde dempende effect heeft als extra (eigen) productie of invoeding, vormt het in zijn uitwerking een lastig criterium. Want hoe kan bepaald worden of iemand 'minder elektriciteit afneemt dan hij anders gedaan zou hebben'? Ook zal hier – net als bij de grootverbruikers met een 'atypisch profiel' – een soort van drempel bepaald moeten worden hoeveel lager het verbruik tijdens de piek dan moet zijn ten opzichte van het referentiegebruik.

Het laatste criterium, fysieke nabijheid, is ook complex. Dit hangt allereerst samen met de vereiste 'afstandsberekening', die gerelateerd is aan de 'elektrische afstand' (en niet aan de geografische afstand).<sup>192</sup> Verder kan nog onderscheiden worden of het om alle elektriciteitsproductie gaat, of enkel om eigen elektriciteitsproductie. Als het moet gaan om 'eigen' productie dichtbij 'eigen' verbruik voegt zich een geheel nieuwe dimensie in de discussie, namelijk de juridisch-institutionele definitie die 'bepaalt' wat beschouwd moet worden als 'eigen'.

---

<sup>191</sup> Zo heeft een zonnepaneel in Nederland ongeveer een 'bedrijfstijd' van circa 800 uur en een windmolen van ongeveer 2.000 uur. Anders gezegd: hun jaarproductie komt overeen met 800 uur respectievelijk 2.000 uur productie op hun nominale vermogen.

<sup>192</sup> De elektrische afstand is de afstand die elektriciteit volgt om van productie naar verbruik te komen. Het pad hiervoor is vanzelfsprekend afhankelijk van de ligging van de elektriciteitskabels. Een complicerende factor is dat aansluitende huizen op verschillende fasedraden van het laagspanningsnet kunnen zijn aangesloten, zodat de kortste elektrische weg via het transformatorhuisje loopt.



Tabel 7. Mogelijke afnamekarakteristieken die als onderscheidend criterium voor een specifieke regeling voor terugleverende afnemers gehanteerd kunnen worden ('Wat is een terugleverancier?')

Criteriaum	Beschrijving	Opmerkingen
<b>Virtuele terugleverancier</b>	<i>Alle afnemers die zelf elektriciteit opwekken worden als terugleverancier aangemerkt (zelfs als nooit fysieke netto teruglevering op de aansluiting plaatsvindt).</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Alle afnemers met eigen productie worden als terugleverancier aangemerkt, ongeacht of er momenten zijn waarop de eigen productie hoger is dan het eigen verbruik.</li> <li>✓ Omdat virtuele teruglevering zich niet altijd vertaalt in een fysiek elektriciteitstransport vanaf de afnemer naar het net, zal op een andere wijze moeten worden bepaald of een afnemer een virtuele terugleverancier is.</li> </ul>
<b>Teruglevering</b>	<i>Afnemers die op enig moment elektriciteit op het net invoeden, worden als terugleverancier aangewezen.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Wanneer geen ondergrens (of een zeer lage ondergrens) wordt gehanteerd, zullen de meeste afnemers die (met bijvoorbeeld zonnepanelen) elektriciteit produceren, als terugleverancier worden aangemerkt.</li> <li>✓ In theorie zegt dit nog weinig over de netto afname (of teruglevering) en het netto afnameprofiel.</li> </ul>
<b>Netto teruglevering</b>	<i>Afnemers die gemiddeld op jaarbasis elektriciteit aan het net leveren, worden als terugleverancier aangewezen.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Alleen afnemers die op jaarbasis meer elektriciteit aan het net terugleveren dan zij van het net gebruiken, worden als terugleverancier aangemerkt. Dit betekent in de praktijk dat deze afnemers op sommige momenten van het net afnemen en op andere momenten op het net invoeden.</li> <li>✓ In principe gebruiken deze afnemers het net als elektriciteitsbuffer (virtuele opslag).</li> </ul>
<b>Duur van de invoeding</b>	<i>Afnemers gedurende een vastgestelde tijdsperiode elektriciteit op het net invoeden, worden als terugleverancier aangewezen.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Het criterium betreft teruglevering aan het net gedurende een vastgesteld aantal uren per jaar.</li> <li>✓ Voor de tijdsperiode kunnen verschillende definities worden gehanteerd, zoals de virtuele bedrijfstijd (totale invoeding gedeeld door de capaciteit van de aansluiting) of het aantal uren dat de meetinrichting invoeding op het net (teruglevering) registreert (ongeacht de omvang hiervan).</li> <li>✓ Een criterium gerelateerd aan de bedrijfstijd komt qua aard overeen met het tarief dat in rekening wordt gebracht bij afnemers met een bedrijfstijd lager dan 600 uur op jaarbasis.<sup>193</sup></li> </ul>

<sup>193</sup> Vanwege de relatief lage bedrijfstijd van zonnepanelen (gedefinieerd als de geproduceerde elektriciteit op jaarbasis gedeeld door de piekproductie van de installatie) zal een criterium van teruglevering met een minimale bedrijfstijd (van de teruglevering!) van meer dan 600 uur ertoe leiden dat het overgrote deel van alle afnemers met zonnepanelen niet als terugleverancier wordt aangemerkt.

criterium	Beschrijving	Opmerkingen
<b>Teruglevering tijdens piekuren</b>	<i>Afneemers die gedurende de piekuren een significante hoeveelheid elektriciteit aan het net terugleveren, kunnen als terugleverancier worden aangewezen.</i> <sup>194</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ De teruglevering gedurende de piekuren houdt in dat een afnemer tijdens tenminste een vastgesteld percentage van de piekmomenten voor het systeem aan het systeem teruglevert.</li> <li>✓ Qua piekmomenten kan gedacht worden aan piekafname (op systeemniveau) of piektransport (in bijvoorbeeld het lokale net). Aangezien de waarde van teruglevering bij een hoge systeemvraag zich in principe al in de hoogte van de terugleververgoeding (prijs) verdisconteert, ligt het meer voor de hand om de piekuren aan het transportsysteem te relateren.</li> </ul>
<b>Vraagreductie tijdens piekuren</b>	<i>Afneemers die gedurende de piekuren een significant lagere hoeveelheid elektriciteit van het net afnemen, kunnen als terugleverancier worden aangewezen.</i> <sup>195</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Om een verlaagde afname vast te stellen kan ofwel een normafname (voor een standaardgebruiker) worden vastgesteld, ofwel kan gebruik worden gemaakt van historische afnameprofielen (zij het dat beide wellicht lastig zijn vast te stellen), ofwel kunnen hiervoor markten worden opgericht, zoals een impliciete veiling waarbij het niet bijdragen aan congestie vanwege vraagreductie wordt beloond met een lagere elektriciteitsprijs.<sup>196</sup></li> <li>✓ Een verminderde piekafname hoeft niet te impliceren dat afneemers op jaarbasis ook minder elektriciteit afnemen.</li> </ul>
<b>Fysieke nabijheid</b>	<i>Afneemers die in de fysieke nabijheid van hun verbruik eigen elektriciteitsproductie realiseren, kunnen als terugleverancier worden aangewezen.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Niet zozeer de geografische nabijheid is van belang, maar de 'elektrische nabijheid', dat wil zeggen: de afstand via een elektrisch circuit tot de dichtstbijzijnde elektriciteitscentrale.</li> <li>✓ Een variant is dat alleen afneemers die tegelijk ook producent zijn, zij het op een fysiek andere locatie, als terugleverancier worden aangemerkt.<sup>197</sup></li> </ul>

### 5.6.3 Aangrijpingspunten voor een speciale regeling?

In het geval dat men een speciale tariefregeling voor 'terugleveranciers' wil implementeren, zijn hiervoor verschillende technische uitwerkingen denkbaar. Zo is er het onderscheid tussen de eerder beschreven implementatiemethoden. Er kan voor gekozen worden om voor een specifieke groep een correctie in te voeren op het normale transporttarief (voor afname), waarbij de correctie dan de bijdrage van een 'terugleverancier' aan het net- en systeembeheer weerspiegelt. Aan de andere kant kan ook de tariefstructuur zelf worden aangepast zodat deze

<sup>194</sup> Uit de inventarisatie in §5.4 en 5.5 zal dit vermoedelijk vooral van toepassing op afnemer die elektriciteit terugleveren op basis van microwarmtekracht en eventueel opslagvoorziening (of teruglevering vanuit elektrisch vervoer) dan op basis van zonnepanelen.

<sup>195</sup> Deze optie maakt het mogelijk om vraagrespons (die tot een vraagreductie tijdens de piek leidt) op een soortgelijke wijze te 'belonen' als eigen productie op zo'n moment.

<sup>196</sup> Mogelijk is een dergelijk systeem via een aggregator of *virtual power plant* ook voor kleinere terugleveranciers haalbaar. Zie verder A.J. van der Welle and S.J.G. Dijkstra, *Optimale interactie tussen marktpartijen en netbeheerders in de transitie naar smart grids*, ECN-N--12-014, Amsterdam, 2012.

<sup>197</sup> Bij deze definitie moet ook criteria worden toegepast om de productie op afstand te identificeren en op welke wijze de productie aldaar wel of niet saldeert met het verbruik. In ieder geval maakt deze optie het ook mogelijk om afneemers met een aandeel in een (bijvoorbeeld: collectieve) productie-installatie terugleverancier te maken.

een betere reflectie vormt van de kosten en baten voor het net of het systeem die de afnemers veroorzaken. Het transporttarief voor afname kan dan rekening houden met de effecten van invoeding. Dit kan men ofwel voor de hele (bestaande) tariefcategorie (implementatiemethode 2) of voor een specifieke, kleinere groep (implementatiemethode 3).

In Tabel 8 zijn verschillende aangrijpingspunten voor een speciale regeling opgenomen. Sommige uitwerkingen passen beter bij een tariefcorrectie, andere bij een wijziging van de tariefstructuur, terwijl er ook zijn die voor beide bruikbaar zijn. Bovendien geldt dat niet alle combinaties tussen de definitie van een ‘terugleverancier’ en een technische uitwerking goed bij elkaar passen.

Tabel 8. Mogelijke technische uitwerking van een speciale tariefregeling voor ‘terugleveranciers’ (*‘Welke speciale tariefregeling is op een terugleverancier van toepassing?’*).

Optie	Beschrijving	Mogelijke technische uitwerking
<b>Vast percentage</b>	<i>Terugleveranciers die voor een bijzonder tarief (of een tariefcorrectie) in aanmerking komen, ontvangen een vaste korting.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Terugleveranciers krijgen een vaste korting op het reguliere transporttarief (dan wel een transporttarief dat een dergelijk percentage verlaagd is).</li> <li>✓ Het ‘technische’ criterium voor de korting zit ‘verstopt’ in de definitie van terugleverancier.</li> <li>✓ De korting kan in principe elke waarde tussen 0 en 100 % bedragen (dit laatste komt <i>de facto</i> overeen met een tariefvrijstelling).</li> </ul>
<b>Differentiatie piek/daltarief</b>	<i>Indien het transporttarief differentieert voor afname tijdens piek en dalmomenten, ontvangen terugleveranciers in de piek een korting (vanwege hun lagere afname in de piek).</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Het huidige (capaciteitsgebaseerde) transporttarief is gebaseerd op het maximaal gecontracteerde transportvermogen.</li> <li>✓ Indien deze contractwaarde gedifferentieerd wordt naar verschillende momenten (bijv. dag/nacht of werkdag/weekenddag) kan rekening worden gehouden met het afnameprofiel of de afname tijdens piekmomenten.</li> <li>✓ Conform deze systematiek moeten de transportkosten worden verdeeld tussen de verschillende perioden, waarbij (in principe) ook een negatief transporttarief voor teruglevering tijdens piekmomenten kan worden geïmplementeerd (vooropgesteld dat de totale tariefopbrengsten gelijk blijven aan de totale netkosten).</li> </ul>
<b>Tariefcorrectie op basis van de teruglevering tijdens piekmomenten (absoluut)</b>	<i>Verbruikers die op bepaalde (piek)momenten elektriciteit terugleveren, komen in aanmerking voor een korting op het transporttarief.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Deze optie komt overeen met de ‘differentiatie piek/daltarief’ met dien verstande dat sprake is van een enkel capaciteitstarief maar hierop, afhankelijk van de invoeding tijdens piekmomenten een korting wordt gegeven.</li> <li>✓ De korting kan zowel gebaseerd worden op het gedurende een periode (maand, jaar) maximaal ingevoede vermogen tijdens de piekmomenten (hoe hoger dit vermogen, hoe hoger de korting) als op het aantal kWh dat gedurende deze piekmomenten in het net wordt ingevoerd. In het laatste geval wordt het transporttarief voor terugleveranciers deels capaciteitsgebaseerd (voor het reguliere tarief), deels energieregelatiseerd (voor de tariefreductie).</li> </ul>

Optie	Beschrijving	Mogelijke technische uitwerking
Tariefcorrectie op basis van de teruglevering tijdens piekmomenten (relatief)	<i>Verbruikers die gedurende de systeempiek relatief minder elektriciteit afnemen (dan hun maximum), komen in aanmerking voor een korting op het transporttarief.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Omdat de piekbelasting een maat is voor de noodzakelijke netcapaciteit, dragen afnemers die hun transportbehoefte tijdens de systeempiek reduceren bij aan het verminderen van de behoefte aan netuitbreiding.</li> <li>✓ Voor de definitie van de systeempiek zijn verschillende mogelijkheden: de maximale transportpiek op het betreffende netvlak (zodat elk netvlak zijn eigen piekmoment kent), de maximale transportpiek in het hele systeem (een enkel piekmoment voor het hele systeem) of de maximale systeemvraag (die niet hoeft samen te vallen met de maximale transportpiek, aangezien deze laatste het saldo betreft tussen verbruik en (eigen) productie).<sup>198</sup></li> <li>✓ Bij een relatieve implementatie van de teruglevering kan ook een verminderde afname door vraagrespons worden beloond.</li> </ul>
Tariefcorrectie op basis van de invoedingsperiode	<i>Terugleveranciers mogen hun productie boven een bepaalde drempelperiode in mindering brengen op transportcapaciteit.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Een mogelijke implementatie kan plaatsvinden op basis van een invoedingduurkromme van de lokale productie: Hoe meer uren netto invoeding, hoe hoger de reductie van het (capaciteitsgebaseerde) transporttarief.</li> </ul>
Tariefstaffeling	<i>Het transporttarief voor terugleveranciers wordt progressief gestaffeld.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Het capaciteitstarief voor gebruikers wordt gestaffeld, waarbij de kosten per kW hoger worden bij een hoger gecontracteerd vermogen.</li> </ul>
Lokale energiebalans	<i>Het transporttarief voor terugleveranciers wordt gerelateerd aan het lokale productie/afnamesaldo.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Omdat regio's met een vraagoverschot netto elektriciteitsimporteur zijn, draagt productie in deze regio bij aan een vermindering van de netkosten. Zulke regio's kunnen in principe op jaarbasis worden aangewezen.</li> <li>✓ De definitie van de regio (met name geografische bepaling hiervan) is van invloed op het saldo van productie/afname, wat definiëring lastig maakt.</li> <li>✓ De korting moet op de één of andere wijze gerelateerd worden aan het daadwerkelijk gerealiseerde productie/afnamesaldo (waarbij de bijdrage van de terugleveranciers hieraan moet worden gekwantificeerd).</li> </ul>
Differentiatie voor het systeem-dienstentariëf	<i>Terugleveranciers kunnen in aanmerking komen voor een verlaagd systeemdienstentariëf.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Op dit moment is het systeemdienstentariëf gerelateerd aan het verbruik. Eventueel kan de waarde hiervan progressief worden gestaffeld, of kan het systeemdienstentariëf ook capaciteitsgebaseerd worden geïmplementeerd (zie hoofdstuk <b>Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.</b>).</li> </ul>

De in Tabel 8 beschreven opties laten zich verschillend combineren met de implementatiemethoden of een bepaalde afbakening van wie in aanmerking komt voor een speciale regeling.

<sup>198</sup> Omdat in laagspanningsnetten in de meeste (niet: alle!) gevallen de capaciteit van de MS/LS distributietransformator het eerste beperkend wordt voor de transportcapaciteit, ligt het voor de hand om als onderscheidend criterium de transportcapaciteit op het betreffende netvlak te kiezen. Evenwel, dit leidt er in theorie toe dat voor elke wijk andere transportwaarden worden gehanteerd (wat kan leiden tot verschillende kortingen voor afnemers met soortgelijke teruglevering in verschillende wijken).

- ✓ De eerste optie, een 'korting' met een vast percentage, past goed als tariefcorrectie maar kan ook vorm krijgen via een nieuwe tariefcategorie waarbij weliswaar de bestaande tariefdragers gehandhaafd blijven, maar het bedrag per tariefdrager verlaagd wordt.
- ✓ De tweede optie differentieert het transporttarief naar de afname tijdens piek- en dal-momenten. De gedachte is dat invoeding of vraagreductie tijdens de piekmomenten waarde heeft voor het net- en systeembeheer en beloond zou moeten worden. Verbruikers die hun elektriciteitsafname door eigen productie of de inzet van vraagrespons of opslagmiddelen tijdens de piek verminderen, worden hiervoor dan via de tarieven beloond. Overigens vormt piek/daldifferentiatie een eerste, zeer eenvoudige implementatie van dynamische net-tarieven. Deze laatste kunnen in de meest complexe vorm volledig tijd- en locatieafhankelijk zijn.
- ✓ De derde en vierde optie grijpen aan bij de (netto) invoeding van afnemers tijdens de piek-momenten. Dat kan binnen de bestaande tariefstructuur door uit te gaan van de feitelijke invoeding tijdens de piek (naast de maximale afname op enig moment). Het zou ook kunnen door slechts bij een specifieke groep het normale tarief te corrigeren waarbij de hoogte van de correctie (korting) afhangt van de invoeding tijdens piekuren. Ongeveer hetzelfde effect kan bereikt worden door een nieuwe tariefcategorie te creëren voor die specifieke groep van invoeders en in hun tariefstructuur rekening te houden met de bijdrage aan het verlagen van het piekverbruik.
- ✓ Regelingen waarbij specifiek gekeken wordt naar het gedrag op bepaalde (piek)uren zijn enigszins bewerkelijk. Een iets eenvoudigere manier om veel uren aan invoeding te waarderen vormt de vijfde optie uit de tabel. De daar geschetste tariefcorrectie op basis van 'invoedingsperiode' komt er in de praktijk op neer dat veel uren aan invoeding beloond worden.<sup>199</sup>
- ✓ De zesde optie, tariefstaffeling, past goed bij de implementatiemethoden 2 en 3. In de tariefstructuur wordt het mogelijk gemaakt dat de hoogte van het tarief (per tariefdrager) varieert, afhankelijk van de omvang van de invoeding.
- ✓ De zevende optie, tariefdifferentiatie op basis van de lokale energiebalans, kent een andersoortig aangrijpingspunt. Hier is niet zozeer het gedrag van de producerende afnemer ('terugleverancier') bepalend, maar zijn locatie binnen het elektriciteitssysteem.<sup>200</sup> Een speciale tariefregeling gebaseerd op locatie zou zijn beslag kunnen krijgen als korting ('prikkel') of zelfs als onderdeel van de tariefstructuur.
- ✓ De laatste optie betreft differentiatie van het tarief voor systeemdiensten. Momenteel bepaalt de Elektriciteitswet 1998 bij wie het tarief voor systeemdiensten in rekening wordt gebracht en dat dit tarief wordt uitgedrukt in een bedrag per (verbruikte) hoeveelheid elektriciteit in kWh. Het ligt niet zo voor de hand om terugleveranciers categorisch vrij te stellen van het betalen voor systeemdiensten (ze maken immers gebruik van het systeem), maar als ze geacht worden een positieve bijdrage te leveren aan het functioneren van het systeem, is het wel verdedigbaar om hiervoor in de tariefstelling te differentiëren. Dit kan

<sup>199</sup> Deze optie vormt een parallel voor het criterium 'bedrijfstijd' in de discussie van een speciale regeling voor grootverbruikers.

<sup>200</sup> De Europese regelgeving verzet zich niet tegen locatieafhankelijke tarieven of locatieafhankelijke prikkels binnen een tariefsysteem.

ofwel door verschillende tariefhoogten te hanteren voor enkel afnemende gebruikers en invoedende gebruikers, ofwel door een soort van teruggave te implementeren.

## 5.7 Juridische inpasbaarheid van een regeling voor lokale invoeding

### 5.7.1 Een afzonderlijk tarief voor (lokale) invoeding

In de vorige paragraaf hebben we in kaart gebracht hoe de effecten van lokale productie en vraagrespons (door bepaalde *smart grid* technologie) op een adequate manier in de tarief in de structuur voor de nettarieven tot uitdrukking gebracht zouden kunnen worden. Eventuele keuzes daarbij kunnen evenwel niet in volledige vrijheid genomen worden. Zij moeten passen binnen de geldende juridische kaders (randvoorwaarden). Op dit laatste gaat deze paragraaf in.

Zoals in hoofdstuk 2 uiteengezet bevat het proces om het gedrag van alle systeemgebruikers te verbinden met voor hen geldende tarieven een aantal stappen. Elke stap kenmerkt zich door verschillende keuzemogelijkheden. In de context van dit hoofdstuk is de vraag relevant of transporttarieven ook voor invoeding op het net in rekening worden gebracht. Als dat zo is, ligt het voor de hand dat in het systeem van tariefvaststelling een verband gezocht wordt tussen de kosten die veroorzaakt worden door invoeding en het invoedingstarief enerzijds en tussen de kosten die veroorzaakt worden door afname en het afnametarief anderzijds. In die systematiek ligt het voor de hand dat kostenverlagende effecten van invoeding (in eerste instantie) meegenomen worden in de vaststelling van de hoogte van het invoedingstarief. Als er alleen een tarief voor afname geldt, zouden alle effecten van lokale invoeding op de net- en systeemkosten, dus ook die van lokale invoeding, in (de structuur van) het tarief voor afname moeten worden meegenomen (als ze überhaupt meegenomen worden).

De Elektriciteitswet 1998 houdt van meet af aan weliswaar rekening met de mogelijkheid van zowel een tarief voor invoeding als een tarief voor afname, maar feitelijk bestaat er alleen een transportafhankelijk tarief voor ‘ontvangst’ van elektriciteit (afname).<sup>201</sup> Er ligt momenteel een wetsvoorstel bij de Eerste Kamer waarin enkel een tarief voor afname van elektriciteit als uitgangspunt wordt neergelegd.<sup>202</sup> Mede hierom concentreren we ons op deze situatie.<sup>203</sup>

<sup>201</sup> Voor invoeding op de netvlakken EHS en HS was in 1999 een tariefdrager vastgesteld (namelijk kWh), waarvoor tot 2004 een landelijk uniform producenten transporttarief (LUP) gold. In 2004 is deze op nihil gesteld en bepaalt artikel 3.4.1 van de Tarieencode dat aan producenten op EHS en HS nul procent van de (som van de) transportafhankelijke kosten van die netten wordt toegerekend, terwijl voor deze en de overige netvlakken 100 % van de netkosten aan ‘verbruikers’ wordt toegerekend. Voor de lagere netvlakken was nooit een tariefdrager voor een tarief voor invoeding vastgesteld, waardoor voor deze netten ook voor 2004 nooit een invoedingstarief gold (zie het Besluit ‘Vaststelling tariefdragers tarieven transport en levering elektriciteit’ van 1 juli 1999, Stc. 1999, nr. 126, welke overigens per 20 juli 2012 is ingetrokken, omdat ter implementatie van de Elektriciteitsrichtlijn 2009/72/EG de verplichting dat de minister de tariefdragers vaststelde, uit lid 3 van artikel 29 Elektriciteitswet 1998 is gehaald).

Voor dit rapport is ook artikel 3.1.3, onderdeel a, van de Tarieencode relevant dat stelt dat bij aansluitingen met een maximale doorlaatwaarde van 3\*80 A het transporttarief enkel ‘per aansluiting’ in rekening wordt gebracht (en niet ook per energierichting). Transportonafhankelijke kosten kunnen wel in rekening gebracht worden bij producenten (zie artikel 3.8 Tarieencode), maar in de vigerende transporttarieven speelt dit geen rol (producenten zijn immers tegelijk ook verbruikers).

Dit betekent dat momenteel een producent van elektriciteit alleen een transporttarief betaalt voor de afname van het net, niet voor de invoeding.

<sup>202</sup> Kamerstukken EK 2012-2013, 33 493, A, Wijziging van de Elektriciteitswet 1998, de Gaswet en de Warmtewet (wijzigingen samenhangend met het Energierapport 2011), artikel I, onderdeel G.

Ook zal de Nederlandse wetgever (en ook de toezichthouder) zich moeten houden aan de geldende Europese regels. De Elektriciteitsrichtlijn 2009/72/EG spreekt zich niet uit over de vraag of er zowel invoedings- als afnametarieven moeten zijn. De richtlijn eist slechts dat systeemgebruikers toegang hebben tot het net. De Elektriciteitsverordeningen (1228/2003 en 714/2009) houden wel rekening met een verdeling van de netkosten over (tarieven voor) producenten en afnemers.<sup>204</sup> De latere verordening (EU) 838/2010 van de Commissie bevat richtsnoeren over die verdeling die inhouden dat in Nederland een eventueel transporttarief voor producenten gemiddeld maximaal 0,5 EUR/MWh zou mogen bedragen. Dit is een relatief beperkt bedrag, wat betekent dat ook met een eventueel producententarief het grootste deel van de netkosten bij afnemers in rekening zal worden gebracht.

### 5.7.2 Invoeding en het transporttarief voor elektriciteitsafname

De eerste vraag die we moeten beantwoorden is dus of men in een *afnametarief* rekening mag houden met karakteristieken van de *invoeding* door die afnemer. De Europese regels lijken zich niet ten principale daartegen te verzetten. Sterker nog, de Europese richtlijn over hernieuwbare energie (2009/28/EG) bepaalt dat netbeheerders standaardregels moeten maken over hoe ze omgaan met de kosten van het aansluiten van (nieuwe) producenten die elektriciteit uit hernieuwbare bronnen leveren. Daarbij is expliciet gesteld dat hierbij rekening moet worden gehouden met “alle kosten en baten van de aansluiting van deze producenten”<sup>205</sup> zodat de transporttarieven voor elektriciteit uit hernieuwbare bronnen “een realistische weergave zijn van de kostenvoordelen die kunnen voortvloeien uit de aansluiting van die installaties op het net. Dergelijke kostenvoordelen kunnen voortvloeien uit het directe gebruik van het laagspanningsnet.”<sup>206</sup>

In verschillende lidstaten wordt al rekening gehouden met de waarde van decentrale invoeding voor het net(beheer). Zo bestaat in Duitsland al sinds 2005 een regeling voor bepaalde decentrale invoeders, die hun netbeheerder verplicht om deze invoeders een negatief nettatarief in rekening te brengen dat overeenkomt met de vermeden kosten.<sup>207</sup> Voor zover wij weten is tegen deze regeling geen EU procedure gestart, wat wederom een indicatie geeft dat de EU regels zich niet verzetten tegen differentiatie van het transporttarief om de effecten van invoeding te verdisconteren.

Zowel in de richtlijn (2009/28/EG) als de Duitse regeling wordt aansluiting gezocht bij het kostenveroorzakingsbeginsel. In §5.8 proberen we daarom samen te vatten welke effecten

---

<sup>203</sup> We gaan hier verder niet in op het vraagstuk op welke wijze de effecten van decentrale invoeding meegenomen (moeten) worden in de regulering van de maximale omzet van netbeheerders (zie hierover bijvoorbeeld College van Beroep voor het bedrijfsleven, 16 december 2011, LJN: BU7936, Rendo *et al.* tegen RvB NMa) omdat dit rapport zich enkel concentreert op de tarieven voor afnemers.

<sup>204</sup> Artikel 4(2) verordening 1228/2003 respectievelijk artikel 18(2) verordening 714/2009.

<sup>205</sup> Artikel 16(3) van richtlijn 2009/28/EG.

<sup>206</sup> Artikel 16(8) van richtlijn 2009/28/EG. Overigens schrijft deze bepaling, als deze letterlijk gelezen wordt vooral voor om kostenvoordelen mee te nemen in het tarief voor transport van de hernieuwbare elektriciteit zelf, maar het is, gezien de context, maar de vraag of dat zo eng bedoeld is.

<sup>207</sup> Zie §18 StromNEV. Decentrale invoeders ontvangen een nettatarief van hun netbeheerder dat overeenkomt met de vermeden netkosten. De ‘vermeden kosten’ worden apart bepaald voor elk net/spanningsniveau. Maatgevend zijn de daadwerkelijke vermeden energie (in kWh; verschil tussen afgenomen energie, incl netverlies en de van andere netten ingevoede energie) en het vermeden vermogen (in kW; verschil tussen de “zeitgleichen Jahreshöchstlast” van alle afname uit dat net/spanningsniveau en de “maximalen Bezugslast dieses Jahres” uit de hogere netten in kW).

verschillende vormen van lokale opwekking en *smart grid* technologie hebben op de kosten van het net en het systeem.

### 5.7.3 Ruimte voor aangepaste tariefstructuur op grond van invoeding

Als we ervan uitgaan dat alle netkosten aan verbruikers van elektriciteit in rekening gebracht worden, kan het afnametarief wellicht op basis van de karakteristieken van de invoeding door een producerende afnemer worden aangepast. Dit zou zodanig moeten plaatsvinden dat de eventuele waarde van de invoeding in het transporttarief tot uitdrukking komt.

Allereerst kan geconstateerd worden dat voor zo'n speciale regeling waarschijnlijk op het niveau van de Elektriciteitswet 1998 aanpassingen nodig zijn, omdat de nu door de wet voorgeschreven structuur nog weinig flexibiliteit biedt.<sup>208</sup> Omdat zo'n wetswijziging vermoedelijk toch moet plaatsvinden, richten we ons hier vooral op de inhoudelijke randvoorwaarden die voortvloeien uit de Europese regels. De belangrijkste daarvan zijn dat de tarifieringsmethodiek moet aansluiten bij het kostenveroorzakingsprincipe en dat het geen afstandafhankelijk tarief mag opleveren.<sup>209</sup>

Hieronder bespreken we allereerst (in omgekeerde volgorde) de inpasbaarheid van de verschillende implementatiemethoden.

- *Implementatiemethode 3: Introduceren van een afzonderlijke tariefgroep met aangepaste tariefstructuur.*

Deze implementatiemethode vereist nieuwe tariefcategorieën voor verbruikende afnemers. Onder EU recht lijkt daar zeker ruimte voor te zijn, hoewel binnen het stelsel van de Elektriciteitswet 1998 de compatibiliteit met artikel 29 van de wet en de AMvB op basis van lid 4 van dat artikel in acht moet worden genomen. Onze inschatting is dat vanuit EU recht zoveel discretionaire ruimte voor de lidstaten bestaat dat de verschillende categorieën niet per se enkel op technische gronden onderscheiden hoeven worden. Maar bij het maken van andere tariefcategorieën die gerelateerd zijn aan het feit dat een afnemer ook invoedt, beïnvloedt men wel de elektriciteitsmarkt zelf, want daarop verkopen de invoeders hun stroom. De impact op deze markt moet wel beschouwd worden, want het opwerpen van onnodige handelsbelemmeringen is in principe verboden.

Een volgende beleidskeuze betreft de aanpassing van het tarief door een andere tariefstructuur. Deze zal moeten steunen op een redenering die verband houdt met de veroorzaakte of vermeden kosten. Ook hier geldt weer dat er voor een lidstaat vooralsnog een redelijke discretionaire ruimte bestaat om dit op een eigen (maar wel consequente) manier in te vullen.

- *Implementatiemethode 2: Aangepast transporttarief (voor afname) op basis van karakteristieken voor invoeding en/of afname.*

Deze implementatiemethode behelst eigenlijk alleen de laatste beleidskeuze van de hierboven besproken implementatiemethode. De (algemeen veronderstelde) tariefcatego-

---

<sup>208</sup> Zo is het vermoedelijk nu nog niet mogelijk om een gestaffeld tarief te hanteren, aangezien dat lijkt te stuiten op artikel 41c van de Elektriciteitswet 1998 – hoewel de Tarieencode bijvoorbeeld wel een hoog- en laagtarief voor de tariefdrager kWh mogelijk maakt voor LS-klanten (art. 3.7.13 Tarieencode).

<sup>209</sup> Zie §3.1.2.



rieën blijven intact. Vanuit Europees perspectief hebben deze tot nu toe geen problemen gegeven.

De aandacht zal hier dus gaan naar een juridische beoordeling van de nieuwe, alternatieve tariefstructuur. Vanuit Europees perspectief moet deze transparant zijn, op één of andere manier gerelateerd zijn aan de kosten voor het net en het systeem en niet-discriminerend worden toegepast. Hoewel afstandafhankelijke tarieven zijn verboden, mogen locatieafhankelijke prikkels wel worden gegeven. Zolang de nieuwe structuur binnen deze grenzen blijft, zullen er weinig problemen rijzen. Sterker nog, de richtlijn voor hernieuwbare energie roept actief op om rekening te houden met de kostenvoordelen die kunnen voortvloeien uit de aansluiting van duurzame productie-installaties op het lokale net.<sup>210</sup>

➤ *Implementatiemethode 1: Correctie op het bestaande transporttarief (voor afname) op basis van karakteristieken voor invoeding en/of afname.*

Deze implementatiemethode is meer *tricky*. Hierbij is namelijk duidelijk sprake van een correctie op een standaardtariefstructuur. Op het eerste gezicht kan dit aanleiding geven tot een verschillende behandeling van de ene afnemer ten opzichte van een andere afnemer binnen eenzelfde tariefcategorie. Daarom zal een correctie op het standaardtarief goed moeten worden beargumenteerd, vooral vanuit kostenperspectief.

Ook bij implementatiemethode 1 geldt dat allereerst een gebruikersgroep moet worden gedefinieerd en vervolgens een aangrijpingspunt voor de correctie. Ook hier zal de onderbouwing van die correctie wel gerelateerd moeten zijn aan de veroorzaakte of vermeden netkosten.

Bij een expliciete tariefcorrectie dringt zich weer de vraag op in hoeverre de door de netbeheerder misgelopen inkomsten elders worden opgebracht. Er zou sprake kunnen zijn van staatssteun, hoewel de maatregel eerder gerechtvaardigd kan worden als het gaat om het bevorderen van duurzame elektriciteitsproductie.

Hieronder geven we een schets van enkele (juridische) issues rond de verschillende aangrijpingspunten voor een speciale regeling om rekening te houden met invoeding en/of vraagrespons bij de tarieven voor afname van elektriciteit.

- ✓ De eerste optie, een 'korting' met een vast percentage, vormt een vrij grof instrument, waarvan het natuurlijk de vraag is of deze te rechtvaardigen valt als het feitelijke niveau van de vermeden netkosten sterk varieert tussen de verschillende lokale producenten.
- ✓ De opties die proberen invoeding tijdens de piek te waarderen, zijn veel specifiek in hun werking, maar ook bewerklijker in de uitvoering. Als goed beargumenteerd wordt welk kostenverlagend effect die invoeding of vraagreductie tijdens de piek heeft, vinden deze maatregelen een stevige basis in kostenoriëntatie. Een bijkomend voordeel van een maatregel die zowel vraagreductie tijdens de piek als invoeding op dat moment kan belonen, is dat deze maatregel technologieneutraal is. Hier geldt natuurlijk weer dat de maatvoering cruciaal blijft: de maatregel moet wel proportioneel blijven. Van bijzondere aandacht is daarbij de eenduidige berekeningswijze van de bijdrage aan de piek, met name als de korting wordt vastgesteld ten opzichte van een referentiesituatie waarin ook sprake is van een zeker verbruik of mogelijk teruglevering.

---

<sup>210</sup> Artikel 16(8) van richtlijn 2009/28/EG.

- ✓ Een regeling die aansluit bij de duur van de ‘invoedingsperiode’ is als correctie vooral verdedigbaar als de standaardtariefstructuur de (positieve) effecten van de invoeding onvoldoende meeneemt. Gedacht kan worden aan een standaardtariefstructuur waarin betaald wordt voor alle (bruto) van het net afgenomen energie, zonder rekening te houden met de teruggeleverde energie. In dat geval vormt een regeling op basis van de invoedingsperiode een additionele beloning voor producerende afnemers.
- ✓ De zesde optie, tariefstaffeling, lijkt qua Europese regels niet echt een probleem, maar is op grond van de huidige wet waarschijnlijk nog niet mogelijk.<sup>211</sup>
- ✓ De zevende optie, tariefdifferentiatie op basis van de locatie, is in lijn met de Europese wens om op termijn een goed stelsel van locatiespecifieke prikkels te hebben, onder meer voor de langetermijnontwikkeling van het net en de beperking van de netkosten. Ook de ‘elektrische nabijheid’ (gelegen in het feit dat productie en afname op eenzelfde netvlak plaatsvinden) wordt vanuit de Europese regelgeving erkend als relevant.<sup>212</sup> Overigens moet een onderscheid op grond van locatie zodanig worden geformuleerd dat dit niet uitwerkt als een (verboden) onderscheid op basis van afstand.
- ✓ De laatste optie betreft differentiatie van het tarief voor systeemdiensten. Momenteel betalen zelfopwekkers ook over de zelf opgewekte maar direct ook weer zelf verbruikte elektriciteit het systeemdienstentarief.<sup>213</sup> Ook tijdens de eigen productie gebruikt een afnemer immers het systeem als ondersteuning. Een aanpassing van de bijdrage voor systeemdiensten voor lokale producenten zou beargumenteerd kunnen worden uit hun kostenverlagende effect op de systeemkosten en lijkt, mits proportioneel, acceptabel uit te werken.

#### 5.7.4 Herverdelingseffecten

Een laatste onderwerp vormen de herverdelingseffecten die samenhangen met een speciale regeling c.q. een andere tariefstructuur. In principe lijken de EU-lidstaten nogal wat discretionaire ruimte te hebben bij het bepalen van de wijze waarop de totale kosten van het net en het systeem over de gebruikers ervan worden verdeeld. Alleen voor het aandeel dat aan producenten in rekening wordt gebracht, laat de Europese regelgeving zich specifiek uit (zie pagina 41).

Zoals eerder besproken zal een systeem van kostentoedeling niet snel onredelijk zijn zolang het maar op één of andere manier (consequent) teruggrijpt op een bepaald verdelingsmechanisme. In de context van (lokale) invoeding gekoppeld aan een tariefstructuur waarin alle netkosten aan afname worden toegedeeld, rijst echter de vraag hoe met de eventueel kostenverlagende eigenschappen van invoeding wordt omgegaan.

---

<sup>211</sup> De tekst van artikel 41c Elektriciteitswet 1998 lijkt zich daartegen te verzetten.

<sup>212</sup> Zie artikel 16(8) richtlijn 2009/28/EG waar gerefereerd wordt aan “kostenvoordelen [van lokale productie] die kunnen voortvloeien [...] uit het directe gebruik van het laagspanningsnet”.

<sup>213</sup> In de praktijk is deze zelf geconsumeerde opwekking niet altijd bekend bij de netbeheerder, namelijk als deze niet, of niet volledig, gemeten wordt. Wanneer geen sprake is van een dubbele meetinrichting (die afzonderlijk het lokale verbruik en de lokale productie registreert), maar van een ferrarimeter (beter bekend als de ‘draaimeter’ die bij teruglevering terugdraait), dan is het bruto elektriciteitsverbruik bij de netbeheerder onbekend. In geval een dubbele meetinrichting is geïnstalleerd maar de teruglevering op de netaansluiting wordt gemeten (in plaats van bij het productiemiddel), dan wordt het gebruik waarin met eigen productie wordt voorzien, niet gemeten.

Als de totale kosten van het net (inclusief de kostenverlaging die het gevolg is van de lokale invoeding) over de afnametarieven worden verdeeld, zou een extra korting voor lokale invoeders ertoe leiden dat netbeheerders niet hun volledige kosten kunnen terugverdienen, tenzij de korting voor invoeders elders in het systeem wordt omgeslagen.

Een alternatief is dat eerst de fictieve kosten zonder het effect van invoeding bepaald worden en deze worden omgezet in een afnametarief. Als daar dan een correctie op plaatsvindt naar rato van de kostenverlaging die een invoeder verondersteld wordt te veroorzaken, ontvangt de netbeheerder wel zijn totale kosten. Vermoedelijk vereist zo'n regeling wel een jaarlijkse nacalculatie, die tot correcties in de tarieven in het volgende kalenderjaar kunnen leiden. Daarmee wordt de regeling al gauw complex in de uitvoering.

In de eerstgenoemde optie met omslagstelsel zijn de prikkels voor invoeders mogelijk nog wel acceptabel onder de Europese regels. Het (effect van het) omslagstelsel zal echter goed moeten worden bekeken omdat er sprake kan zijn van (verboden) staatssteun<sup>214</sup> of van een onnodige belemmering van de elektriciteitsmarkt omdat het *level playing field* tussen producenten wordt beïnvloed.

## 5.8 Kostenveroorzaking van lokale productie en *smart grid* technologie

De kostenveroorzaking van lokale elektriciteitsproductie en *smart grid* toepassingen op het elektriciteitsnet zijn lastig in kaart te brengen. In zijn algemeenheid kan (tentatief) het volgende worden gesteld:

- Lokale elektriciteitsproductie bij huishoudens leidt tot een lager netgebruik (gemeten in kWh). De consequentie is dat dezelfde (vaste) netkosten over minder kWh's worden verdeeld en mogelijk ook op een andere wijze over alle netgebruikers moeten worden verdeeld. In principe leidt dit tot een stijging van de netkosten per getransporteerde kWh. In het (capaciteitsgebaseerde) transporttarief komt dit verder niet tot uiting, maar wel in het (huidige) systeemdienstentarium (dat immers gebaseerd is het daadwerkelijke gebruik), echter alleen in zoverre het ongesaldeerde eigen verbruik bij de netbeheerder niet bekend is.<sup>215</sup>
- Zoals uit de in §5.4 en §5.5 gepresenteerde modelberekeningen blijkt, leidt lokale elektriciteitsproductie en de inzet van *smart grid* technologie mogelijk wel maar niet per definitie altijd tot lagere (piek)transporten. In situaties waar dit het geval kan zijn (zoals bij grootschalige benutting van microwarmtekracht of de inzet van vraagrespons of lokale elektriciteitsopslag) zijn deze effecten dynamisch (en in de praktijk ook afhankelijk van het gedrag van de gebruikers). Onduidelijk is of dit in voorkomende gevallen een voldoende basis biedt om daadwerkelijk netinvesteringen uit te stellen, hoewel de potentiële besparingen significant kunnen zijn.
- Vanwege de relatief hoge capaciteit van aansluitleidingen en het feit dat de aansluitcapaciteit van (huishoudelijke) afnemers ten opzichte van hun 'aandeel' in de netcapaciteit

<sup>214</sup> Vergelijk de discussie over herverdelingseffecten van een speciale regeling voor grootverbruikers, in §4.5.

<sup>215</sup> Wanneer teruglevering apart bemeterd wordt, is het eigen verbruik van de afnemers bekend (wat als basis dient voor het systeemdienstentarium, zie artikel 4.3.1 Tarievenscode). Wanneer huishoudens elektriciteit produceren zonder separate bemetering hiervan, kent de netbeheerder enkel het lagere gesaldeerde gebruik, wat dan tot een lagere (en te lage) aanslag voor het systeemdienstentarium dient.

(geschaald met de gelijktijdigheidsfactor<sup>216</sup>) groot is, hebben afnemers geen technische beperking om het net hoger te belasting dan mogelijk is. Anders geformuleerd: Als alle afnemers besluiten om meer elektriciteit van het net af te nemen dan de netontwerpers (op basis van vuistregels) van tevoren hebben ingeschat (*dit is niet heel waarschijnlijk*) of als alle afnemers in een wijk besluiten om zonnepanelen te installeren en op sommige dagen gelijktijdig elektriciteit gaan terugleveren (*dit is meer realistisch*), is er vooralsnog geen technische beperking (in de vorm van een zekering o.i.d.) die voorkomt dat afnemers hogere transporten genereren dan het lokale net kan accommoderen. De consequentie is dat netbeheerders ofwel systemen moeten ontwikkelen die het netgebruik beïnvloeden (dynamische tariefsystemen of bijvoorbeeld een variant op congestiemanagement), of anders het distributienet toch preventief moeten uitbreiden als zij voorzien dat de ontwikkelingen bij de verbruikers hiertoe aanleiding geven.

- Het effect van lokale elektriciteitsproductie en vraagrespons op de netkosten is behalve lastig te analyseren (vanwege de grote verscheidenheid aan technische inrichtingen) ook sterk afhankelijk van de gekozen methodiek om de netkosten te bepalen. In een studie waarin uitgegaan is van afstandafhankelijke tarieven<sup>217</sup> voor allocatie van de vaste netkosten en de netverliezen via *nodal pricing* aan de netgebruikers werden doorbelast, bleken de nettarieven voor sommige gebruikers ver van productie toch te dalen (ten opzichte van de vigerende gemiddelde tarieven) terwijl enkele gebruikers met lokale productie toch hogere tarieven kregen toegerekend. Deze resultaten illustreren het dynamische karakter van de toerekening van de netkosten op basis van het netgebruik. Vooral relevant daarbij bleek overigens de (contra-intuïtieve) bijdrage van de verschillende afnemers tijdens de systeempiek.<sup>218</sup>
- Elektriciteitsproductie dichtbij verbruik leidt tot lagere netverliezen vanwege de gemiddeld lagere transportafstand over het net, hoewel de precieze waarde hiervan niet alleen afhankelijk is van de netconfiguratie maar ook van het belastings- en productieprofiel.<sup>219</sup> De kosten van de netverliezen vormen onderdeel van de totale netkosten, zodat een verlaging van de inkoopkosten voor netverliezen (via het reguleringsmodel) aan alle afnemers worden doorberekend.<sup>220</sup>
- Als gevolg van de ‘slimme meter’ komt tijdsafhankelijke informatie over de elektriciteitsafname van (of -teruglevering aan) het net voor elke afnemer beschikbaar. Dit biedt in principe de mogelijkheid om de nettarifering niet langer op basis van gemiddelde of contract/aansluitwaarden te laten plaatsvinden, maar voor verschillende tijdsblokken

---

<sup>216</sup> Zie voetnoot 168.

<sup>217</sup> Specifiek: de MW-mijlmethode (zie §2.4.2) gebaseerd op het netgebruik tijdens de maximale gelijktijdige (systeem)piek.

<sup>218</sup> Zie P.M. Sotkiewicz and J.M. Vignolo, *Towards a Cost Causation Based Tariff for Distribution Networks with DG*, Working paper, April 2006.

<sup>219</sup> Zie bijvoorbeeld L.F. Ochoa en G.P. Harrison, *Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation*, IEEE Transactions on Power Systems, **26**, 2011, 198-205. Wanneer het net krappere gedimensioneerd wordt, dus bijvoorbeeld kabels met een lagere netcapaciteit worden aangelegd omdat de netstromen via vraagrespons en lokale opslag binnen de capaciteitsgrenzen worden gehouden, kunnen de netverliezen zelfs stijgen.

<sup>220</sup> Het vaststellen van de bijdrage van elke afzonderlijke afnemer in de netverliezen is theoretisch mogelijk (met soortgelijke uitdagingen als voor de allocatie van de netkosten aan de afzonderlijke gebruikers - zie §2.3) maar in de praktijk buitengewoon complex. In de praktijk is toerekening van de door afnemers veroorzaakte uitgespaarde kosten voor netverliezen daarom (vooralsnog) lastig.

verschillende tarieven te hanteren.<sup>221</sup> Een analyse van de effecten hoe verschillende dynamische tariefsystemen op gebruikers met elektriciteitsproductie, vraagrespons of opslagmiddelen uitwerken, valt buiten de scope van deze studie.

## 5.9 Aanbevelingen

Op basis van het bovenstaande kunnen een aantal observaties en aanbevelingen worden gedaan.

Allereerst is het goed om vast te stellen dat de huidige cascademethodiek al een inherente beloning aan lokale productie geeft. Doordat elektriciteitsproductie in het laagspanningsnet tot een lagere afname van de hogere netvlakken leidt, wordt ook een kleiner aandeel van de kosten van de hogere netvlakken aan het laagspanningsnetvlak toegerekend.<sup>222</sup> In Tabel 9 wordt het effect geschat van de veronderstelling dat de helft van de Nederlandse huishoudens ieder elektriciteit gaat produceren met 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen. De aan laagspanning toegerekend netkosten worden hierdoor met 2,8 % verlaagd, wat zich vertaalt in eenzelfde verlaging van de nettarieven voor de op laagspanning aangesloten afnemers. Overigens is deze verlaging niet-discriminerend: Ook afnemers die geen zonnepanelen hebben geïnstalleerd profiteren van de tariefreductie.

Tabel 9. Effect van lokale invoeding op de omvang van de netkosten die op basis van de cascademethodiek aan elk netvlak worden toegerekend. Hierbij is ervan uitgegaan dat de helft van de huishoudens in Nederland elektriciteit gaan opwekken met elk 10 m<sup>2</sup> zonnepanelen.

Netvlak	Δ (absoluut)	Δ (relatief)
MS	€ 29 miljoen	6,7 %
trafo MS/LS	€ 9 miljoen	7,2 %
LS	€ –38 miljoen	–2,8 %

Op dit moment is er overigens geen directe noodzaak om de tariefsystematiek voor lokale elektriciteitsproductie en *smart grid* technologie aan te passen. Afnemers investeren weliswaar steeds massaler in lokale duurzame elektriciteitsproductie, met name zonnepanelen, maar dit vindt over het algemeen verspreid plaats in wijken met ruim voldoende netcapaciteit. Evenzo, vindt elektrisch vervoer nog slechts beperkt toepassing (wat niet direct noodzaakt tot netverzwaring) en worden elektrische warmtepompen vooral bij nieuwbouw toegepast, zodat het net hierop meteen wordt ingericht. Vooralsnog lijkt het erop dat capaciteitsproblemen in

<sup>221</sup> Zie ook Rudi Hakvoort en Annelies Huygen, *Sturen op het gebruik van lokale energienetten*, D-Cision en TNO, 2012, Tabel 10 op p.114; zie ook L. Similä, G. Koreneff, and V. Kekkonen, *Network tariff structures in Smart Grid environment*, VTT, VTT-R-03173-11, Cleen Oy, 2011.

<sup>222</sup> De wetgever heeft dit ook zo voorzien: “Wanneer op een lager spanningsniveau een decentrale productie-eenheid wordt aangesloten, hoeft voor de totale elektriciteitsvraag op dat net minder elektriciteit van hogere netten te worden betrokken. De financiële vergoeding die betaald moet worden aan de netten van een hoger spanningsniveau, neemt als gevolg hiervan af. Dit aspect van het cascadesysteem relativeert de gevolgen voor afnemers van het meebetald aan hoger liggende netten. Op een deelnet waar vraag en aanbod nagenoeg met elkaar in evenwicht zijn wordt ook veel minder aan de hoger liggende netten meebetald” (Kamerstukken I 1998-1999, 26 303, nr. 225c (MvA), p. 26-27).

het laagspanningsnet door grootschalige teruglevering door afnemers eerder uitzondering dan regel wordt. Om die reden lijkt er voldoende tijd om eerst meer inzicht in de effecten van lokale elektriciteitsproductie en *smart grid* technologie op het distributienet te verwerven.

Wel kan het in de toekomst wenselijk zijn om de voordelen die (specifieke combinaties van) lokale elektriciteitsproductie en *smart grid* technologie voor het net kunnen bieden, (op termijn) actief te bevorderen via speciale tarieven. Dit betekent dat de nettarieven gerichte economische prikkels geven die zich zouden moeten richten op zowel de locatie van de installaties in het net als een (voor het net) efficiënte inzet hiervan.<sup>223</sup> Voor de aard en het ontwerp van zulke tariefsystemen heeft dit rapport een aanzet op hoofdlijnen gegeven.

In de tussentijd lijkt het zinvol om meer ervaring op te doen met het effect van lokale elektriciteitsproductie en *smart grid* technologie. Zoals hierboven is vastgesteld kan vooral een combinatie van verschillende technische opties tot mogelijke voordelen voor het net leiden. Omdat de realisatie hiervan echter niet alleen van de technologie afhangt, lijkt het zinvol om ervaring op te doen met hoe afnemers hiermee in de praktijk zullen omgaan. Daarbij ligt het voor de hand om ook te onderzoeken in hoeverre alternatieve arrangementen voor nettarieven hieraan kunnen bijdragen.

In dit verband kan misschien aansluiting gezocht worden bij de mogelijkheden die het ‘experimenteerartikel’ (artikel 7a Elektriciteitswet 1998) biedt. Dit artikel, dat bij amendement in de wet gekomen is<sup>224</sup>, heeft immers ook oog voor lokale initiatieven rond de opwekking van duurzame elektriciteit. Op basis van dit artikel zou het mogelijk zijn om, binnen de kaders die de Europese energieregelgeving geeft, te experimenteren met andere tariefstructuren en tarieven.<sup>225</sup> De Europese regels eisen dat vooraf in ieder geval de tariefmethodologie wordt goedgekeurd door de toezichthouder; het is niet noodzakelijk dat de tarieven zelf vooraf worden goedgekeurd. Hier zou enige ruimte kunnen liggen, bijvoorbeeld voor meer dynamische tarieven. Voor de tariefstructuren zelf laten de Europese regels, zoals we hebben laten zien in deze studie, veel speelruimte, zolang ze maar een relatie hebben met kosten (en baten) en niet afstandsafhankelijk zijn.

Op basis van de resultaten van de experimenten zou dan eventueel besloten kunnen worden om de algemene tariefstructuur aan te passen.

---

<sup>223</sup> R. Cossent, T. Gómez and 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.

<sup>224</sup> Kamerstukken II 2011-2012, 32 814, nr. 20.

<sup>225</sup> Dit moet dan wel bij algemene maatregel van bestuur mogelijk gemaakt worden. Zie lid 3, onderdeel a, van artikel 7a Elektriciteitswet 1998.