

# Belemmeringen in nettarieven

Mei 2018

OVERLEGTAfel  
ENERGIE-  
VOORZIENING



# Belemmeringen in nettarieven

Mei 2018

## Werkgroep “tarieven”

### Voorzitter

Stedin

Edward Droste

### Deelnemers

Eneco

Ruud Vrolijk

Enexis

Gaston Dreesen

Engie

Marcel Bakker

Gasunie/GTS

Piet Nienhuis

Innogy

Harold Bodewes

Liander

Jos Poot

Netbeheer Nederland

Hans-Peter Oskam

NVDE

Alienke Ramaker

PAWEX

Nick Waltmans

TenneT

Yvette Gremmen

VEMW

Frits van der Velde

### Toehoorders

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Ermin Kloppenborg

Autoriteit Consument en Markt

Jeroen de Joode / Luuk Spee



## Voorwoord

De energietransitie is aan het versnellen! Het klimaatakkoord van Parijs en de huidige processen om te komen tot een nationaal klimaatakkoord laten dit zien en brengen verdere versnelling.

De transitie gaat gepaard met ontwikkelingen, zoals de toename van de vraag naar elektriciteit en de gelijktijdigheid van deze vraag, toename van decentrale productie, een grotere weersafhankelijkheid van de productie, meer vraag naar flexibiliteit, en de uitfasering van aardgas. Gezien deze ontwikkelingen heeft de Overlegtafel Energievoorziening het initiatief genomen om te onderzoeken of de nettarieven belemmeringen vormen voor de totstandkoming van een efficiënte, betrouwbare en duurzame energievoorziening, en hoe eventuele belemmeringen kunnen worden weggenomen.

Het resultaat is een inventarisatie van een zestal huidige en toekomstige tariefbelemmeringen. De belangrijkste belemmeringen zijn het uniforme capaciteitstarief voor kleinverbruikers elektriciteit, het ongelijke speelveld op de flexibiliteitsmarkt voor elektriciteit, de kosten van een hogere  $kW_{\text{contract}}$  en  $kW_{\text{maxmaand}}$  bij tijdelijk meer elektriciteitsafname, en het stijgen van de transporttarieven bij de uitfasering van aardgas. Voor elke belemmering zijn verschillende oplossingsrichtingen uitgewerkt en beoordeeld.

Dank aan de werkgroep voor dit goed onderbouwde onderzoek en de concrete aanbevelingen voor de vervolgstappen.

*Hans Grünfeld en Siward Zomer*

*Sponsors werkgroep "tarieven"*



## Inhoudsopgave

1.	Inleiding .....	7
2.	Analysekader en geïnventariseerde belemmeringen .....	9
	Beleidsdoelstellingen, randvoorwaarden en keuzes.....	9
	Huidige nettarieven.....	11
	Relevante ontwikkelingen .....	11
	Beoordelingscriteria van oplossingsrichtingen .....	12
	Geïnventariseerde belemmeringen .....	13
3.	Belemmering 1: Uniform capaciteitstarief voor kleinverbruikers elektriciteit .....	15
	Belemmering .....	15
	Oplossingsrichtingen .....	16
	Waardering van oplossingsrichtingen .....	19
	Conclusie .....	21
4.	Belemmering 2: Ongelijk speelveld op flexibiliteitsmarkt voor onttrekking en invoeding van elektriciteit .....	23
	Belemmering .....	23
	Oplossingsrichtingen .....	23
	Waardering van oplossingsrichtingen .....	24
	Conclusie .....	26
5.	Belemmering 3: Kosten van hogere kWcontract en kWmaxmaand bij tijdelijk meer afnemen... ..	27
	Belemmering .....	27
	Oplossingsrichtingen .....	28
	Waardering van oplossingsrichtingen .....	30
	Conclusie .....	31
6.	Belemmering 5: Stijgen van transporttarieven bij uitfasering van aardgas.....	33
	Belemmering .....	33
	Oplossingsrichtingen .....	34
	Waardering van oplossingsrichtingen .....	35
	Conclusie .....	36
7.	Relatie met afwegingskader “verzwaren tenzij” .....	39
8.	Conclusie .....	41

## Bijlagen

- A. Beschrijving van huidige nettarieven
- B. Opbouw van energierekening voor verschillende Nederlandse eindgebruikers
- C. Belemmering 4: Ontbreken van locatieprijken in transporttarieven voor elektriciteit en regionale netbeheerders gas
- D. Belemmering 6: Stijgen van transporttarieven bij ontkoppeling van het elektriciteitsnetwerk
- E. Two-pagers belemmeringen 1, 2, 3 en 5
- F. Referenties

## 1. Inleiding

De Overlegtafel Energievoorziening (OTE) heeft aan de werkgroep Tarieven gevraagd om te onderzoeken of

- i. de huidige nettarieven – nu of in de toekomst – belemmeringen vormen voor de totstandkoming van een efficiënte, betrouwbare en duurzame energievoorziening;
- ii. hoe eventuele belemmeringen kunnen worden weggenomen.

Onder nettarieven verstaat de werkgroep zowel de gereguleerde standaard aansluit- en transporttarieven als de overige gereguleerde nettarieven.<sup>1</sup> De tarieven hebben betrekking op wettelijke taken van de netbeheerders.

Aangezien voor warmte geïntegreerde tarieven worden gehanteerd, ligt de nadruk in dit rapport op de nettarieven voor elektriciteit en gas. Daar waar sprake is van interactie van de energiedragers elektriciteit en gas met de energiedrager warmte komen zo nodig ook de geïntegreerde warmtetarieven aan de orde.

De onderzoeksvraag richt zich op belemmeringen in nettarieven. De werkgroep onderzoekt dan ook niet eventuele belemmeringen die voortkomen uit andere onderdelen van de energierekening, te weten de leveringstarieven en de belastingen. Wat betreft de vraag hoe belemmeringen kunnen worden weggenomen, richt de werkgroep zich logischerwijs op het analyseren van mogelijke oplossingsrichtingen binnen het domein van de nettarieven. Waar relevant benoemt de werkgroep ook mogelijke oplossingsrichtingen die buiten het domein van de nettarieven liggen.

Dit rapport dient tevens als input voor de wetgevingsagenda van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (Ministerie van EZK).

In hoofdstuk 2 gaan we in op het analysekader en benoemen we de zes geïnventariseerde belemmeringen. Vier van deze belemmeringen en bijbehorende oplossingsrichtingen worden in de daarop volgende hoofdstukken 3, 4, 5 en 6 uitgewerkt. De relatie met het afwegingskader zoals dat is ontwikkeld door de OTE werkgroep “verzwaren tenzij” komt aan de orde in hoofdstuk 7. In hoofdstuk 8 presenteren we onze conclusies.

---

<sup>1</sup> ACM stelt voor de gereguleerde standaard tarieven de hoogte vast, voor de overige gereguleerde tarieven doet ACM dat niet. De overige gereguleerde tarieven dienen wel de kosten te reflecteren. Voorbeelden van overige gereguleerde tarieven zijn de tarieven voor maatwerkaansluitingen en de tarieven voor het verwijderen of wijzigen van een aansluiting.





## 2. Analysekader en geïnventariseerde belemmeringen

Ter invulling van het analysekader voor de door de OTE gestelde onderzoeksvragen werkt de werkgroep de volgende onderwerpen uit:

- De doelstellingen van het energiebeleid en de randvoorwaarden en keuzes met betrekking tot de nettarieven;
- De huidige structuur van de nettarieven;
- De relevante ontwikkelingen voor de nettarieven;
- De beoordelingscriteria van de oplossingsrichtingen.

We besluiten dit hoofdstuk met een opsomming van de zes door de werkgroep geïnventariseerde belemmeringen.

### ***Beleidsdoelstellingen, randvoorwaarden en keuzes***

In de onderzoeksvraag aan de werkgroep benoemt de OTE als beleidsdoelstellingen een efficiënte, betrouwbare en duurzame energievoorziening. De werkgroep brengt daar twee nuanceringen bij aan.

- Ten eerste ziet de werkgroep een betaalbare energievoorziening als een beleidsdoelstelling. Een efficiënte energievoorziening is daar een onderdeel van. Naast efficiëntie wordt een betaalbare energievoorziening ook bepaald door een “eerlijke” kostenverdeling over netgebruikers.
- Ten tweede maakt de werkgroep wat betreft een duurzame energievoorziening onderscheid tussen de transitie en de eindsituatie. De werkgroep beschouwt (de transitie naar) een duurzame energievoorziening als een doelstelling, waarbij (de eindsituatie van) een volledig duurzame energievoorziening in 2050 als randvoorwaarde geldt.<sup>2</sup>

Randvoorwaarden voor de nettarieven bestaan uit de principes en specifieke bepalingen zoals die zijn vastgelegd in Europese wetgeving. Een reden om Europese wetgeving als randvoorwaarde te beschouwen, is dat Europese wetgeving vaak alleen op relatief lange termijn kan worden aangepast. Daarnaast bevindt het aanpassen van Europese wetgeving zich buiten de besluitvormingsbevoegdheid van Nederland.

In een recent CEER-rapport worden zeven principes onderscheiden die ten grondslag liggen aan de nettarieven.<sup>3</sup> De CEER-principes komen deels voort uit Europese wetgeving: non-discriminatie, kostendekking, kostenreflectie en transparantie. Voor zover de CEER-principes niet voortkomen uit Europese wetgeving beschouwt de werkgroep deze principes als keuzes. Daarnaast is er in Nederlandse wet- en regelgeving nog een groot aantal specifieke bepalingen opgenomen ter bepaling van de nettarieven. Deze bepalingen beschouwt de werkgroep ook als keuzes. Ze kunnen namelijk op relatief korte termijn worden aangepast.

Figuur 1 geeft een overzicht op hoofdlijnen van de beleidsdoelstellingen en randvoorwaarden die relevant zijn voor de nettarieven. Ook bevat figuur 1 een overzicht op hoofdlijnen van de keuzes die zijn gemaakt ter bepaling van de huidige nettarieven. De keuzes, randvoorwaarden en beleidsdoelstellingen vormen samen het analysekader. Binnen de randvoorwaarden bepalen de keuzes de structuur en de hoogte van de nettarieven.

<sup>2</sup> Dit onderscheid kan mogelijk van belang zijn in de zin dat differentiatie in de nettarieven tussen duurzame en niet-duurzame energie tijdens de transitie strijdigheid op kan leveren met het non-discriminatie principe. In de eindsituatie is een dergelijk onderscheid niet meer relevant.

<sup>3</sup> CEER, *Electricity Distribution Network Tariffs; CEER Guidelines of Good Practice*, 23 januari 2017.

Nettarieven kunnen het gedrag van netgebruikers beïnvloeden en op die manier van invloed zijn op de netwerkkosten en andere maatschappelijke kosten en baten. In het bijzonder kunnen de nettarieven via het gedrag van netgebruikers mogelijk bijdragen aan de totstandkoming van een betaalbare, betrouwbare en duurzame energievoorziening.<sup>4</sup> Het maken van andere keuzes met betrekking tot de nettarieven kan op deze manier leiden tot een andere energievoorziening in termen van betaalbaarheid, betrouwbaarheid en duurzaamheid.

Figuur 1: Overzicht van beleidsdoelstellingen, randvoorwaarden en keuzes

Beleidsdoelstellingen	Randvoorwaarden	Keuzes
Betaalbare energievoorziening <ul style="list-style-type: none"> <li>• Efficiëntie</li> <li>• Eerlijke kostenverdeling</li> </ul>	<u>Beleidsmatige voorwaarde</u>	<u>Overige CEER principes</u>
Betrouwbare energievoorziening	Duurzame energievoorziening <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eindsituatie in 2050</li> </ul>	Eenvoud Voorspelbaarheid Niet-verstorend <sup>6</sup>
Duurzame energievoorziening <ul style="list-style-type: none"> <li>• Transitie tot 2050</li> </ul>	<u>Principes in EU wetgeving</u>	<u>Specifieke bepalingen in nationale wet- en regelgeving</u>
	Non-discriminatie [E, TSO G] (ook CEER principe)	Kostendekking [DSO G] (ook CEER principe)
	Kostendekking [E, TSO G] (ook CEER principe)	Kostenreflectie [DSO G] (ook CEER principe)
	Kostenreflectie [E, TSO G <sup>5</sup> ] (ook CEER principe)	Non-discriminatie [DSO G] (ook CEER principe)
	Transparantie [E, TSO G] (ook CEER principe)	Transparantie [DSO G] (ook CEER principe)
	Bevorderen efficiënte handel en concurrentie [TSO G]	Onderscheid aansluit- en transporttarieven Cascademodel Deelmarkt- en netvlakgrenzen Tariefdragers
	<u>Specifieke bepalingen in EU wetgeving</u>	Opbrengstverhoudingen van tariefdragers Kostenverdeling van diepe netinvesteringen Standaard aansluittarieven vs. maatwerk
	Maximaal producententarief [E]	Geen producententarief [E]
	Afstandsonafhankelijke tarieven [E] (handelsbevordering)	Beperkt postzegeltarief [E] (handelsbevordering)
	Ontkoppeld entry/exit systeem [TSO G]	600-uurstarief [E] Volumecorrectie energie-intensieve industrie [E]
		Afstand-gerelateerde transporttarieven [TSO G] Tarief in relatie tot contractduur [TSO G]

Principes die ten grondslag liggen aan het vaststellen van de nettarieven kunnen onderling conflicterend zijn, zodat niet volledig aan elk van de principes kan worden voldaan. Aan de

<sup>4</sup> De werkgroep is zich er van bewust dat het gedrag van netgebruikers niet altijd rationeel hoeft te zijn en zal waar relevant rekening houden met niet-rationeel gedrag van netgebruikers. In het algemeen is de verwachting dat niet-rationeel gedrag zich met name voor kan doen bij kleinverbruikers. De ontwikkeling en het gebruik van ICT-toepassingen kan niet-rationeel gedrag voorkomen.

<sup>5</sup> Lidstaten kunnen besluiten dat de door de gastransmissiesysteembeheerders toegepaste tarieven ook kunnen worden vastgesteld aan de hand van marktgerichte regelingen, zoals veilingen, mits dergelijke regelingen en de eruit voortvloeiende inkomsten door de toezichthouder worden goedgekeurd.

<sup>6</sup> CEER stelt hierover: “Non-distortionary: costs should be recovered in ways that avoid distorting decisions around access and use of the network. Distribution network tariffs should not be a barrier to innovative market offers that will add value or reduce costs for consumers e.g. related to flexibility and energy efficiency”.

nettarieven ligt een weging van deze principes ten grondslag. Het hanteren van andere weging van principes heeft invloed op de bijdrage van de nettarieven aan de beleidsdoelstellingen (betaalbaarheid, betrouwbaarheid en duurzaamheid).

### **Huidige nettarieven**

In het algemeen kan worden gesteld dat de huidige nettarieven in belangrijke mate worden bepaald door de principes van non-discriminatie en kostenreflectie.

- Non-discriminatie betekent dat netgebruikers in gelijke omstandigheden – vanuit het oogpunt van het netwerk – gelijk worden behandeld in termen van de nettarieven. Non-discriminatie draagt daarmee bij aan een eerlijke verdeling van de kosten van de energievoorziening.
- Kostenreflectie komt wat betreft de nettarieven tot uiting in de kostentoedeling – waaronder het cascademodel – en de tariefdragers. Nettarieven op basis van kostenreflectie geven prikkels aan de netgebruikers voor efficiënt netgebruik. Kostenreflectie draagt daarmee bij aan een betaalbare energievoorziening. Daarnaast is het principe van kostenreflectie gerelateerd aan een eerlijke verdeling van de kosten van de energievoorziening. Deze relatie is echter niet eenduidig. Enerzijds kan worden beargumenteerd dat kostenreflectieve nettarieven bijdragen aan een eerlijke verdeling van de kosten (“de gebruiker betaalt”), anderzijds kan juist ook kostensocialisatie over groepen van netgebruikers (bijvoorbeeld de afstandsonafhankelijke elektriciteitstransporttarieven) als eerlijk wordt ervaren.

Overigens wordt de mate waarin kostenreflectie in de huidige nettarieven is doorgevoerd beperkt door toepassen van andere principes en keuzes, zoals het principe van bevordering van efficiënte handel en concurrentie en de keuze voor eenvoud. Zo kunnen bovengenoemde afstandsonafhankelijke elektriciteitstransporttarieven niet alleen als eerlijk worden ervaren, maar dragen deze ook bij aan de bevordering van efficiënte handel en concurrentie. Verder is het vaststellen van kostenreflectie op het niveau van individuele netgebruikers bijzonder complex en brengt het hoge uitvoeringskosten met zich mee. Door bijvoorbeeld het hanteren van deelmarkten en netvlakken – en de daarmee samenhangende kostensocialisatie over groepen van netgebruikers – wordt invulling gegeven aan eenvoud.

Voor een uitgebreide beschrijving van de huidige nettarieven verwijzen we naar bijlage A.

Zoals gezegd bestaat de energierekening naast nettarieven ook uit leveringstarieven en belastingen. De staafdiagrammen in bijlage B geven inzicht in de verhoudingen tussen deze onderdelen van de energierekening. Daarbij wordt onderscheid gemaakt tussen zowel elektriciteit en gas als huishoudens en bedrijven. De figuren duiden op een beperkt aandeel van de nettarieven in de energierekening. Verder is het aandeel van de nettarieven voor elektriciteit groter dan voor gas, en voor huishoudens groter dan voor bedrijven. Hierbij dient aangetekend te worden dat de staafdiagrammen betrekking hebben op de jaren tot en met 2015. In de toekomst kunnen de verhoudingen anders worden.

### **Relevante ontwikkelingen**

Veranderende omstandigheden kunnen een belangrijke aanleiding of oorzaak zijn van het ontstaan van belemmeringen in de nettarieven. De werkgroep heeft onder andere de onderstaande ontwikkelingen als uitgangspunt genomen voor het in kaart brengen van belemmeringen. We willen de nettarieven zo inrichten dat ze deze ontwikkelingen kunnen accommoderen. Daarbij is de werkgroep zich er van bewust dat er onzekerheid is over de mate waarin en de termijn waarop deze

ontwikkelingen zich voor gaan doen. De ontwikkelingen hebben met name betrekking op de vraag naar energie, het aanbod van energie en de afstemming van vraag en aanbod.

### *Vraag*

Een belangrijke ontwikkeling is de elektrificatie van de energievraag. De energievraag van kleinverbruikers elektrificeert door een toename van elektrisch vervoer en warmtepompen. Voor grootverbruikers komt elektrificatie voort uit een toename van het gebruik van hybride boilers. Elektrificatie leidt tot een sterke toename van de vraag en een toename van de gelijktijdigheid van deze vraag. Tegelijkertijd neemt de vraag af door decentrale productie.

### *Aanbod*

Aan de aanbodzijde van de markt is sprake van een toename van decentrale productie, en op termijn opslag, van elektriciteit en gas. Ook op hoogspanningsnetten neemt de invoeding toe door de bouw van grootschalige windparken op zee. Deze decentrale en centrale elektriciteitsproductie kenmerkt zich deels door een grotere weersafhankelijkheid en is daarmee onafhankelijk van de vraag, waardoor de veranderlijkheid van de omvang van de productie toeneemt.

### *Afstemmen vraag en aanbod*

Met name door de toenemende veranderlijkheid van de elektriciteitsproductie (zie hierboven) ontstaat meer vraag naar flexibiliteit. Deze vraag komt zowel van netbeheerders als marktpartijen. Daar staat tegenover dat technologische ontwikkelingen, bijvoorbeeld op het gebied van opslag, ook het aanbod van flexibiliteit vergroten. Daarnaast neemt de behoefte van veelal lokale gemeenschappen toe om zich te onttrekken aan het elektriciteitsnetwerk.

Een andere belangrijke ontwikkeling is de uitfasering van aardgas in de gebouwde omgeving. Hierdoor ontstaat een grotere regionale diversiteit in de aanwezigheid en capaciteit van elektriciteit-, gas- en warmte-infrastructuur.

Samengevat komen we tot de volgende relevante ontwikkelingen:

- Toename van de vraag naar elektriciteit en de gelijktijdigheid van deze vraag;
- Meer decentrale elektriciteitsproductie;
- Toename van weersafhankelijk aanbod van elektriciteit;
- Toename van de elektriciteitsvraag naar en het –aanbod van flexibiliteit;
- Toenemende behoefte tot onttrekken aan het elektriciteitsnetwerk;
- Uitfasering van aardgas.

### ***Beoordelingscriteria van oplossingsrichtingen***

De werkgroep beoordeelt oplossingsrichtingen op basis van verschillende relevante criteria, inclusief de beoordelingscriteria waarvoor de OTE specifieke aandacht heeft gevraagd. Alle beoordelingscriteria, ook die waarvoor de OTE specifieke aandacht heeft gevraagd, komen voort uit de beleidsdoelstellingen, randvoorwaarden en keuzes die zijn weergegeven in figuur 1.

Hieronder zijn de door de werkgroep gehanteerde beoordelingscriteria opgesomd en gecategoriseerd als criteria die betrekking hebben op kosten, uitvoerbaarheid en robuustheid. Deze categorisatie in kosten, uitvoerbaarheid en robuustheid komt in de hoofdstukken 3, 4, 5 en 6 terug bij de conclusies over de waardering van oplossingsrichtingen. Daar worden de oplossingsrichtingen met elkaar vergeleken op basis van een grofmazige (relatieve) score op deze drie categorieën.

### *Kosten*

- Financiële effecten in termen van totale kosten, herverdelingseffecten en niet-verstorend;
- Effectiviteit van de oplossing voor wat betreft impact op betaalbaarheid;
- Impact op de klant;
- Non-discriminatie;
- Kostendekking;
- Kostenreflectie;
- Transparantie.

#### *Uitvoerbaarheid*

- Effect op de markt in termen van uitvoerbaarheid;
- Haalbaarheid in termen van benodigde aanpassing van wet- en regelgeving;
- Eenvoud;
- Impact op methode van regulering;
- Implementatie-issues.

#### *Robuustheid*

- De beïnvloedbaarheid van de oplossingsrichting, dat wil zeggen de mate waarin een oplossingsrichting onder invloed van externe factoren, zoals technologische innovaties of andere ontwikkelingen, meer of minder robuust kan worden;
- Effectiviteit van de oplossing voor wat betreft impact op duurzaamheid en betrouwbaarheid;
- Effect op de markt in termen van marktwerking en bevorderen van efficiënte handel en concurrentie; en
- Voorspelbaarheid.

#### **Geïnterpreteerde belemmeringen**

De werkgroep heeft mede aan de hand van de genoemde relevante ontwikkelingen zes belemmeringen in de nettarieven geïnterpreteerd:

1. Uniform capaciteitstarief voor kleinverbruikers elektriciteit;
2. Ongelijk speelveld op flexibiliteitsmarkt voor onttrekking en invoeding van elektriciteit;
3. Kosten van hogere  $kW_{\text{contract}}$  en  $kW_{\text{maxmaand}}$  bij tijdelijk meer afnemen;
4. Ontbreken van locatieprijken in transporttarieven voor elektriciteit en regionale netbeheerders gas;
5. Stijgen van transporttarieven bij uitfasering van aardgas;
6. Stijgen van transporttarieven bij ontkoppeling van het elektriciteitsnetwerk.

Het wetgevingsproces van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat is er bij gebaat om allereerst meer duidelijkheid te krijgen over de meest specifieke en/of urgente belemmeringen en bijbehorende oplossingsrichtingen. Om die reden richt de werkgroep zich met dit rapport met name op de belemmeringen 1, 2, 3 en 5<sup>7</sup>.

In het vervolg van dit rapport is aan elk van deze vier belemmeringen een hoofdstuk gewijd. Deze hoofdstukken bevatten achtereenvolgens:

- Een beschrijving van de belemmering, waarbij wordt ingegaan op:
  - De huidige werking van de nettarieven (Wat is de huidige situatie?);
  - De oorzaak en impact van het knelpunt de nettarieven (Wat is het probleem?);

<sup>7</sup> In bijlage E zijn samenvattingen opgenomen van deze vier belemmeringen.

- De consequenties van het knelpunt (Wat betekent dit voor de beleidsdoelstellingen?);
- Een beschrijving van de oplossingsrichtingen;
- Een waardering van de oplossingsrichtingen.

Voor het oplossen van de belemmeringen 4 en 6 ontbreekt naar het inzicht van de werkgroep op dit moment de urgentie. Bovendien spelen bij deze belemmeringen ook andere overwegingen dan alleen tarieven een belangrijke rol. Zo komen locatieprikkelers in belangrijke mate voort uit de ruimtelijke ordening en is ont koppeling van het elektriciteitsnetwerk nog onderwerp van discussie in het kader van het Clean Energy Package (Local Energy Communities). De belemmeringen 4 en 6 kunnen door de werkgroep zo nodig op een later tijdstip alsnog verder worden opgepakt. Voor de belemmeringen 4 en 6 beperkt de analyse zich in dit rapport tot een korte beschrijving van de belemmering en oplossingsrichtingen (zie respectievelijk bijlage C en D).

### 3. Belemmering 1: Uniform capaciteitstarief voor kleinverbruikers elektriciteit

#### Belemmering

##### Wat is de huidige situatie?

Voor kleinverbruikers elektriciteit met een aansluiting tot 3\*80 Ampère geldt het uniform capaciteitstarief, waarbij het overgrote deel van de kleinverbruikers zich in afnemerscategorie 3 bevindt. In deze gevallen wordt het transporttarief niet bepaald door het daadwerkelijk gerealiseerde verbruik of vermogen maar door een in de Tarievenscode vastgestelde gemiddelde rekencapaciteit. De rekencapaciteit (kW) is gebaseerd op de doorlaatwaarde van de aansluiting, ter dekking van 100% van de kosten van de netbeheerder. De rekencapaciteit wordt gebruikt om de capaciteitsafhankelijke tarieven voor de onderscheiden afnemerscategorieën te bepalen.

Tabel 2: Rekencapaciteit aansluitingen kleinverbruik elektriciteit

Afnemerscategorie	Doorlaatwaarde van de aansluiting	Rekencapaciteit [kW]	€ per jaar incl. btw.
1	t/m 1x6A geschakeld	0,05	
2	1-fase aansluitingen t/m 1x10A	0,5	
3	1-fase >1x10A en 3-fase t/m 3x25A	4	160
4	> 3x25A t/m 3x35A	20	800
5	> 3x35A t/m 3x50A	30	
6	> 3x50A t/m 3x63A	40	
7	>3x63A t/m 3x80A	50	

Uit tabel 2 blijkt dat de rekenwaarde voor een standaard huishouden in Nederland 4 kW is. Hierdoor hebben nagenoeg alle huishoudelijke kleinverbruikers ongeveer hetzelfde capaciteitstarief. Dat is tot op heden goed verdedigbaar, omdat deze groep min of meer als homogeen beschouwd mag worden in termen van kostenveroorzaking (gerealiseerd verbruik van vermogen).

De technische doorlaatwaarde van een nieuwe aansluiting is 17,3 kW. Het is dus technisch gezien mogelijk om als huishouden niet 4 kW maar 17,3 kW vermogen te gebruiken.

##### Wat is het probleem?

Door de energietransitie ontstaan sterk uiteenlopende verbruikspatronen met uiteenlopende effecten op de kosten van de netbeheerder. Het gaat om verschillen in verbruik als gevolg van bijvoorbeeld elektrisch laden van auto's, warmtepompen, gebruik van batterijen en opwekking met PV. Er zullen steeds meer huishoudens zijn die veel meer dan de 4 kW rekencapaciteit gebruiken. Zowel de gemiddelde als de piekvraag van vermogen (kW) bij huishoudens neemt hierdoor toe.

Het blijven hanteren van één capaciteitstarief voor deze groep verhoudt zich dan slecht met het kostenveroorzakingsprincipe. In het verlengde hiervan is ook het bestaande verschil van het huidige meest voorkomende tarief met de tarieven voor iets zwaardere aansluitingen een mogelijk knelpunt.

Pluspunten van de huidige tariefstructuur zijn:

- Eenvoudig en begrijpelijk;
- Sterke prikkel om op 3x25A te blijven. De stap naar 3x35A is groot (ongeveer 500 euro extra per jaar). Het effect is een sterke prikkel om binnen de fysieke doorlaatwaarde van een 3x25A meterkast te blijven (17,3 kW).

Minpunten van de huidige tariefstructuur volgens het analysekader zijn:



- Niet gebaseerd op daadwerkelijk veroorzaakte kosten, in het bijzonder:
  - Kleinverbruikers die meer dan 4 kW maar minder dan 17,3 kW aan maximaal vermogen trekken betalen minder dan hun “kosten”.
  - Door de ontwikkelingen en trends wordt de groep tot 3\*25A steeds minder homogeen; grotere variaties in gevraagd gemiddeld en maximaal vermogen, terwijl deze groep wel hetzelfde tarief betaalt.
- Fysieke doorlaatwaarde (17,3 kW) is veel hoger dan de rekencapaciteit uit de Tarievcodes (4 kW) die de basis vormt voor de huidige tarieven.
- Ontbreken van een relatie met het gelijktijdigheidsbeginsel. De “kosten” worden niet bepaald door het maximaal gevraagde vermogen, maar door de gelijktijdige maximale benutting van de LS-kabel in de straat of wijk.
- Er is geen mogelijkheid om kleinverbruikers die meer dan 4 kW vermogen gebruiken, maar minder dan 17,3 kW, daarvoor te belasten volgens het kostenveroorzakingsprincipe.

#### *Wat betekent dit voor de beleidsdoelstellingen?*

Een effect van het in stand houden van de huidige systematiek is, dat de kleinverbruikers die vooroplopen in het elektrificeren van hun energieverbruik door het aanschaffen van zonnecellen, warmtepompen en elektrische auto's structureel minder betalen dan de door hun veroorzaakte kosten. Deze groep gaat hun gevraagde vermogen steeds dichter afstemmen op de maximale 17,3 kW vermogen, terwijl het tarief gebaseerd is op 4 kW. De daaruit voortkomende extra kosten worden echter wel doorberekend aan alle kleinverbruikers in dezelfde tariefcategorie. Hierdoor kan de betaalbaarheid en eerlijkheid van het systeem onder druk komen te staan.

Het gevolg hiervan is dat afnemers geen prikkel ervaren om hun piekbelasting van het netwerk te verlagen. Hierdoor nemen afnemers beslissingen over elektrificatie of laadpatronen die zij niet zouden nemen als zij de corresponderende kosten zelf ook moesten dragen. De totale kosten van het energiesysteem kunnen om die reden onnodig toenemen.

#### **Oplossingsrichtingen**

De werkgroep heeft vier mogelijke oplossingsrichtingen geïdentificeerd:

1. Verdere differentiatie naar fysieke doorlaatwaarde;
2. Afrekening op gemeten vermogen (kW);
  - a. Afrekenen op gecontracteerd vermogen “bandbreedte” of “abonnement”;
  - b. Afrekenen op gemeten vermogen (kW) achteraf, zonder “abonnement”;
3. Gecontracteerd vermogen “bandbreedte” met stoplichtmodel (o.a. Smart Charging);
4. Volledige flexibele nettarieven (wisselende prijs per kW per periode).

Deze oplossingsrichtingen werken we hieronder uit.

1. Verdere differentiatie naar fysieke doorlaatwaarde.

Een verdere differentiatie naar doorlaatwaarde maakt het mogelijk huishoudelijke kleinverbruikers een verschillend capaciteitstarief in rekening te brengen dat meer gerelateerd is aan de kosten die door hen worden veroorzaakt. Bij deze oplossingsrichting blijft het capaciteitstarief gebaseerd op een rekencapaciteit die gerelateerd is aan de fysieke doorlaatwaarde van de aansluiting. Ook blijft het tarief gebaseerd op een indeling in een afnemerscategorie. In deze oplossing worden er meer afnemerscategorieën geïntroduceerd. Deze stappen worden dan vooral geïntroduceerd aan de “onderkant” van de tabel, dus tussen 1x10A en 3x25A (deze zijn in tabel 3 in rood toegevoegd) en eventueel tussen 3x25A en 3x35A.

Tabel 3: Reken capaciteit aansluitingen kleinverbruik elektriciteit

Afneemercategorie	Doorlaatwaarde van de aansluiting	Reken capaciteit [kW]	€ per jaar incl. btw.
1	t/m 1x6A geschakeld	0,05	
2	1-fase aansluitingen t/m 1x10A	0,5	
3a	1-fase >1x10A en 3-fase t/m 3x25A subgroep 1	3	120
3b	1-fase >1x10A en 3-fase t/m 3x25A subgroep 2	9	360
3c	1-fase >1x10A en 3-fase t/m 3x25A subgroep 3	15	600
4	> 3x25A t/m 3x35A	20	800
5	> 3x35A t/m 3x50A	30	
6	> 3x50A t/m 3x63A	40	
7	> 3x63A t/m 3x80A	50	

Hiervoor wordt een nieuwe “afzekeringsmethodiek” ontwikkeld en op aanvraag toegepast. Afnemers krijgen de gelegenheid om eenmalig de doorlaatwaarde van hun aansluiting aan te passen. Daarnaast wordt in deze oplossingsrichting een register gemaakt bij de netbeheerders waarin de gekozen aansluitcategorie landelijk wordt vastgelegd. Hiervoor is waarschijnlijk een grootschalig programma nodig om bij veel klanten langs te gaan.

## 2. Afrekening op gemeten vermogen (kW).

### a. Afrekenen op gecontracteerd vermogen “bandbreedte” of “abonnement”.

In deze oplossing wordt het nettatarief voor kleinverbruikers gebaseerd op het gecontracteerde vermogen per kW. De tariefdrager blijft dus kW. Er komt dan een vast bedrag per kW. Dit is mogelijk voor kleinverbruikers met een slimme meter waarbij achteraf per maand wordt gekeken naar het hoogste verbruik in een bepaalde tijdsperiode (bijvoorbeeld 15 minuten) in de afgelopen maand. De aanwezigheid van een slimme meter is dus een uitgangspunt. Kleinverbruikers sluiten vooraf een contract af op basis van een bepaalde benodigde vermogensbandbreedte, bijvoorbeeld:

- Basis (tot max 4 kW) (koken en verwarmen op gas). Rekenwaarde 4 kW.
- Medium (4 tot max 10 kW) (hybride warmtepomp en elektrisch koken). Rekenwaarde 10 kW.
- Groot (4 tot max 17,3 kW (3x25A) (all-electric en/of laadpaal voor kleine auto). Rekenwaarde 15 kW.

Achteraf wordt gekeken of kleinverbruikers zich gehouden hebben aan de contractwaarde. Daarvoor is het noodzakelijk dat netbeheerders alle slimme meters elke dag uitlezen en steeds de hoogste kwartierwaarde bewaren. Bij (structurele) overschrijding wordt voor de betreffende maand een hogere contractbandbreedte verrekend. Wellicht dat die kan/moet worden aangevuld met een boete of fee voor het gebruik “buiten de bundel”, of kan bij overschrijding in het geheel een andere tariefstructuur van toepassing worden verklaard. Initieel is de beoordeling van de gebruikte capaciteit energierichting onafhankelijk, maar mogelijk kan onderscheid worden gemaakt tussen de tarieven voor onttrekking en invoeding.

Ook van deze oplossingsrichting is het doel te komen tot een betere verdeling van de bestaande assetkosten op basis van kostenveroorzaking. Kleinverbruikers kunnen zelf kiezen of ze een aanvullend contract afsluiten met hun leverancier of een onafhankelijke aggregator die hen helpt bij het binnen de bandbreedte blijven. Dit model leidt, net als bij oplossingsrichting 1, tot twee extra afneemercategorieën en bijbehorende captar’s, maar past wel binnen het huidige leveranciersmodel.

*b. Afrekenen op gemeten vermogen (kW) achteraf, zonder “abonnement”.*

Een alternatieve inrichting van deze oplossingsrichting is dat er geen bandbreedte of abonnement vooraf wordt afgesloten, maar dat er achteraf direct wordt gefactureerd op basis van de werkelijke onttrokken maximum capaciteit in de betreffende maand (tegen een vast bedrag per kW). Aangeslotenen kunnen een maandelijks wisselende rekening krijgen voor de gebruikte maximum capaciteit. Ook hier is de aanwezigheid van een slimme meter dus een uitgangspunt. Uit meetresultaten blijkt dat de meeste klassieke kleinverbruikers (dus zonder warmtepompen, zon-PV of laadpalen) niet boven de 4 kW maximum komen. Voor hen verandert er dus in praktijk weinig in deze situatie. Bij aangeslotenen die vanwege zon-PV of laadpalen meer vermogen nodig hebben, betalen dus voor elke losse kW die ze nodig hebben extra. Deze optie voldoet niet aan de door ACM vereiste ketentransparantie. Ook leidt deze optie – met het huidige leveranciersmodel – tot aanzienlijke administratieve lasten bij vergunninghoudende leveranciers.

3. Gecontracteerd vermogen “bandbreedte” met stoplichtmodel (o.a. Smart Charging).

Deze oplossing bouwt voort op oplossingsrichting 2, aangevuld met een signaal (stoplichtsignaal) vanuit de DSO/TSO waarbij er wel “ongestraft” een hoger vermogen kan worden onttrokken en de maximale vermogenspiek niet meetelt voor de maandelijks afrekening, als het stoplicht op groen staat (als het stoplicht op rood staat telt de maximale vermogenspiek wel mee voor de indeling in een bepaalde afnemerscategorie). Ook hier is de aanwezigheid van een slimme meter dus een uitgangspunt. Dit signaal wordt aan de afnemers en marktpartijen doorgegeven. Dit signaal kan dan gebruikt worden voor slimme toepassingen. Dit stoplichtsignaal kan gebaseerd worden op beschikbare netwerkcapaciteit, overschotten aan duurzame invoeding of andere omstandigheden. In de uitvoering kan er worden gekozen om dit signaal voor een bepaalde regio, netvlak of ander gebied te laten gelden of juist als landelijk signaal te introduceren. Tevens kan in de uitvoering worden gekeken in welke mate dit signaal (near) real-time is. Een gedifferentieerd real-time signaal zal logischerwijze voor meer complexiteit in de uitvoering zorgen. Deze optie heeft voor leveranciers dezelfde nadelen als optie 2b. Een mogelijke oplossing is om de extra netwerkkosten als gevolg van overschrijdingen tijdens “rood” apart te verrekenen en buiten het aanbod-op-maat regime van de ACM te plaatsen.

Een specifieke variant van deze oplossingsrichting is Smart Charging voor laadpalen. De verwachting is dat op veel plaatsen in ons land door gemeenten en provincies aanbestedingsprocedures geïnitieerd worden voor de plaatsing van openbare laadpalen. In de praktijk blijkt de capaciteitskeuze voor deze laadpalen mede te worden beïnvloed door de bestaande tariefstructuur met bijbehorende tariefniveaus. Er wordt dan gekozen voor het lage tarief 3x25A, met potentieel een hoge belasting tijdens periodes van hoge netbelasting.

Bij onder andere de provincies Overijssel en Gelderland hebben de netbeheerders in overleg met deze provincies een concept van Smart Charging in het bestek van de aanbesteding meegenomen. Klanten kiezen voor een zwaardere aansluiting (stel 3x35A), waarbij wordt overeengekomen dat ten tijde van hoge netbelasting door de laadpalen een capaciteit wordt gevraagd die veel lager ligt dan de maximale capaciteit van een 3x25A-aansluiting. In de praktijk wordt er nu nog een gewone 3x35A gerealiseerd waarbij via de netbeheerder in de pilotfase hier een korting op wordt gegeven. Dit is echter op termijn niet houdbaar. Deze smart charging oplossing zou voor alle type aansluitingen geschikt gemaakt kunnen worden en niet alleen voor laadpalen.

4. Volledige flexibele nettarieven (wisselende prijs per kW per periode).

Deze optie is mogelijk voor kleinverbruikers met een slimme meter waarbij achteraf per maand wordt gekeken naar de hoogste vermogensonttrekking. Ook hier is de aanwezigheid van een slimme meter dus een uitgangspunt. Hierbij krijgen kleinverbruikers direct zelf via de netbeheerder een actuele prijs per kW voor een bepaalde periode. Dit wordt real-time doorgegeven. Klanten zijn zelf verantwoordelijk voor het vermogensgedrag en voor het eventueel contracteren van marktpartijen die helpen om het onttrokken vermogen onder controle te krijgen. Dit model kan waarschijnlijk alleen bij volledige automatische vraagresponso worden ingevuld. Tevens moet bij deze optie worden onderzocht of het leveranciersmodel en de vangnetregulering van de ACM nog passend zijn.

### **Waardering van oplossingsrichtingen**

Alle vier de oplossingsrichtingen bevinden zich binnen het domein van de netwerkstarieven en bouwen deels op elkaar voort, bijvoorbeeld oplossingsrichting 3 die een stoplichtmodel toevoegt aan de in oplossingsrichting 2 geïntroduceerde gecontracteerd vermogen “bandbreedte”.

In alle oplossingsrichtingen wordt het maximale capaciteitsbeslag op het netwerk directer vertaald in het te factureren bedrag. Klanten met hogere capaciteitsvraag (laadpalen, warmtepompen etc.) zullen het in eerste instantie als een nadelige ontwikkeling ervaren. De oplossingsrichtingen zijn daarmee vooral gericht op het versterken van het kostenveroorzakingsprincipe en het stimuleren van efficiënt netgedrag. De klant krijgt meer mogelijkheden – met name bij de oplossingsrichtingen 2, 3 en 4 – om met efficiënt netgedrag invloed uit te oefenen op de uiteindelijke nota. Het verplaatsen van de capaciteitsvraag naar andere momenten op de dag, leidt bij de netbeheerder tot een efficiënter gebruik van het netwerk en daarmee op termijn tot lagere netkosten. Daarnaast kan opslagfaciliteit, bijvoorbeeld inzet van de accu van de elektrische auto, voorzien in de eigen energiebehoefte. Deze flexibiliteitsinzet wordt dan ook beloond met een lagere nota. Het directe voordeel voor de klant en het voordeel in termen van efficiënter netgebruik van het overstappen op oplossingsrichtingen 2, 3 en 4, is in belangrijke mate afhankelijk van gedragsverandering door de klanten, oftewel de prikkel om actief deel te nemen. Met andere woorden: in welke mate laat de klant zich prikkelen door de tariefstructuur en door welke structuur wordt hij maximaal aangezet tot optimaal “netgedrag” (door middel van automatische vraagresponso). Het inzicht hierin is op dit moment nog niet aanwezig.

Wat betreft de voorspelbaarheid van de nota van de consument geldt dat oplossingsrichting 1 de hoogste mate van voorspelbaarheid/ zekerheid geeft, zoals ook in de huidige tariefstructuur het geval is. Bij oplossingsrichting 2 en 3 en in mindere mate bij 4, kan echter ook een hoge mate van voorspelbaarheid gerealiseerd worden. Initieel kan de inschatting van de benodigde capaciteit gemaakt worden op basis van de bij een klant aanwezige elektrische apparaten. Na deze initiële inschatting kunnen in daarop volgende perioden inschattingen worden gemaakt op basis van de historische realisaties van de benodigde capaciteit, waardoor weer een essentieel deel van de nota goed voorspelbaar is. Dat is het voordeel van inzet van de slimme meter. Er komt een duidelijk (real-time) inzicht in de gebruikte capaciteit die direct ingezet kan worden ter verhoging van de voorspelbaarheid van de nota. Voor oplossingsrichting 4 zal ook met een voorspelling van de nettarieven moeten worden gewerkt. In de toekomst kan ook automatische vraagresponso bijdragen aan de voorspelbaarheid van de rekening. Met bovengenoemde maatregelen kan onzekerheid over de hoogte van de rekening worden beperkt.

De gepresenteerde oplossingsrichtingen zijn in volgorde versterkend op elkaar en maken veelal in toenemende mate gebruik van nieuwe of nog te ontwikkelen technologie. Een belangrijke voorwaarde voor de oplossingsrichtingen 2, 3 en 4 is de introductie van de slimme meter waardoor de daadwerkelijke vermogensvraag inzichtelijk wordt op het niveau van de individuele aansluiting.

Daarnaast hangt ook veel af van de ontwikkeling van geautomatiseerde vraagresponse technologie. Hoe sneller die ontwikkeling gaat hoe eerder het zinvol kan zijn om complexere tariefstructuren overeenkomstig de oplossingsrichtingen 2, 3 en 4 te introduceren. In principe kunnen alle oplossingen worden ingevoerd binnen het leveranciersmodel, al zal afhankelijk van de oplossing de complexiteit toenemen en daarmee ook mede bepalend zijn voor het behoud van het leveranciersmodel. Tevens zal de uitvoeringslast wel toenemen. Alle oplossingsrichtingen leiden tot systeemaanpassingen en daarmee tot eenmalige implementatiekosten en structurele kosten. Daarmee wordt het marktmodel onderdeel van de discussie over tariefstructuren en uitvoeringskosten.

De volgende implementatievraagstukken zijn door de werkgroep geïdentificeerd. Bij oplossingsrichting 1 krijgt elke klant een financiële prikkel voor zo'n klein mogelijke doorlaatwaarde. Als een klant een kleinere doorlaatwaarde wil hebben dan de huidige zekeringswaarde van zijn aansluiting, dan is een fysieke aanpassing bij de klant vereist door de netbeheerder. De fysieke aanpassing omvat niet alleen de zekeringswaarde, maar in het geval van een 3-fase aansluiting voor de klant ook het herinrichten van de installatie (voor eigen kosten).

Er is dus geen sprake van een mogelijkheid om niet (of later) bij die klant langs te gaan. Gezien de doorlaatwaarde van 17,3 kW hebben in ieder geval de klassieke kleinverbruikers met een 3\*25A-aansluiting een financiële prikkel om een kleinere doorlaatwaarde aan te vragen. Ongeveer een derde van de kleinverbruikers beschikt over een 3\*25A-aansluiting. Bij een 1\*25A-aansluiting en 1\*35A-aansluiting is de doorlaatwaarde 5,8 kW respectievelijk 8,1 kW, zodat de mogelijkheden om met een kleinere doorlaatwaarde uit te kunnen bij die aansluitingen beperkter zijn, maar niet zijn uitgesloten.<sup>8</sup> Bij de oplossingsrichtingen 2, 3 en 4 is het vereist dat er een slimme meter operationeel is. Deze oplossingsrichtingen kunnen dus technisch gezien niet eerder dan 2020 worden ingevoerd. In tegenstelling tot oplossingsrichting 1 zal bij oplossingsrichtingen 2, 3 en 4 de achterliggende meetketen heringericht moeten worden. Tevens dienen de factureringssystemen van de netbeheerder en leverancier aangepast te worden en worden deze complexer dan het huidige eenvoudige systeem. Een aanvullend vraagstuk bij de implementatie van oplossingsrichtingen 2, 3 en 4 is dat er een (tijdelijke) oplossing gevonden moet worden voor klanten die geen slimme meter wensen. Een financiële prikkel kan helpen de slimme meter geplaatst te krijgen. Een voorbeeld van zo'n prikkel is een klant initieel in een maximale capaciteitsklasse in te delen totdat slimme meter data aantoont dat de capaciteitsvraag feitelijk lager is. De vraag is of een dergelijke prikkel strookt met het principe van non-discriminatie.

Alle oplossingsrichtingen vereisen wijzigingen in de onderliggende regelgeving van de Elektriciteitswet 1998. De tariefstructuur verandert en dat dient vertaald te worden in de aan de wet onderliggende codes. Er zijn geen strijdigheden met Europese wetgeving.

Bij alle oplossingsrichtingen treden naar verwachting herverdelingseffecten over de betrokken klantgroepen op. De totale kosten die toegewezen worden aan het kleinverbruikerssegment wijzigen door de wijziging van de tariefstructuur niet, de verdeling over de betrokken klantgroepen echter

---

<sup>8</sup> Juist het tarifieren op basis van capaciteitsbeslag geeft invulling aan het kostenveroorzakingsprincipe (wat met het oplossen van de belemmering wordt nagestreefd). Tarifiering op basis van verbruik (zonder een tijdselement) doet dat niet, juist niet bij een grote differentiatie in gebruiksprofielen zoals deze zich naar verwachting in de toekomst zal voordoen. Het basis deel van de transportbehoefte van de klant dient derhalve aan een capaciteit gerelateerd tarief gekoppeld te zijn. Bij gas is nog een initiële indeling o.b.v. verbruik maar wordt ook afgerekend op capaciteit. De proxy op basis van verbruik bij gas is van oudsher bedoeld om onderscheid te maken tussen kleinverbruikers die gas alleen gebruiken om te koken en kleinverbruikers die gas (ook) gebruiken voor verwarmen. Door toekomstig veranderde inzet van gas (piekvraag met weinig m3 op duur moment) is deze proxy naar verwachting niet toekomst vast.

wel. De diversiteit van aansluitcapaciteiten of gevraagde maximale capaciteit komt tot uitdrukking in de rekeneenheid die ingezet wordt voor de facturering van het tarief per kW. Op korte termijn zorgt de nog steeds dominante homogeniteit van de groep er voor dat de tarieven voor de “gewone” huishoudelijke kleinverbruiker niet significant beïnvloed worden. Maar naarmate het aandeel van de klanten dat een hogere maximale capaciteit vraagt in het kleinverbruikerssegment stijgt, heeft dit – uitgaande van gelijkblijvende netkosten – een drukkende werking op deze tarieven. De klanten die hogere maximale capaciteiten vragen, worden ook specifiek (gebaseerd op hun vraag) tegen hogere notabedragen afgerekend. Anderzijds kunnen energie-efficiënte klanten (PV-huishoudens) toe met een lagere aansluitwaarde of capaciteitsvraag en krijgen zij dan een lagere nota.

Zoals gezegd zijn de oplossingsrichtingen gericht op het versterken van het kostenveroorzakingsprincipe en het stimuleren van efficiënt netgedrag. De oplossingsrichtingen dragen daarmee bij aan de betaalbaarheid van de energievoorziening. Een beperkte bijdrage aan de verduurzaming komt met name van oplossingsrichting 3. Als momenten van enerzijds veel aanbod van duurzame energie en anderzijds veel ruimte in het net (“groen stoplicht”) samenvallen, dan kan de klant zonder extra kosten of tegen lagere kosten gebruik maken van deze duurzame energie. Veel invoeding van duurzame energie zal echter ook leiden tot drukte op specifieke netdelen. Het is niet zeker of extra vraag op andere netdelen (met “ruimte”) dan wel gerealiseerd kan worden. Alleen een juiste combinatie van mogelijkheden in het net levert voordeel voor de verduurzaming van de energievoorziening op. Aan de ontwikkeling van flexibiliteit levert oplossingsrichting 1 geen bijdrage, maar de oplossingsrichting 2, 3, 4 wel.

### Conclusie

Figuur 4 vergelijkt de oplossingsrichtingen voor deze belemmering met elkaar op basis van een grofmazige (relatieve) score op kosten, uitvoerbaarheid en robuustheid. De figuur is daarmee (slechts) een globale weergave van de voorafgaande analyse inclusief alle beschouwingen en nuanceringen.

*Figuur 4: Score van oplossingsrichtingen voor belemmering 1 (Uniform capaciteitstarief voor kleinverbruikers elektriciteit)*

	Kosten	Uitvoerbaarheid	Robuustheid
<b>1. Verdere differentiatie naar fysieke doorlaatwaarde</b>	0	-	-
<b>2. Afrekening op gemeten vermogen (kW)</b>			
<b>a. Afrekenen op gecontracteerd vermogen “bandbreedte” of “abonnement”</b>	+	+	+
<b>b. Afrekenen op gemeten vermogen (kW) achteraf, zonder “abonnement”</b>	+	0	+
<b>3. Gecontracteerd vermogen “bandbreedte” met stoplichtmodel (o.a. Smart Charging)</b>	+	0	+
<b>4. Volledige flexibele nettarieven (wisselende prijs per kW per periode)</b>	+	-	0

Voor de waardering van de oplossingsrichting is het noodzakelijk om te beseffen dat oplossingsrichtingen 2, 3 en 4 volgordeeljk op elkaar kunnen zijn. Maar dat 3 en 4 veel meer uitdagingen hebben op gebied van aanpassing van het marktmodel en ICT-toepassingen. Oplossing 2 is daarom een soort van no-regret oplossing die geïntroduceerd kan worden. Oplossingsrichting 2b scoort minder op uitvoerbaarheid dan oplossingsrichting 2a vanwege de hogere administratieve lasten bij vergunninghoudende leveranciers en de bestaande eisen die worden gesteld aan

ketentransparantie. Vervolgens kan gekeken worden in hoeverre het wenselijk of haalbaar is verder te gaan richting de oplossingsrichtingen 3 en 4.

Daarvoor is in ieder geval een bredere discussie nodig met experts op het gebied van marktfacilitering en ICT. Het verdient aanbeveling om kwantitatieve verkenningen te ontwikkelen waarin de gevolgen van andere tariefstructuren voor efficiënt netgebruik en uitvoeringskosten op een rij worden gezet.

Oplossingsrichting 1 lijkt qua haalbaarheid en robuustheid niet haalbaar. Er moet bij de oplossing veel geïnvesteerd worden in een oplossing die niet toekomst vast is en geen opmaat is naar een verdere digitalisering en flexibilisering van de markt. Deze oplossing wordt dan ook ontraden hoewel deze wel technisch mogelijk is.

Wat in algemene zin wel kan worden gesteld, is dat als we de tariefstructuur gaan veranderen het dan aanbevelenswaardig is om dat te doen met zicht op toekomstige ICT-mogelijkheden. Dan komen op termijn de oplossingsrichtingen 2, 3 en 4 dus in beeld. Oplossingsrichting 1 zou een (noodzakelijke) alternatieve tariefstructuur kunnen zijn voor klanten zonder slimme meter, waar dan zo mogelijk (gegeven het principe van non-discriminatie) wel een financiële prikkel vanuit dient te gaan om de slimme meter geplaatst te krijgen.

Wat betreft de mogelijke invoeringstermijn is reeds vermeld dat het vanwege de uitrol van de slimme meter technisch niet eerder kan dan in 2020. Gelet op de benodigde marktafstemming en politieke besluitvorming die “doorlopen” zou moeten worden, lijkt 2020 te ambitieus. Daarnaast is het aan te bevelen om een wijziging van de tariefstructuur te effectueren op het moment dat een nieuwe reguleringsperiode start, aangezien een wijziging de huidige reguleringsmethodiek beïnvloedt. De eerstvolgende reguleringsperiode start op 1 januari 2022.

#### **4. Belemmering 2: Ongelijk speelveld op flexibiliteitsmarkt voor onttrekking en invoeding van elektriciteit**

##### ***Belemmering***

###### *Wat is de huidige situatie?*

In de huidige tariefstructuur wordt alleen bij afnemers die elektriciteit onttrekken een transportafhankelijk tarief in rekening gebracht. Dit ligt vast in artikel 29 van de Elektriciteitswet. In de wet ligt ook vast dat de wetgever bij Algemene Maatregel van Bestuur (AMvB) een invoedingstarief kan invoeren. Afnemers die elektriciteit invoeden betalen wel het transportafhankelijk tarief en een aansluittarief.

###### *Wat is het probleem?*

De keuze om alleen bij onttrekkers een transportafhankelijk tarief in rekening te brengen was logisch en efficiënt in een tijd dat productie de vraag volgde en het begrip “prosumer” nog niet was uitgevonden. In de toekomstige energiewereld zal de behoefte aan flexibiliteit toenemen door een forse groei van weersafhankelijke elektriciteitsopwekking. Die behoefte aan flexibiliteit kan op verschillende manieren worden ingevuld. Het is van maatschappelijk belang dat de benodigde flexibiliteit tegen de laagste kosten wordt gerealiseerd, onder andere door slimme inzet van de elektrificatie van vervoer en warmte. Zonder gelijk speelveld op de flexibiliteitsmarkt komt niet de beste marktuitkomst tot stand. Een ongelijk speelveld kan leiden tot een ondoelmatige inzet van installaties die flexibiliteit kunnen bieden. De belemmering kan ertoe leiden dat doelmatige flexibiliteitsoplossingen niet worden gebouwd/geactiveerd met onnodig hoge kosten voor de inpassing van duurzame energie tot gevolg.

De keuze om alleen bij onttrekkers een transportafhankelijk tarief in rekening te brengen kan, in de toekomst, overigens ook uit hoofde van efficiënt netgebruik als een belemmering worden gezien. Door de (verwachte) toename van decentrale opwekking op alle netvlakken worden meer en meer netuitbreidingen veroorzaakt door invoeding op het net. Uit hoofde van sturing op efficiënt netgedrag lijkt het dan ook logisch om invoeders te belasten met een kostengebaseerd transportafhankelijk tarief.

###### *Wat betekent dit voor de beleidsdoelstellingen?*

Het risico doet zich voor dat de historische keuze voor het schrappen van een transportafhankelijke tarief voor invoeders, een knelpunt gaat worden voor de betaalbaarheid van de energievoorziening. Dit vanwege zowel het uit deze keuze voortvloeiende ongelijke speelveld op de flexibiliteitsmarkt als gebrek aan een prikkel voor invoeders tot efficiënt netgedrag.

##### ***Oplossingsrichtingen***

De werkgroep heeft drie mogelijke oplossingsrichtingen voor deze tariefbelemmering geïdentificeerd. Alle drie de oplossingsrichtingen bevinden zich binnen het domein van de nettarieven. De oplossingsrichtingen 1 en 2 betreffen oplossingen binnen het domein van de transporttarieven.

1. Introduceren van een wettelijke bepaling om invoedingskosten voor gebruik van het netwerk in rekening te brengen;
2. Afschaffen van het onderscheid tussen de onttrekking en invoeding;
3. Consequent doorberekenen van diepe aansluitkosten voor elke afnemer op elk netvlak.



Oplossingsrichting 1 gaat uit van een eigen systematiek voor het transportafhankelijke tarief voor invoeders. Binnen oplossing 1 zijn overigens verschillende varianten te onderscheiden. Deze varianten betreffen het in rekening brengen van kosten voor gebruik van het netwerk via verschillende tariefdragers en/of combinaties daarvan. Zo is er geanalyseerd wat het in rekening brengen van kosten via een tariefdrager kW of kWh betekent. Bij oplossingsrichting 2 vervalt elk onderscheid tussen onttrekking en invoeding, en krijgen invoeders en onttrekkers dus dezelfde transporttarieven in rekening gebracht (inclusief een transportafhankelijk tarief). Oplossingsrichting 3 onderscheidt zich van de andere oplossingsrichtingen doordat deze zich richt op het aansluittarief en slechts indirect op het transporttarief

### ***Waardering van oplossingsrichtingen***

De eerste analyse van de oplossingsrichtingen leidt tot de volgende bevindingen. De oplossingsrichtingen hebben allemaal tot gevolg dat er sprake is van een andere allocatie van kosten. Een deel van de netwerkkosten wordt via de elektriciteitsprijs in rekening gebracht bij de verbruikers. Maar uiteindelijk worden de kosten, net zoals nu het geval is, in elke variant gedragen door de eindgebruikers van elektriciteit. Eén en ander is wel afhankelijk van de import/exportverhouding. Bij meer export dalen de kosten voor eindgebruikers in Nederland. Uiteraard is er in de analyse van de werkgroep aandacht voor het level-playing field voor invoeders op de (Europese) elektriciteitsmarkt. De vraag is daarbij in welke mate (hogere) netwerkkosten kunnen worden doorberekend in de (hogere) marktprijs. Ongeveer de helft van de Europese lidstaten heeft op dit moment een tarief voor invoeding. Een belangrijke barrière is de Europese Verordening 838/2010 waarin staat dat het tarief dat afnemers die enkel invoeden betalen voor gebruik van het netwerk niet hoger mag zijn dan € 0,50 per MWh. Dit bedrag is exclusief de kosten in verband met ondersteunende diensten en systeemverliezen.

De mogelijkheden om onderscheid te maken tussen afnemers op verschillende spanningsniveau zijn beperkt. Vanuit het oogpunt van non-discriminatie en een level-playing field is het lastig om een regeling te introduceren waarbij bijvoorbeeld op hogere spanningsniveaus geen tarief geldt voor invoeders. Dit was juist het probleem bij het landelijk uniform producententarief (LUP) dat dit onderscheid wel maakte. Ook vanuit Europa is wetgeving (Clean Energy Package) op komst, waarin als voorwaarde wordt gesteld dat er geen onderscheid gemaakt kan worden op basis van spanningsniveaus. Het is wel mogelijk om het cascadeprincipe toe te passen, zoals dat ook wordt gedaan bij afnemers die onttrekken. Op hogere spanningsniveaus betalen afnemers dan niet voor de lagere spanningsniveaus.

Nadrukkelijke aandacht van de werkgroep heeft de mogelijke specifieke aanvullende impact op duurzame productie-installaties. Duurzame elektriciteitsopwekking wordt in de oplossingsrichtingen geconfronteerd met additionele kosten, terwijl duurzame opwekkers slechts in beperkte mate hierop kunnen sturen. Dit aangezien de meeste duurzame technologieën een sterke weersafhankelijkheid kennen. Reeds gebouwde installaties hebben een subsidiebeschikking waar vooralsnog in de berekening van de onrendabele top geen rekening wordt gehouden met deze mogelijke aanvullende impact. Wellicht is er een overgangsregeling nodig.

*Oplossingsrichting 1: Introduceren van een wettelijke bepaling om invoedingskosten voor gebruik van het netwerk in rekening te brengen.*

Zoals hierboven aangegeven kent deze oplossingsrichting twee varianten; een variant die het gebruik van het net in rekening brengt op basis van afgenomen vermogen (kW) en een variant die de kosten voor gebruik van het net in rekening brengt op basis van het verbruik (kWh). Voor beide varianten geldt dat wat betreft de kosten sprake is van een herverdeling. Een herverdeling kan als negatief

worden gezien. Aan de andere kant heeft het introduceren van een wettelijke bepaling om ook bij afnemers die invoeden een transporttarief in rekening te brengen een positief kostenaspect; afnemers die invoeden krijgen een prikkel voor efficiënt netgebruik. Zoals hierboven aangeven is dit voor niet-regelbare, weersafhankelijke eenheden enerzijds mogelijk een wat minder effectieve prikkel. Anderzijds kan worden beargumenteerd dat ook voor dergelijke eenheden dit wel degelijk een effectieve prikkel is aangezien opslag een alternatief is.

Met betrekking tot de uitvoerbaarheid heeft oplossingsrichting 1 wel wat voeten in de aarde. Niet enkel de tarievenscode moet worden aangepast, ook de Elektriciteitswet moet aangepast worden en/of de minister moet invulling geven aan zijn bevoegdheid om een AMvB uit te vaardigen. Binnen oplossingsrichting 1 scoort een tariefdrager op basis van kW beter op eenvoud. Voor het verstrekken van subsidies is een regeling op basis van kWh beter uitvoerbaar. Voor beide varianten geldt dat het marktmodel complexer gaat worden; separaat moeten wellicht kosten in rekening worden gebracht voor ontvangst én invoeding. Daarnaast maakt Europese regelgeving de regeling lastiger om uit te voeren. Een ontwerp moet vooralsnog rekening houden met de Europese maximale grenswaarde voor een producententarief per MWh.

Wat betreft robuustheid over oplossingsrichting 1 het volgende. In de toekomst krijgen we een meer aanbod-gedreven systeem en een groot gedeelte van de netinvesteringen worden veroorzaakt door het aansluiten van productie-installaties. Een systeem waarin elke gebruiker ook betaalt voor het gebruik van de voorziening lijkt robuuster dan een systeem waarin dat niet het geval is. Daarnaast leidt het in rekening brengen van kosten bij afnemers die invoeden ertoe, dat deze afnemers op zoek zullen gaan naar locaties waar deze kosten laag of nihil zijn; bijvoorbeeld op een locatie waar productie gecombineerd kan worden met vraag.

Tenslotte biedt deze oplossingsrichting mogelijkheden voor het belasten van invoeding binnen de grens van € 0,50 per MWh zoals die is opgenomen in Europese wetgeving.

#### *Oplossingsrichting 2: afschaffen van onderscheid tussen onttrekking en invoeding*

Allereerst staat het maximum van € 0,50 per MWh uit de Europese wetgeving aan deze oplossing in de weg. Op uitvoerbaarheid is de score van deze oplossingsrichting daarom minder. Wat robuustheid betreft gelden voor deze oplossingsrichting dezelfde overwegingen als voor oplossingsrichting 1. Tenslotte kan over deze oplossingsrichting worden gesteld dat er inderdaad een gelijk speelveld op de flexibiliteitsmarkt ontstaat in termen van de netwerkkosten die aan invoeders en onttrekkers in rekening worden gebracht. Het is echter de vraag of zo'n gelijke verdeling van kosten over invoeding en onttrekking in overeenstemming is met het principe van kostenveroorzaking.

#### *Oplossingsrichting 3: Consequent doorberekenen van diepe aansluitkosten voor elke afnemer op elk netvlak.*

Een derde optie is om de diepe aansluitkosten door te berekenen. Dat geldt dan voor aansluitingen kleiner dan 10 MVA. Aansluitingen groter dan 10 MVA worden aangesloten op een punt in het net waar voldoende capaciteit beschikbaar is. Deze derde optie scoort goed op het principe van kostenveroorzaking, want de kosten die worden veroorzaakt door de nieuwe aansluiting worden bij de aanvrager neergelegd. Het geeft tevens een locatieprikkel om een plek te kiezen waar veel ruimte in het net is, zodat er aansluitkosten bespaard kunnen worden.

Het leidt wel tot een andere verdeling van de kosten van diepe netinvesteringen. In plaats van dat deze gesocialiseerd worden, landen deze bij één aanvrager. Deze kosten kunnen bovendien sterk verschillen per aanvrager. Op korte termijn is het dan ook de vraag hoe dit ingepast wordt binnen de SDE+. Daarnaast kan dit een onbedoelde prikkel geven aan de netbeheerder om investeringen juist

uit te stellen, waardoor investeringen juist wellicht minder doelmatig worden gedaan dan zou kunnen. Ten slotte is het netwerk slechts één aspect in de keuze voor een locatie: het kan maatschappelijk efficiënter zijn om een windpark neer te zetten op een plek waar het hard waait en wellicht wat hogere netinvesteringen moeten worden gedaan, dan op een plek waar het weinig waait, maar wel ruimte is in het netwerk.

Om deze optie in te voeren, is een wijziging van de Elektriciteitswet noodzakelijk. Daarnaast moeten de codes worden aangepast.

### **Conclusie**

Figuur 5 vergelijkt de oplossingsrichtingen voor deze belemmering met elkaar op basis van een grofmazige (relatieve) score op kosten, uitvoerbaarheid en robuustheid. De figuur is daarmee (slechts) een globale weergave van de voorafgaande analyse inclusief alle beschouwingen en nuanceringen.

*Figuur 5: Score van oplossingsrichtingen voor belemmering 2 (ongelijk speelveld op flexibiliteitsmarkt)*

	Kosten	Uitvoerbaarheid	Robuustheid
<b>Opl. 1: Invoeding kosten voor gebruik van netwerk in rekening brengen</b>	<i>+</i>	<i>0</i>	<i>+</i>
<b>Opl. 2: Afschaffen onderscheid onttrekking en invoeding</b>	<i>0</i>	<i>-</i>	<i>0</i>
<b>Opl. 3: Doorberekenen van diepe aansluitkosten</b>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>-</i>

Oplossingsrichtingen 2 en 3 scoren lager op het criterium kosten dan oplossingsrichting 1. Voor oplossingsrichting 2 is de reden dat deze oplossing bij voorbaat gebonden is aan een gelijke verdeling van netwerkkosten over invoeders en onttrekkers. Vanuit het kostenveroorzakingsprincipe kan er aanleiding zijn voor een andere verdeling. Voor oplossingsrichting 2 geldt dat deze inderdaad wel in overeenstemming is met het kostenveroorzakingsprincipe, maar dat daarbij sprake is van grote herverdelingseffecten met een grote financiële impact op individuele klanten. Oplossingsrichting 2 scoort het slechtste op uitvoerbaarheid, omdat het maximum van € 0,50 per MWh uit de Europese wetgeving bij deze oplossing in de weg staat. Wat betreft robuustheid scoort oplossingsrichting 3 het slechts. De reden is de slechte voorspelbaarheid van de aansluitkosten in individuele situaties. Oplossingsrichting 1 scoort het beste op robuustheid vanwege de mogelijkheid om technologische ontwikkelingen te vertalen in andere kostentoedelingen en tariefstructuren voor invoeders.

Aan het invoeren van een invoedingstarief ligt een afweging ten grondslag tussen enerzijds een gelijk speelveld op de (internationale) elektriciteitsmarkt en anderzijds een gelijk speelveld op de flexibiliteitsmarkt en de wenselijkheid van prikkels tot efficiënt netgedrag voor invoeders. Daar waar in het verleden (logischerwijs) de nadruk lag op het belang van het gelijke speelveld op de (internationale) elektriciteitsmarkt winnen de andere twee belangen tegenwoordig, en naar verwachting ook in de toekomst, aan terrein. Op termijn kan de afweging naar de andere kant omslaan. Oplossingsrichting 1 lijkt in dat geval de meest aangewezen route.

## 5. Belemmering 3: Kosten van hogere kW<sub>contract</sub> en kW<sub>max</sub> maand bij tijdelijk meer afnemen

### **Belemmering**

#### *Wat is de huidige situatie?*

In de huidige tarievenstructuur geldt voor gebruikers op het hoog- en middenspanningsnet, naast één of soms twee andere tariefdragers, de tariefdrager kW<sub>contract</sub> voor het in rekening brengen van het transporttarief. De kW<sub>contract</sub>-waarde wordt voor een heel jaar vastgesteld op basis van de opgave van de gebruiker en/of de maximaal in een jaar gebruikte capaciteit in kW. De maximale afname van een gebruiker in een jaar wordt gezien als de belangrijkste kostendrijver van het hoogspanningsnet. De kosten van het hoog- en middenspanningsnet worden gedreven door de maximale capaciteit die een gebruiker op enig moment in het jaar afneemt. Het deel van de kosten die een netbeheerder dient toe te rekenen aan deze tariefdrager varieert tussen de 16% (laagspanning) tot 50% (hoogspanning). In de huidige tarievenstructuur is kostenveroorzaking daarmee het leidende principe.

Indien een gebruiker op enig moment in het jaar zijn kW<sub>contract</sub> overschrijdt dan geldt dat de gebruiker voor het hele jaar, met terugwerkende kracht, wordt afgerekend op dit hogere kW<sub>contract</sub>.

#### *Wat is het probleem?*

De verhoging van de kW<sub>contract</sub>-waarde voor een incidentele piek, wordt door marktpartijen als een belemmering ervaren om tijdelijk meer af te nemen, in perioden dat het elektriciteitssysteem mogelijk gebaat zou zijn bij een toename van het gebruik en er voldoende beschikbare netcapaciteit aanwezig is. Dit specifieke element in de tariefstructuur wordt door gebruikers op het hoog- en middenspanningsnet vooral als een belemmering ervaren bij een keuze om (te investeren in de mogelijkheid om) tijdelijk meer af te nemen vanwege de extra kosten als gevolg van daaraan gekoppelde verhoogde transportfactuur. Gebruikers die tijdelijk meer wensen af te nemen kunnen flexibiliteit leveren voor het energievoorzieningssysteem. Het leveren van deze flexibiliteit kan door de huidige tarievenstructuur ontmoedigd worden. Daarmee vormt deze wijze van verrekening een belemmering voor de elektrificatie van de industrie.

Het is de verwachting dat er in de toekomst veel vaker periodes zijn, waar er bijvoorbeeld sprake is van een overschot aan elektriciteit. In die periodes zal het systeem gebaat zijn bij de flexibiliteit die wordt geboden door de 'extra' vraag van afnemers op het hoogspanningsnet. Het 'extra' gebruik van elektriciteit wordt in dergelijke periodes aangewend door bijvoorbeeld energie-intensieve sectoren. Die hoeven op dat moment dan geen andere energie (gas) te gebruiken, waardoor er per saldo een mindere uitstoot aan CO<sub>2</sub> nodig is gegeven de vraag naar energie. Om die extra vraag te stimuleren moet gezocht worden naar een regeling die een dergelijke extra vraag niet te veel ontmoedigt door een contract- of tarievenstructuur, waarbij deze extra vraag voor een heel jaar voor een verhoging van de contractwaarde zorgt.

De impact van de belemmering is als volgt samen te vatten:

- Risico op gebrek aan gebruik van gelijktijdig geproduceerde, opgewekte elektriciteit;
- Potentieel aan flexibiliteit bij gebruikers blijft onbenut;
- Potentieel aan opties voor CO<sub>2</sub>-reductie in industrie blijft liggen (PtH, PtP, PtG).

#### *Wat betekent dit voor de beleidsdoelstellingen?*

Het risico ontstaat dat de belemmering er mogelijk toe leidt dat de beleidsdoelstelling duurzaamheid niet op de meest effectieve en efficiënte wijze tot stand komt; immers het potentieel aan flexibiliteit bij gebruikers blijft onbenut en de industrie zal opties voor CO<sub>2</sub>-reductie mogelijk niet ten volle benutten. Bij een groot aandeel gelijktijdig producerend vermogen, kan het optimaal waarborgen van het gelijktijdige gebruik interessant zijn.

De hier geïdentificeerde belemmering en de bijbehorende oplossingsrichtingen zijn gedreven vanuit het faciliteren van de vraagzijde, maar worden ook ondersteund vanuit sturing op efficiënt netgebruik. Het creëren van extra vraag, of het verschuiven van vraag naar perioden dat er voldoende ruimte is in het net, betekent per definitie een verbetering van de efficiëntie. De noodzaak om hier meer op te sturen is ook gedreven vanuit nieuwe toepassingen, die flexibel in vraag en aanbod kunnen zijn, denk aan warmtepompen, elektrische auto's, zonnepanelen en opslag.

### ***Oplossingsrichtingen***

Bij de oplossingsrichtingen heeft de werkgroep gekeken naar mogelijkheden voor tijdelijk extra gebruik in het algemeen en niet alleen in perioden van een overschot van duurzame opgewekte elektriciteit. De beschikbare netwerkcapaciteit is daarbij een gegeven.

De werkgroep heeft vijf mogelijke oplossingsrichtingen voor deze tariefbelemmering geïdentificeerd. De oplossingsrichtingen 1, 2, 3 en 4 bevinden zich binnen het domein van de nettarieven, de oplossingsrichting 5 valt hier buiten.

1. Tariefdifferentiatie afhankelijk van beschikbaarheid van transportcapaciteit; de bestaande kostenverrekeningsmethodiek blijft in stand maar in perioden van voldoende beschikbaarheid van transportcapaciteit in een bepaald deelgebied kan een gebruiker tijdelijk meer afnemen dan zijn  $kW_{\text{contract}}$  zonder dat er sprake is van de automatische verhoging van de  $kW_{\text{contract}}$ .
2. Aanpassen tariefdrager  $kW_{\text{contract}}$ ; de tariefdrager  $kW_{\text{contract}}$  naar beneden bijstellen en gebruikers meer af te rekenen op hun  $kW_{\text{max}}$  in een maand.
3. Onderscheid introduceren tussen 'flexibele netcapaciteit' en 'zekere netcapaciteit'; de tariefsystematiek biedt de mogelijkheid om naast 'zekere netcapaciteit' ook 'flexibele capaciteit' te contracteren.
4. Extra transportcapaciteit contracteren en verhandelen of veilen; de netbeheerder stelt de transportcapaciteit die op enig moment 'over' is beschikbaar aan gebruikers.
5. Verstrekken van subsidie voor elektrificatie van de industrie; het verstrekken van een subsidie aan de gebruiker ter dekking van de onrendabele top van investeringen.

Hieronder bespreken we de vijf oplossingsrichtingen voor deze tariefbelemmering afzonderlijk.

#### ***Oplossingsrichting 1: Tariefdifferentiatie afhankelijk van beschikbaarheid van transportcapaciteit***

Binnen deze oplossingsrichting blijft de bestaande tariefsystematiek en bijbehorende verdeling van kosten in stand. Hier wordt echter een element aan toegevoegd. Een gebruiker kan in perioden van voldoende beschikbaarheid van transportcapaciteit tijdelijk meer afnemen dan zijn  $kW_{\text{contract}}$  zonder dat dit tot verrekening voor het hele jaar geldt. Binnen deze eerste oplossingsrichting kan de uitwerking van deze tariefdifferentiatie:

- a) relatief eenvoudig worden gehouden (bijvoorbeeld slechts in bepaalde, maandelijks vast te stellen, daluren geldt dat er geen automatische verhoging is voor de  $kW_{\text{contract}}$ );

- b) meer gedifferentieerd worden toegepast (de automatische verhoging van de  $kW_{\text{contract}}$  geldt bijvoorbeeld niet voor bepaalde wekelijks vast te stellen uren en/of voor bepaalde regio's in het net);
- c) worden gedreven door een meer geavanceerd systeemsignaal waarbij near real-time (bijvoorbeeld één pte vooruit) wordt aangegeven of de automatische aanpassing van de  $kW_{\text{contract}}$  geldt of niet (stoplicht op groen impliceert dat de automatische aanpassing voor de  $kW_{\text{contract}}$  niet geldt).

Aanvullend kan bij al deze varianten mogelijk ook het tarief voor de  $kW_{\text{maxmaand}}$  in perioden van voldoende netcapaciteit op nul (of lager dan het reguliere tarief) worden gesteld. Het is duidelijk dat de beschikbaarheid van informatie over de systeemcapaciteit belangrijker wordt voor aangeslotenen, net zoals dat bij de implementatie van zo'n systeem van tariefdifferentiatie transparant moet zijn wanneer het stoplicht op groen staat, hoe de kleur van het stoplicht precies wordt bepaald, hoe er gebruik van mag worden gemaakt etc. Het succes van deze tariefvariant is afhankelijk van het gedrag van de klant (mate van reactie op de incentive) en moet – bij uitvoering - nader bezien worden op bijkomende effecten (verschuiving van piekmomenten in specifieke netdelen) die anders kunnen uitwerken bij een eenvoudigere toepassing (vaststaande groene perioden) en complexere toepassing (near real-time systeem signaal).

#### *Oplossingsrichting 2: Aanpassen tariefdrager $kW_{\text{contract}}$*

Een vrij eenvoudige oplossing is om de tariefdrager  $kW_{\text{contract}}$  aan te passen en gebruikers meer af te rekenen op hun  $kW_{\text{max}}$  in een maand. Hierdoor wordt de impact van de jaarboete, de automatische aanpassing na een incidentele piek met terugwerkende kracht, minder. Een variant hierop is om helemaal geen kosten van het net toe meer te rekenen aan de tariefdrager  $kW_{\text{contract}}$ . Een dergelijke verlaging kan mogelijk leiden tot een onjuiste sturing voor structureel benodigde capaciteit.

#### *Oplossingsrichting 3: Onderscheid introduceren tussen 'flexibele netcapaciteit' en 'zekere netcapaciteit'*

Daar waar in de oplossingsrichtingen 1 en 2 de focus primair ligt op het wegnemen van de belemmering om tijdelijk meer af te nemen, wordt in deze oplossingsrichting de tariefsystematiek verder aangepast. Hierbij wordt er een sturende werking op zowel 'flexibiliteit' als 'zekerheid' geïntroduceerd. Dit wordt gerealiseerd door het mogelijk te maken dat zowel 'zekere netcapaciteit' als 'flexibele capaciteit' gecontracteerd kan worden. Zekere netcapaciteit is duurder dan flexibele capaciteit. Deze richting grijpt in op meerdere tariefdragers en de weging ervan.

#### *Oplossingsrichting 4: Extra transportcapaciteit contracteren of veilen en verhandelen*

De netbeheerder kan ook de transportcapaciteit die op enig moment 'over' is beschikbaar stellen aan gebruikers. Gebruikers kunnen deze extra transportcapaciteit contracteren, de capaciteit kan bijvoorbeeld geboekt worden tegen een vast bedrag of geveild worden en naar de hoogste bidder gaan. Mogelijkerwijs kan deze capaciteit in de toekomst ook onderling verhandeld worden.

#### *Oplossingsrichting 5: Verstrekken van subsidie voor elektrificatie van de industrie*

Ook buiten het tarievengebouw kan een oplossing worden gevonden voor de belemmering die de industrie ervaart in de vorm van extra kosten op de transportfactuur vanwege de automatische verhoging van de  $kW_{\text{contract}}$ -waarde. De gedachte van deze oplossingsrichting is om een subsidie te verstrekken voor investeringen in elektrificatie en bij de subsidie rekening te houden met de extra  $kW_{\text{contract}}$ -kosten voor een gebruiker bij tijdelijk meer gebruik in bepaalde perioden.

## **Waardering van oplossingsrichtingen**

### *Oplossingsrichting 1: Tariefdifferentiatie afhankelijk van beschikbaarheid van transportcapaciteit*

Het in lijn brengen van tarieven met de werkelijke beschikbaarheid van transportcapaciteit is niet nieuw. In Nederland hebben we in het verleden al ervaring opgedaan met piek- en daltarieven en op dit moment hanteren we op verschillende markten al systeemsignalen, bijvoorbeeld op de onbalansmarkt van TenneT en het Systeem Balans Signaal van GTS. Europese regelgeving staat niet in de weg om een tariefsystematiek toe te passen die in lijn afhankelijk is van de beschikbaarheid van de transportcapaciteit. Netbeheerders dienen voor deze oplossingsrichting wel hun facturatiesystemen aan te passen. Grote financiële effecten zijn niet voorzien door het introduceren van deze oplossingsrichting. Aan de bestaande systematiek wordt in de oplossingsrichting slechts een element toegevoegd, zodat een gebruiker in perioden van voldoende beschikbaarheid van transportcapaciteit tijdelijk meer afneemt zonder dat dit tot verrekening voor het hele jaar geldt. Omdat het gaat om het benutten van extra transportruimte op momenten dat er voldoende netcapaciteit beschikbaar is, op een bepaald netvlak of in een bepaald afgebakend deelgebied, worden er door het extra onttrekken van elektriciteit aan het systeem geen extra kosten veroorzaakt. De extra onttrekking leidt er namelijk niet toe dat de bestaande netcapaciteit moet worden uitgebreid. Zoals eerder beschreven is de maatregel in verschillende vormen in te voeren; van een statisch piek- en daltarief tot een geavanceerd systeemsignaal. Een statisch model heeft echter wel het nadeel dat er op geanticipeerd kan worden. Een meer geavanceerde variant kost echter meer tijd en geld om te implementeren. Voor een geavanceerde variant dient de netbeheerder namelijk voldoende real-time inzicht te hebben in de beschikbaarheid van transportcapaciteit en dient de netbeheerder deze informatie, zogenaamde flow-en beschikbaarheidsdata, te delen met de afnemers. Dit kost een investering in tijd en geld, maar het ontwikkelen van systeemsignalen en het beschikbaar maken van informatie over de benutting van het net is voor de toekomst onmisbaar.

### *Oplossingsrichting 2: Aanpassen tariefdrager $kW_{contract}$*

Het aanpassen van de tariefdrager  $kW_{contract}$  raakt aan het principe van kostenveroorzaking. Het volledig afschaffen staat mogelijk zelfs op gespannen voet met het principe van kostenveroorzaking. Het te verwachten maximaal af te nemen vermogen in een jaar is namelijk leidend in de netcapaciteit die een netbeheerder beschikbaar houdt. Het feit dat er een percentage van de netkosten in rekening wordt gebracht via het  $kW_{contract}$  doet recht aan het feit dat het net het hele jaar voor een aangeslotene beschikbaar wordt gesteld. Als er geen gecontracteerde component in de tarieven zou zijn opgenomen en een afnemer slechts drie maanden per jaar gebruik maakt van het net en daarop wordt afgerekend, doet dat geen recht aan het feit dat het net voor die aansluiting is aangelegd of uitgebreid. De rest van het jaar ligt dat net er ook en heeft de aangeslotene te allen tijde het recht om daar gebruik van te maken. Wel moet worden gezegd dat een afnemer jaarlijks zijn gecontracteerde hoeveelheid transportvermogen kan bijstellen, terwijl de netbeheerder haar net uitlegt op de gevraagde capaciteit voor een langere periode. Deze oplossingsrichting kan vrij eenvoudig worden ingevoerd door een codewijziging, past volledig in het huidige systeem en leidt bijvoorbeeld niet tot aanpassing van de factureringssystemen van de netbeheerder. Oplossingsrichting 2 leidt mogelijk tot een forse herverdeling van kostentoe rekening aan aangesloten gebruikers. Dit komt voort uit het feit dat de aangesloten gebruikers andere profielen kennen. Sommige bedrijven gebruiken het net gedurende het jaar maar zeer beperkt. Dit zijn bijvoorbeeld bedrijven met eigen opwekking of bedrijven die meer gebonden zijn aan seizoenen.

### *Oplossingsrichting 3: Onderscheid introduceren tussen 'flexibele netcapaciteit' en 'zekere netcapaciteit'*

Het introduceren van meer mogelijkheden in het contracteren van capaciteit is niet snel en eenvoudig uit te voeren. Deze oplossingsrichting is echter wel robuust, want kan een oplossing bieden om in de toekomst én in te kunnen spelen op een tijdelijk hoger aanbod of een tijdelijk hogere vraag én kan zekerheid bieden voor structureel benodigde capaciteit. Aan deze oplossingsrichting zijn natuurlijk eenmalige ontwikkelings- en implementatiekosten verbonden. Oplossingsrichting 3 kan echter voortborduren op de introductie van een systeemsignaal, zoals in oplossingsrichting 1 wordt gesuggereerd.

### *Oplossingsrichting 4: Extra transportcapaciteit contracteren en verhandelen of veilen*

Het kunnen verhandelen van op dat moment niet door de netbeheerder benodigde extra transportcapaciteit, is mogelijkwerwijs niet neutraal voor de kosten van de netbeheerder. De netkosten stijgen mogelijk, omdat de gelijktijdigheid van de vraag hiermee uiteindelijk wordt beïnvloed zodat het mogelijkwerwijs juist kan leiden tot extra netinvesteringen. Daarnaast is deze maatregel niet eenvoudig te implementeren. De nettopologie dient te worden betrokken in het model en er zal rekening moeten worden gehouden met onzekerheid vanwege vele verschillende mogelijke voor transacties. Deze oplossing kent dus een zware regionale component waardoor de effectiviteit van de oplossing lastig te beoordelen is. Daarnaast beïnvloedt de onzekerheid over de vele mogelijke transacties de totale hoeveelheid niet benodigde (extra) transportcapaciteit fors. Een dergelijke oplossingsrichting vergt aanpassing van systemen en sluit niet zomaar aan op de bestaande tariefsystematiek, maar is onderzoekwaardig in combinatie met oplossingsrichting 3. Wel is het zo dat het veilen of boeken van extra transportcapaciteit een marktconforme oplossing is voor het gebruiken van de nog beschikbare transportcapaciteit in het net.

### *Oplossingsrichting 5: Verstrekken van subsidie voor elektrificatie van de industrie.*

De overheid denkt op dit moment reeds na over mogelijke subsidies voor de industrie ter dekking van de onrendabele top van investeringen in elektrificatie of hybridisering ter bevordering van de reductie van CO<sub>2</sub>-emissies. Naast het feit dat een subsidie ter dekking van netkosten voor de industrie veel discussie zal oproepen, gaan met deze oplossingsrichting natuurlijk veel kosten gepaard. Ook ontstaat er een herverdeling van kosten, aangezien de kosten van de subsidie niet door dezelfde gebruiker worden betaald. Bij het ontwerpen en vaststellen van de subsidie moet rekening worden gehouden met de extra  $kW_{\text{contract}}$ -kosten voor een gebruiker bij tijdelijk meer gebruik in bepaalde perioden. Het zal voor een (onafhankelijke) instantie lastig zijn om exact vast te stellen welk gedeelte van de onrendabele top wordt veroorzaakt door hogere netkosten. Dat maakt de oplossing niet gemakkelijk om uit te voeren. De oplossing lost daarnaast het probleem bovendien maar ten dele op, aangezien het enkel voor nieuwe installaties een oplossing voor de belemmering biedt.

### **Conclusie**

Figuur 6 vergelijkt de oplossingsrichtingen voor deze belemmering met elkaar op basis van een grofmazige (relatieve) score op kosten, uitvoerbaarheid en robuustheid. De figuur is daarmee (slechts) een globale weergave van de voorafgaande analyse inclusief alle beschouwingen en nuanceringen.

*Figuur 6: Score van oplossingsrichtingen voor belemmering 3 (kosten van hogere  $kW_{\text{contract}}$ )*



	Kosten	Uitvoerbaarheid	Robuustheid
<b>Opl. 1: tariefdifferentiatie o.b.v. beschikbare netcapaciteit</b>	0	+	+
<b>Opl. 2: aanpassen tariefdrager kW<sub>contract</sub></b>	0	+	-
<b>Opl. 3: Onderscheid in capaciteit introduceren</b>	+	-	+
<b>Opl. 4: Extra capaciteit contracteren of veilen</b>	0	-	0
<b>Opl. 5: subsidie voor elektrificatie industrie</b>	-	-	-

Het verlenen van een subsidie voor elektrificatie van de industrie (oplossingsrichting 5) valt af vanwege de slechte score op alle drie de beoordelingscriteria. Oplossingsrichting 4 kan leiden tot extra kosten voor het totale net en is bovendien complex en met onzekerheden voor de netbeheerder omgeven. Oplossingsrichting 3 is interessant vanuit het beoordelingscriterium kosten, maar is minder makkelijk en snel te implementeren. De oplossing scoort ook goed op robuustheid, want het kan een oplossing bieden om in de toekomst én in te kunnen spelen op een tijdelijk hoger aanbod of een tijdelijk hogere vraag én kan zekerheid bieden voor structureel benodigde capaciteit. Oplossingsrichting 2 is wel snel en eenvoudig te implementeren. Het aanpassen (verlagen) van het aandeel van de nota die op basis van de gecontracteerde waarde afgerekend wordt, leidt direct tot een afrekening die (meer) aansluit bij de daadwerkelijke afname van capaciteit. Alleen het moment van afname wordt dan niet langer meegenomen in de afrekening. Deze oplossing kan eenvoudig worden ingevoerd door een codewijziging, past ook volledig in het huidige systeem en leidt bijvoorbeeld niet tot aanpassing van de factureringssystemen van de netbeheerder. De maatregel zal echter, bij klanten met een specifiek belastingpatroon (eigen opwek of seizoengebonden vraag), een grote verschuiving van kosten veroorzaken en daarom scoort de oplossing minder goed op kosten. Hoewel een verlaging van het aandeel toe te wijzen kosten aan de tariefdrager kW<sub>contract</sub> zinvol kan zijn voor in te zetten flexibiliteit, kan een dergelijk verlaging mogelijk leiden tot een onjuiste sturing voor structureel benodigde capaciteit. De oplossing scoort daarmee voor de langere termijn minder goed op robuustheid. Het helemaal afschaffen van de tariefdrager is vanuit het oogpunt van kostenveroorzaking überhaupt onwenselijk. Binnen oplossingsrichting 1 krijgt het moment van afname een waarde en wordt aangesloten bij het principe van kostenveroorzaking. Oplossingsrichting 1 is daarnaast goed uitvoerbaar aangezien de huidige systematiek in stand blijft en de ontwikkeling van systeemsignalen maakt de oplossingsrichting robuust voor de toekomst. Alles afwegende, lijkt het handhaven van de bestaande tariefsystematiek in combinatie met het introduceren van tariefdifferentiatie afhankelijk van beschikbaarheid van transportcapaciteit (oplossingsrichting 1), op korte termijn wenselijk en het meest kansrijk. Voor de langere termijn verdient oplossingsrichting 3 de voorkeur boven de overige oplossingsrichtingen. In deze verdergaande structurele variant kan een sturende werking op zowel flexibiliteit als op 'zekere netcapaciteit' in onderlinge samenhang worden vastgesteld (op basis van een aanpassing van meerdere tariefdragers). Daarbij kan ook gebruik gemaakt worden van de ontwikkelde sturingsmogelijkheden en systeemsignalen uit oplossingsrichting 1.

## 6. Belemmering 5: Stijgen van transporttarieven bij uitfasering van aardgas

### **Belemmering**

#### *Wat is de huidige situatie?*

De huidige gasnettarieven zijn (net zoals bij elektriciteit) gebaseerd op het principe van kostendekking. Dit betekent dat de totale kosten van het gasnetwerk worden opgebracht door middel van de gasnettarieven die bij alle aangeslotenen (zowel klein- als grootverbruikers) in rekening worden gebracht.

De aan de gasnettarieven ten grondslag liggende kostentoedeling is er (net zoals bij elektriciteit) vanuit het principe van kostenreflectiviteit op gericht de kapitaalkosten zoveel mogelijk te spreiden over de tijd, in het bijzonder over de economische levensduur van de betreffende investeringen. Dit betekent dat de kapitaalkosten van het gasnetwerk worden opgebracht door middel van de gasnettarieven die over de gehele levensduur van de betreffende investeringen bij alle aangeslotenen in rekening worden gebracht. Operationele kosten worden niet uitgespreid over de tijd.

#### *Wat is het probleem?*

In 2050 moet de energievoorziening CO<sub>2</sub>-arm zijn. Dit betekent een sterke vermindering van het aardgasgebruik. De verwachting is dat in de komende jaren een start wordt gemaakt met het uitfaseren van aardgas. Zo wordt in het Regeerakkoord aangekondigd dat de gasaansluitplicht wordt afgeschaft. Ook worden voor het einde van de kabinetsperiode 30.000 tot 50.000 woningen per jaar aardgasvrij gemaakt.

Dit proces wordt vormgegeven met behulp van een MKBA zoals beschreven in het *Kader voor afwegingsprocessen: verduurzaming warmte- en koudevoorziening in de gebouwde omgeving*. Daarin worden alle infrastructuurkosten meegenomen, ook de verwijderingskosten. Indien uit de afweging in een regio blijkt dat de optimale oplossing er één is waarbij de gasaansluiting is verwijderd dan is kennelijk het in stand houden ervan (met duurzame gassen) niet optimaal.

Uitgaande van de huidige wet- en regelgeving over tarieven, stijgen door de uitfasering de gastransporttarieven. Deze stijging kan zich overigens niet of in mindere mate voordoen bij het beschikbaar komen van een alternatieve aanwending van het gasnetwerk.

De gevolgen in termen van de gasnettarieven zijn tweeledig:

1. De kosten van de gasinfrastructuur zullen minder dan evenredig dalen met de afname van het aantal gasaansluitingen, met een stijging van de gastransporttarieven voor de resterende aangeslotenen (achterblijvers) als gevolg.
2. De kosten van de gasinfrastructuur kunnen voor een deel niet meer worden neergelegd bij de veroorzakers van die kosten (systeemverlaters). Systeemverlaters nemen waarschijnlijk afscheid van het gasnetwerk voor het einde van de economische levensduur van de gasinfrastructuur die voor hen is aangelegd. Deze “bakstenen” resulteren in een stijging van de gastransporttarieven voor de achterblijvers.

De vraag kan worden gesteld wat een dergelijke stijging van de gastransporttarieven betekent voor de geïntegreerde warmtetarieven. Die laatste worden immers gereguleerd op basis van het zogenaamde niet-meer-dan-anders (NMDA) principe.

Deze belemmering is volledig gekoppeld aan de transitie naar een CO<sub>2</sub>-arme energievoorziening. In een CO<sub>2</sub>-arme eindsituatie zal de belemmering zich in principe niet meer voordoen.

Voor de volledigheid merken we op dat deze belemmering betrekking heeft op de transporttarieven en daarmee los staat van het tarief dat (nu al) in rekening wordt gebracht voor het verwijderen van een gasaansluiting.

#### *Wat betekent dit voor de beleidsdoelstellingen?*

De uitfasering van aardgas ten behoeve van een duurzame energievoorziening heeft als gevolg van deze belemmering in de nettarieven een negatieve invloed op de betaalbaarheid van de energievoorziening, door middel van zowel de statische kostenallocatie als de dynamische kostenallocatie in de tijd. Hierdoor kan de hoogte van de bijdrage van verschillende huishoudens aan de energietransitie sterk uiteen lopen.

Door Netbeheer Nederland<sup>9</sup> is een inschatting gemaakt van de gevolgen van de uitfasering van gasnetten voor de doorbelasting van kapitaalkosten in de transporttarieven.<sup>10</sup> Uitgaande van de huidige wet- en regelgeving stijgt de jaarlijkse doorbelasting van kapitaalkosten in de transporttarieven volgens deze inschatting van zo'n EUR 20 per m<sup>3</sup>/h op dit moment, naar zo'n EUR 60 per m<sup>3</sup>/h in 2050. Daarnaast resteert bij de huidige wet- en regelgeving in 2050 een gereguleerde activawaarde van de regionale netbeheerders (RNB's) van zo'n EUR 5 miljard die op dat moment nog niet is verrekend in transporttarieven. Bovenop deze gevolgen van de doorbelasting van de kapitaalkosten komen nog de effecten van de doorbelasting van de operationele kosten, inclusief de verwijderingskosten van het gasnetwerk. De ACM is gestart met het project MORGAN ("MOet Regulering Gas ANders") waarin zij kijkt naar verschillende scenario's en mogelijke verwerkingen in de methode van regulering voor de periode vanaf 2022.

#### **Oplossingsrichtingen**

De oplossingsrichtingen voor deze tariefbelemmering behelzen verschillende keuzes in de toedeling van de kosten, waarbij ze elkaar niet uitsluiten in de zin dat ook een combinatie van oplossingsrichtingen (en daarmee een verdeling van de kosten) mogelijk is. De geïdentificeerde oplossingsrichtingen zijn:

1. Gasnetuitfaseringsbijdrage: Na de MKBA zal de vertaling moeten worden gemaakt naar tarieven. In het geval de MKBA uitwijst dat het maatschappelijk optimum leidt tot afsluiting van het gasnet zullen de tarieven o.a. de resterende afschrijvingskosten en toekomstige verwijderingskosten van het gasnetwerk dekken. Zoals bovenstaand opgemerkt, staat dit los van het tarief dat nu al in rekening wordt gebracht bij het verwijderen van de gasaansluiting. Het komt er dus bovenop. De manier waarop de gasnetuitfaseringsbijdrage in tarieven wordt verwerkt (een eenmalig of periodiek bedrag) is een open vraag.
2. Volledige socialisatie: De netwerkkosten gerelateerd aan ruimteverwarming worden gesocialiseerd over energiedragers (E, G en W) heen.
3. Degressief afschrijven: Een degressief afschrijvingspatroon gekoppeld aan de omvang van het verwachte gebruik van het gasnetwerk over de tijd, in plaats van het huidige lineair afschrijvingspatroon met een evenredige verdeling over de tijd. Het verwachte toekomstige gebruik kan periodiek worden herijkt op basis van verschillen tussen het gerealiseerde en verwachte gebruik. Vervolgens kan het afschrijvingspatroon daarop worden aangepast. Op vergelijkbare wijze kunnen ook toekomstige operationele kosten – inclusief

<sup>9</sup> Netbeheer Nederland, Regulering kosten gasnet, 21 augustus 2017.

<sup>10</sup> Voor deze inschatting is uitgegaan van een uitfaseringsscenario waarbij (i) het lagedruknet van de regionale netbeheerders en het aantal kleinverbruikers richting 2050 volledig wordt afgebouwd en het hogedruknet van de regionale netbeheerders in stand blijft ten behoeve van de huidige grootverbruikers en (ii) de vervangingsinvesteringen in het lagedruknet afnemen met de daling van het aantal kleinverbruikers.

verwijderingskosten – worden gekoppeld aan de omvang van het verwachte gebruik van het gasnetwerk over de tijd.

4. Fonds: Oprichten van een fonds gefinancierd uit energiebelasting, ODE of emissiebelasting waaruit resterende afschrijvingskosten en verwijderingskosten van het gasnetwerk worden betaald.
5. Aandeelhouder betaalt: De resterende afschrijvingskosten en verwijderingskosten komen door middel van minder dividend voor rekening van de aandeelhouders van de netbeheerder. Met andere woorden, de aandeelhouders van de netbeheerder maken minder rendement.

### **Waardering van oplossingsrichtingen**

De oplossingsrichtingen 1 en 2 betreffen oplossingen binnen het domein van de nettarieven. De oplossingsrichtingen 3, 4 en 5 vallen daar buiten, waarbij de oplossingsrichtingen 3 en 5 zich wel binnen het domein van de regulering bevinden, maar geen aanpassing van de tariefstructuur behelzen. Aangezien de belemmering is gekoppeld aan de transitie naar een CO<sub>2</sub>-arme energievoorziening, zijn de oplossingsrichtingen dat ook. De oplossingsrichtingen worden in principe dan ook niet meer toegepast in een CO<sub>2</sub>-arme eindsituatie.

Het socialiseren van netwerkkosten over alle energiedragers heen (oplossing 2) valt af als oplossingsrichting. Europese wetgeving schrijft voor dat de kosten van elektriciteits- en gasnetwerken bij de betreffende afnemers in rekening worden gebracht. Deze oplossing is daarmee strijdig. Door de directe impact op de hoogte van de nettarieven van de verschillende energiedragers, heeft de oplossing financiële consequenties voor afnemers en verstoort de oplossing het marktaanbod. Omdat de oplossing niet voldoet aan het kostenveroorzakingsprincipe wordt tevens het efficiënt netgebruik negatief beïnvloed. Daarnaast ontstaat er een onbedoeld neveneffect: hoewel deze oplossing bedoeld is om een probleem in het gasnetwerk op te lossen, subsidieert het *de facto* warmtenetten. Tot slot impliceert de oplossing dat een verrekeningsoperatie moet plaatsvinden tussen de verschillende netbeheerders. Dit brengt significante uitvoeringskosten met zich mee.

Ook oplossing 5 (aandeelhouder betaalt) kent problemen. Allereerst wordt ook met deze oplossing het kostenveroorzakingsprincipe losgelaten, met als gevolg dat het efficiënt netgebruik negatief wordt beïnvloed. Verder is in Europese en Nederlandse wetgeving geregeld dat de kosten die een netbeheerder noodzakelijkerwijs maakt in verband met zijn wettelijke taken, inclusief een redelijk rendement, via de tarieven kunnen worden terugverdiend. Afwijking hiervan in negatieve zin, als dat al zou kunnen volgens Nederlandse wetgeving, betekent minder inkomsten voor de aandeelhouder en kan dus alleen maar met toestemming van de aandeelhouder. Hiermee zouden nieuwe geldstromen tussen staat, provincies, gemeenten en burgers worden gecreëerd. De impact is daarvan is onduidelijk, maar kan aanzienlijk zijn.

De mogelijkheid van een fonds (oplossing 4) heeft voor- en nadelen. Een fonds kan bijvoorbeeld gevuld worden door de ODE, een emissiebelasting of een verhoging van de energiebelasting. Afhankelijk van de financiering kan het fonds wel een positieve invloed hebben op de verduurzaming en kunnen bijdragen aan een relatief gelijkelijke verdeling van de kosten van verduurzaming over alle Nederlanders. In het geval van een fonds gevuld door ODE of energiebelasting wordt bijgedragen op basis van energieverbruik, in het geval van een emissiebelasting betaalt iedereen naar rato van de veroorzaakte emissies. Een fonds kan de scherpe randjes van de uitfasering van aardgas verzachten doordat de bijbehorende kosten door iedereen gezamenlijk worden betaald. Daar staat tegenover dat de financiering van een fonds kostenverhogend werkt op de energierekening. Tevens wordt met

een fonds, net als bij de voorgaande oplossingen, het kostenveroorzakingsprincipe losgelaten. Verder zijn er nog kwesties rondom de praktische uitvoering, zoals wie het fonds gaat beheren en hoe de gelden worden verdeeld over de netbeheerders.

Een gasnetuitfaseringsbijdrage die is versleuteld in tarieven (oplossing 1) voldoet aan alle Europese principes en is simpel en eenvoudig te implementeren. Deze oplossing volgt bovendien het kostenveroorzakingsprincipe. Daar staat tegenover dat in een regio waar op grond van de MKBA de gasaansluiting wordt verwijderd, dit door betrokkenen kan worden gezien als een “boete om van het gas af” te gaan, met (aannemende dat wordt overgegaan op een duurzaam alternatief) mogelijk een ongunstig effect op (het draagvlak voor) verduurzaming als gevolg. Het niet in rekening brengen in de éne regio zou betekenen dat een andere regio, die op grond van de MKBA voor duurzaam gas heeft gekozen en de gasaansluiting dus handhaaft, de extra kosten zou moeten dragen. De vraag is of dat rechtvaardig is. Bovenstaande overwegingen maken duidelijk dat vrijblijvendheid over de implementatie van de uitkomst van de MKBA tot gevolg kan hebben dat keuzes gemaakt gaan worden die vanuit maatschappelijk oogpunt niet optimaal zijn.

Degressief afschrijven (oplossing 3) leidt tot een verbetering wat betreft de mate waarin wordt voldaan aan het kostenveroorzakingsprincipe, maar het blijft zo dat vroegtijdige systeemverlaters tot op zekere hoogte de door hen veroorzaakte kosten achter laten. Deze komen voor rekening van de achterblijvers. Omdat de kosten van aangeslotenen op het gasnetwerk per direct wat zullen stijgen, kan het een extra stimulans bieden om over te stappen naar een andere vorm van (duurzaam) verwarmen en heeft het een negatieve impact op de betaalbaarheid. Tegelijkertijd is het op lange termijn goedkoper voor degene die als laatste nog aangesloten zijn op het gasnet, ten opzichte van de huidige lineaire afschrijvingssystematiek. In dat opzicht heeft het een positieve impact op de betaalbaarheid. Bij degressief afschrijven schat Netbeheer Nederland<sup>11</sup> dat de jaarlijkse doorbelasting van kapitaalkosten in de transporttarieven van zo’n EUR 23 per m<sup>3</sup>/h op dit moment stijgt naar zo’n EUR 38 per m<sup>3</sup>/h in 2050. Daarnaast resteert bij degressief afschrijven in 2050 een gereguleerde activawaarde van de RNB’s van minder dan EUR 1,5 miljard die op dat moment nog niet is verrekend in transporttarieven. Bij degressief afschrijven zou de hoogte van tarieven voor de gasnetuitfaseringsbijdrage (oplossing 1) op termijn kleiner worden, als we een dergelijke combinatie van oplossingsrichtingen in ogenschouw nemen. Het in de tijd naar voren halen van operationele kosten, in het bijzonder verwijderingskosten, komt neer op het vormen van een “potje” voor toekomstige kosten. Nadeel van een dergelijke constructie is dat zeker gesteld dient te worden dat het “potje” ook voor deze toekomstige kosten wordt gebruikt.

### **Conclusie**

Figuur 7 vergelijkt de oplossingsrichtingen voor deze belemmering met elkaar op basis van een grofmazige (relatieve) score op kosten, uitvoerbaarheid en robuustheid. De figuur is daarmee (slechts) een globale weergave van de voorafgaande analyse inclusief alle beschouwingen en nuanceringen.

*Figuur 7: Score van oplossingsrichtingen voor belemmering 5 (Stijgen van transporttarieven bij uitfasering van aardgas)*

	<b>Kosten</b>	<b>Uitvoerbaarheid</b>	<b>Robuustheid</b>
<b>Opl. 1: Gasnetuitfaseringsbijdrage</b>	<b>+</b>	<b>+</b>	<b>-</b>
<b>Opl. 2: Volledige socialisatie</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>
<b>Opl. 3: Degressief afschrijven</b>	<b>0</b>	<b>+</b>	<b>0</b>

<sup>11</sup> Netbeheer Nederland, Regulering kosten gasnet, 21 augustus 2017.

<b>Opl. 4: Fonds</b>	-	<b>0</b>	<b>+</b>
<b>Opl. 5: Aandeelhouder betaalt</b>	-	<b>0</b>	<b>0</b>

Het socialiseren van netwerkkosten over alle energiedragers heen (oplossing 2) valt af als oplossingsrichting vanwege strijdigheid met Europese wetgeving. Om die reden scoort deze oplossingsrichting minder op "uitvoerbaarheid". Over de wenselijkheid (van combinaties) van de andere oplossingsrichtingen wordt binnen de werkgroep verschillend gedacht. De voorkeuren worden daarbij met name ingegeven door het belang dat wordt gehecht aan het kostenveroorzakingsprincipe en de inschatting van de impact op de verduurzaming van de energievoorziening. De oplossingsrichtingen 4 (fonds) en 5 (aandeelhouder betaalt) voldoen niet aan het criterium van kostenveroorzaking en scoren daarom minder op "kosten". De gasnetuitfaseringsbijdrage (oplossing 1) scoort minder op "robuustheid" omdat dit door betrokkenen kan worden gezien als een "boete om van het gas af" te gaan, met (aannemende dat wordt overgegaan op een duurzaam alternatief) mogelijk een ongunstig effect op (het draagvlak voor) verduurzaming als gevolg.



## 7. Relatie met afwegingskader “verzwaren tenzij”

De OTE werkgroep “verzwaren tenzij” heeft (voor elektriciteit) een kader ontwikkeld waarmee de afweging kan worden gemaakt of de inzet van flexibiliteit vanuit kostenefficiëntie gezien een betere oplossing is om toekomstige tekorten aan transportcapaciteit te voorkomen dan netverzwaring. Het door de werkgroep ontwikkelde afwegingskader wordt gebruikt in de transportcapaciteitplanning van de netbeheerder dat is gericht op de tijdshorizon waarin de besluitvorming en realisatie van netverzwaringen plaats vindt (ca. 6 maanden – ca. 10 jaar).

Voor het duiden van de relatie van nettarieven met het afwegingskader is het van belang om te benadrukken dat (de hoogte en structuur van) nettarieven financiële prikkels zijn voor de vraag naar transportvermogen. Nettarieven beïnvloeden daarmee het (geaggregeerde) gebruiksprofiel van het transportvermogen, en een verandering van (de hoogte of structuur van) de nettarieven kan leiden tot een verandering van het gebruiksprofiel. Op deze indirecte manier sturen keuzes die worden gemaakt over de nettarieven, de behoefte aan netverzwaring of inzet van flexibiliteit. In het bijzonder zijn nettarieven een manier om de marktbehoefte aan pieken in het gewenste transportvermogen te sturen en daarmee het volume aan gewenste flexibiliteit dat de netbeheerder in de markt zet als gevolg van het afwegingskader. Prikkel in de nettarieven bieden geen garantie dat een verandering van gebruiksprofiel daadwerkelijk plaatsvindt.

De huidige nettarieven zijn in belangrijke mate gebaseerd op het principe van kostenveroorzaking en daarmee het stimuleren van efficiënt netgedrag. De in dit rapport geïdentificeerde belemmeringen en bijbehorende oplossingsrichtingen zijn bovendien veelal (mede) gedreven door de wens van sterkere prikkels voor efficiënt netgedrag. Nettarieven op basis van kostenveroorzaking stimuleren dat het gewenste transportvermogen meer wordt gericht op het gemiddelde transportcapaciteitsbeslag in plaats van op de piek van het gebruikte transportvermogen. Een dergelijke tariefstructuur helpt ongewenste effecten bij de toepassing van het afwegingskader te voorkomen en maakt de toepassing maatschappelijk gezien robuuster.<sup>12</sup>

In het verlengde hiervan zou een tariefstructuur die de klant stuurt in de richting van een vlakker belastingspatroon (dat als minimum nodig is ter waarborging van de leveringszekerheid en marktvrijheden) waarbij noodzakelijke pieken meer uitzondering zijn en welke door inzet van flexibiliteitsoplossingen (in hun eigen installatie) grotendeels opgevangen kunnen worden, bijdragen aan de ontplooiing van deze flexibiliteit. De door de OTE werkgroep “tarieven” voorgestelde oplossingsrichtingen voldoen hier aan en vormen in die zin geen barrière richting het afwegingskader “verzwaren tenzij”. De mate waarin elke oplossingsrichting bijdraagt aan de ontwikkeling van de flexibiliteitsmarkt wordt in het einddocument van die werkgroep gewogen. Dit naast het feit dat het basisprincipe van de oplossingsrichtingen kostenveroorzaking is, hetgeen leidt tot een eerlijk vergelijking tussen alle flexibiliteitsmogelijkheden.

Tenslotte, als aangeslotenen vanuit de nettarieven te weinig prikkels krijgen om de door hen gevraagde pieken in gewenste transportvermogen te verkleinen, is er voor hen ook geen prikkel om de flexibiliteit in de eigen installatie te vergroten, waarmee pieken in het gewenste transportvermogen kunnen worden voorkomen. Het ontbreken van deze prikkel kan in theorie zelfs een omgekeerd effect hebben. Pieken in het gewenste transportvermogen van aangeslotenen

---

<sup>12</sup> Interconnectiecapaciteit wordt geveild. De nettarieven zijn in dat geval gebaseerd op betalingsbereidheid. Maatschappelijk doelmatige verzwaringen van interconnectieverbindingen worden bepaald op basis van de opbrengsten van de geveilde transportcapaciteit. Er is geen aparte markt voor flexibele transportcapaciteit. Het afwegingskader werkt in deze situatie niet en zou aangepast moeten worden zodat veilingopbrengsten worden vergeleken met de investeringskosten van netverzwaring.



kunnen immers tot de toepassing van het afwegingskader leiden, met als mogelijk uitkomst dat de netbeheerder een behoefte aan flexibiliteit in de markt moet zetten. Daarmee kunnen aangeslotenen met hun prognoses voor het gewenste transportvermogen een additionele inkomsten opportunity veroorzaken voor het bijstellen van hun eigen prognose.

## 8. Conclusie

Het bestaande (Europese) wettelijke en regelgevende kader voor de nettarieven richt zich in belangrijke mate op een non-discriminatoire en eerlijke kostenverdeling en op het stimuleren van efficiënt netgedrag door het hanteren van kostenveroorzaking (een afspiegeling van de werkelijk gemaakte kosten) als bepalend principe. Dit houdt ook het principe van kostendekking in, wat betekent dat netbeheerders door middel van de nettarieven hun efficiënte kosten kunnen terug verdienen. De consequentie daarvan is dat een aanpassing van de nettarieven voor bepaalde gebruikers tot herverdelingseffecten kunnen leiden. Initiatieven voor een aanpassing van de nettarieven dienen daarom rekening te houden met een breed draagvlak voor de betreffende aanpassing.

We hebben zes belemmeringen in de nettarieven geïdentificeerd. Elke belemmering heeft betrekking op een specifiek kenmerk van de huidige tariefstructuur, zoals het gebruik van een bepaalde tariefdrager, het definiëren van een specifieke deelmarkt, de toepassing van een onderliggend principe of het ontbreken van een tarief(prikkel) voor een bepaalde deelmarkt.

Veelal kunnen deze belemmeringen ook in een bredere context worden geplaatst. Zo kan bij belemmering 2 over het ongelijke speelveld op de flexibiliteitsmarkt, naast het ontbreken van een producententarief, ook expliciet worden gekeken naar de gevolgen van verschillen in transporttarieven tussen elektriciteit ontvangende afnemers en naar de energiebelasting. Belemmering 3 die voortkomt uit het gebruik van de tariefdragers  $kW_{\text{contract}}$  en  $kW_{\text{maxmaand}}$  kan ruimer worden gezien als het onvoldoende rekening houden met de effecten van de energietransitie door de tariefstructuur voor grootverbruikers. Belemmering 5 over het uitfaseren van aardgas kan bijvoorbeeld worden gerelateerd aan de tarieven van alternatieve energiedragers.

Daarnaast dienen de belemmeringen en bijbehorende oplossingsrichtingen in onderlinge samenhang te worden gezien. Zo hebben de belemmeringen 1, 2 en 3 alle drie te maken met het afstemmen van vraag en aanbod en raken deze belemmeringen in dat opzicht aan elkaar. Dat is dan ook van toepassing op de oplossingsrichtingen. De belemmeringen 5 en 6 zijn bijvoorbeeld beiden typische kostenverdelingsvraagstukken die zich kenmerken door vergelijkbare consequenties in termen van de beleidsdoelstellingen.

In aanvulling op de specifieke conclusies over de waardering van de oplossingsrichtingen per belemmering, zoals opgenomen in de voorafgaande hoofdstukken, komt de werkgroep tot de volgende algemene conclusies met betrekking tot de oplossingsrichtingen.

Betaalbaarheid en (in mindere mate) duurzaamheid zijn de beleidsdoelstellingen waarop de geïdentificeerde belemmeringen primair hun negatieve uitwerking hebben. Betaalbaarheid en duurzaamheid zijn ook de beleidsdoelstellingen die bij de keuze van een (combinatie van) oplossingsrichting(en) voornamelijk tegen elkaar moeten worden afgewogen. Met een keuze voor een oplossingsrichting die zich primair richt op duurzaamheid wordt vaak buiten het bestaande wettelijke en regelgevende kader getreden. Dit leidt tot de vraag of de nettarieven daarvoor een effectiever middel zijn dan andere overheidsinterventies. Bij een bevestigend antwoord op deze vraag dient het wettelijke en regelgevende kader voor de nettarieven te worden aangepast zodat via de nettarieven concrete invulling kan worden gegeven aan de duurzaamheidsdoelstelling.

Wat daarnaast opvalt is dat met de keuze voor oplossingsrichtingen die uitgaan van nettarieven die afhankelijk zijn van de lokale beschikbaarheid van transportcapaciteit, denk aan het stoplichtmodel of andere vormen van tariefdifferentiatie en flexibele netwerkstarieven, zich een

rechtvaardigheidsvraagstuk opdringt: in hoeverre mogen gebruikers worden afgerekend op basis van (verschillend uitgedrukte) historische keuzes met betrekking tot de aangelegde netwerkcapaciteit.

Tenslotte valt op dat nieuwe technologische mogelijkheden (zoals vraagresponse, slimme meters en flexibiliteitsplatformen) ook zorgen voor meer ontwerpmogelijkheden in de tariefstructuren.

Daardoor vallen er ook binnen de bestaande wettelijke doelstellingen nog mogelijkheden van aanpassingen. Tegen die achtergrond is de aanbeveling om voor oplossingsrichtingen (in ieder geval voor de belemmeringen 1 en 3) die bij voorbereiding van een eventuele wetswijziging nog niet concreet genoeg zijn voor opname in het wetsvoorstel zelf, zo mogelijk wel ruimte te maken of behouden voor die oplossingsrichtingen in de toekomst (bijvoorbeeld via aanpassing van de codes).

## Bijlage A. Beschrijving van huidige nettarieven

### Landelijke en regionale netbeheerders voor elektriciteit (TenneT en RNB's)

#### 1. Algemeen

- In Europese en nationale wetgeving is een aantal bepalingen vastgelegd voor de vormgeving van de nettarieven. In het eerste lid van artikel 14 van verordening 714/2009 staat het als volgt beschreven:

*“De door de netwerkbeheerders gehanteerde tarieven voor nettoegang moeten transparant zijn, rekening houden met de noodzakelijke zekerheid van het netwerk 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.”*

- De zinsnede dat de tarieven een afspiegeling moeten vormen van de werkelijk gemaakte kosten wordt in het Nederlandse systeem vertaald als het kostenveroorzakings- of kostenreflectiviteitsbeginsel, dat inhoudt dat de tarieven moeten aansluiten bij de efficiënte kosten die de dienst waarvoor het tarief in rekening wordt gebracht, veroorzaakt.
- Het kostenveroorzakings- of kostenreflectiviteitsbeginsel wordt binnen de EU op verschillende manieren ingevuld. Een volledig zuivere hantering van dit beginsel is onmogelijk omdat de kosten van de energienetten niet op dit detailniveau toe te rekenen zijn aan individuele afnemers. Een dergelijk systeem zou daarnaast zo complex zijn dat de toezichtlasten aanzienlijk zouden toenemen. Bij de vormgeving van de tariefregulering is daarom in de meeste gevallen geabstraheerd van een individuele toerekening van kosten.
- Voor tarieven gelden daarnaast nog twee andere belangrijke Europese randvoorwaarden. Zij dienen transparant te zijn (het moet duidelijk zijn waar je als afnemer voor betaalt) en non-discriminatoir (tariefverschillen tussen afnemers dienen degelijk gemotiveerd te zijn).
- De tarieven van de netbeheerders volgen uit hun wettelijke taken. De taken die de wet omschrijft kunnen worden samengevat in vier verschillende diensten van netbeheerders: 1) de aansluitdienst, 2) de transportdienst, 3) de systeemdienst en 4) de meetdienst. Voor elk van deze diensten bestaan één of meerdere tarieven. De tarieven van elke dienst weerspiegelen de corresponderende kosten van die dienst. Hieronder volgt een beschrijving van de verschillende diensten en de vormgeving van het huidige tarievenbouwwerk.

#### 2. Aansluitdienst

- De aansluitdienst bestaat uit het realiseren van de aansluiting (eenmalig aansluittarief) van een nieuwe producent of verbruiker en de instandhouding daarvan (periodiek aansluittarief). Eventueel geldt een tarief per meter meerlengte, boven de eerste 25 meter. De aansluittarieven worden dus aan individuele afnemers toegerekend en gelden zowel voor producenten als verbruikers.
- De tarieven weerspiegelen de kosten van de aansluiting tot het aansluitpunt. Additionele netwerkversterkingen achter het aansluitpunt die vereist zijn om de toevoer naar of afvoer van dat aansluitpunt mogelijk te maken worden niet in rekening worden gebracht bij de desbetreffende partij. Deze kosten worden gesocialiseerd via het transportafhankelijke transporttarief.

#### 3. Transportdienst

- De transportdienst wordt gefinancierd via drie verschillende tarieven: het transportonafhankelijk tarief, het transportafhankelijk tarief en het tarief voor transport van blindvermogen.

### *Het transportafhankelijke tarief*

- Het transportafhankelijk tarief (hierna: TAVT) dekt de afschrijvingslasten van de infrastructuur van netbeheerders, het redelijk rendement op het geïnvesteerde vermogen in de netinfrastructuur, de kosten van aanleg en instandhouding van de netinfrastructuur en meer (zie art. 3.2.2 a van de Tarievenscode).
- Het betreft kostenposten van de netbeheerder die toenemen naarmate het transport van energie stijgt. Deze kosten worden gemaakt ten behoeve van het gehele net en worden daarom toegerekend aan alle afnemers. Het transportafhankelijk tarief dekt het overgrote deel van de totale kosten van het elektriciteitsnet. Voor de verdeling van de deze kosten over afnemers zijn daarom een aantal extra uitgangspunten vastgelegd in wetgeving en codes. Die uitgangspunten voor het socialiseren zijn:
  - a. nettarieven per netvlak per netbeheerder;
  - b. cascademodel;
  - c. kostenverdeling via tariefdragers;
  - d. beperkt postzegeltarief;
  - e. producententarief.
- Aangeslotenen met een bepaald verbruiksprofiel (veel verbruik, met een hoge bedrijfstijd tijdens daluren), de energie-intensieve industrie kent een wettelijke regeling waarbij deze aangeslotenen minder netkosten doorberekend krijgen. Het afnamevolume wordt gecorrigeerd waardoor de korting op de netkosten maximaal kan oplopen tot 90% op de totale in rekening te brengen netkosten.

#### *Ad a. Nettarieven per netvlak per netbeheerder*

- De elektriciteitsnetten zijn ingedeeld in één van zeven typen netvlakken, op grond van het spanningsniveau van het betreffende net. In art. 1.2.5 van de Tarievenscode wordt onderscheiden:
  - EHS (extra hoogspanning) 280/220 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.
- De wijze waarop kosten van een net worden verdeeld, verschilt per netvlak. Op hogere netvlakken is het vermogen meer leidend voor de kostenverdeling, terwijl op lagere spanningsniveaus het verbruik een belangrijkere determinant is voor het tarief.
- In de Tarievenscode is per netvlak vastgelegd op welke wijze (via welke tariefdragers) de kosten worden verdeeld over aangeslotenen. Dat betekent echter niet dat de hoogte van de tarieven per netvlak wordt vastgesteld. ACM stelt de kosten per netbeheerder, per netvlak vast. Dat betekent dat wanneer een netbeheerder beschikt over meerdere netten van eenzelfde spanningsniveau (netvlak), de tarieven op beide netten feitelijk gelijk gesteld worden. Het betekent ook dat de tarieven voor eenzelfde netvlak per netbeheerder verschillen.
- TenneT heeft bijvoorbeeld meerdere HS-netten waarvoor één uniform tarief geldt. Liander als enige RNB die nog HS-netten beheert (die vanwege crossborder-lease nog niet zijn overgegaan op TenneT) hanteert een ander HS-tarief.

#### *Ad b. Cascademodel*

- De cascade is een principe op grond waarvan de kosten van een net op een hoger spanningsniveau, worden toegerekend aan een net op een lager spanningsniveau naar rato van het aandeel van het laatstgenoemd net in de totale afname van energie en/of vermogen van het eerstgenoemde net. De argumentatie hierachter is dat invoeding van elektriciteit historisch gezien vrijwel uitsluitend op het hoogste spanningsniveau plaatsvindt. Het transport van elektriciteit dient in een dergelijk scenario uitsluitend plaats te vinden van hogere naar lagere gelegen spanningsniveaus. De cascade heeft tot gevolg dat afnemers betalen voor de kosten van alle spanningsniveaus die nodig zijn geweest voor het transport van de elektriciteit die zij hebben gebruikt. In de cascademethodiek leidt meer invoeding op lagere spanningsniveaus tot een kleiner aandeel van die lagere spanningsniveaus in de totale afname van energie en/of vermogen van hogere spanningsniveaus, en daarmee tot het doorberekenen van een kleiner aandeel van de kosten van hogere spanningsniveaus aan lagere spanningsniveaus.

#### *Ad c. Kostenverdeling via tariefdragers*

- De toerekening van de netkosten aan een individuele afnemer gebeurt op basis van tariefdragers. De tarieencode onderscheidt drie tariefdragers voor het TAVT:
  - het maximum vermogen dat een afnemer in één bepaalde maand of week heeft bereikt (kW max);
  - het maximum vermogen dat een afnemer in één jaar van tevoren denkt nodig te hebben (kW gecontracteerd). Wanneer het daadwerkelijk gerealiseerde maximum vermogen het gecontracteerde vermogen overschrijdt, wordt de tariefdrager tot hetzelfde niveau opgehoogd;
  - het verbruik (kWh).
- De rol van elk van deze drie tariefdragers verschilt op de verschillende netvlakken. Op de EHS en HS netvlakken worden de netkosten verdeeld aan de hand van de tariefdragers kW max en kW gecontracteerd (beide voor 50%) en worden kosten niet verdeeld aan de hand van de tariefdrager kWh. Op het laagste spanningsniveau is de tariefdrager kWh in beginsel voor 84% bepalend voor de hoogte van de netkosten van een afnemer. In algemene zin wordt voor de verdeling van de netkosten het verbruik (tariefdrager kWh) ten opzichte van het vermogen (kW gecontracteerd en kW max) van groter belang naarmate het spanningsniveau lager wordt.
- Uitzonderingen:
  - Een belangrijke uitzondering op het bovenstaande is de categorie kleinverbruikers met een aansluiting tot 3\*80 Ampère. In deze gevallen wordt het tarief niet bepaald door het daadwerkelijk gerealiseerde verbruik of vermogen maar door een in de Tarieencode vastgestelde gemiddelde rekencapaciteit.
  - Voor afnemers op de vier hoogste netvlakken met een bedrijfstijd van maximaal 600 uren per jaar geldt ook een apart tariefregime. De tariefdrager kW max wordt bij deze afnemers afgerekend op grond van de wekelijkse vermogenspiek (kW max per week) in plaats van per maand (kW max per maand). Ook geldt voor deze afnemers een ander, lager tarief voor de jaarlijkse vermogenspiek.

#### *Ad d. Beperkt postzegeltarief*

- Het transportafhankelijk tarief is aan te merken als een beperkt postzegeltarief. Dat betekent dat aangeslotenen op eenzelfde netvlak van eenzelfde netbeheerder in beginsel hetzelfde tarief betalen, ongeacht de plek waar de elektriciteit is ingevoed of wordt afgenomen.
- Dit laat onverlet dat tariefverschillen kunnen bestaan tussen aangeslotenen op verschillende netvlakken, aangeslotenen op netten beheerd door verschillende netbeheerders en verschillende typen aangeslotenen (zoals afnemers met een bedrijfstijd kleiner dan 600 uren per jaar).
- Het feit dat de afstand tussen invoeding en afname geen rol mag spelen bij het bepalen van de transportkosten is vastgelegd in Europese en nationale wetgeving.

#### *Ad e. Producententarief*

- Het landelijk uniforme producententarief (LUP) is geschrapt uit de Tarievenscode. Producenten betalen op grond daarvan niet mee aan het transportafhankelijk tarief. In de verzamelwet van STROOM I is dit uitgangspunt wettelijk vastgelegd, samen met de bepaling dat de wetgever een producententarief kan invoeren bij AMvB. Producenten betalen wel het transportafhankelijk tarief en de aansluittarieven.

#### *Transportafhankelijk tarief (TOVT)*

- Het transportafhankelijk tarief dient de kosten van netbeheerders te dekken die betrekking hebben op factureren, de klantenservice, de contactadministratie, en meer (zie art. 3.2.2 b van de Tarievenscode). Het betreft kosten die niet of slechts in zeer beperkte mate afhankelijk zijn van de hoeveelheid getransporteerde energie die een afnemer vereist. Dit tarief kent daarom geen tariefdrager(s) en wordt door de ACM per spanningsniveau voor alle netbeheerders op hetzelfde niveau vastgesteld. Zowel producenten als verbruikers betalen het TOVT.

#### *Tarief voor transport van blindvermogen*

- Netbeheerders hanteren een tarief voor blindvermogen. Blindvermogen wordt gebruikt om magnetische en elektrische velden op te bouwen en het net op spanning te houden.
- Dit tarief wordt alleen in rekening gebracht bij afnemers wanneer de verhouding tussen het verbruik (in kWh) en het schijnbaar vermogen (in kVah) een bepaalde verhouding overstijgt. Het transporttarief voor blindvermogen wordt afgerekend via de tariefdrager kVarh (kiloVoltampère reactief per uur). Het deel van de netkosten dat wordt afgerekend via het tarief voor blindvermogen is relatief beperkt. Verschillende netbeheerders kiezen ervoor om dit tarief niet in rekening te brengen.

#### **4. Systeemdienst**

- De kosten van systeemdiensten zijn met ingang van 2015 toegevoegd aan de kosten van het EHS-net en worden als zodanig meegenomen in de cascade en de transporttarieven.

#### **5. Meetdienst**

- De meetdienst van netbeheerders is vastgelegd in de Elektriciteitswet en de in 2010 vastgestelde Regeling meettarieven. De regeling bepaalt dat ACM het meettarief voor kleinverbruikers vaststelt. Het betreft een uniform maximumtarief dat de regionale netbeheerders in rekening mogen brengen bij aangesloten kleinverbruikers voor het verrichten van meetdiensten (meter beheer, onderhoud, meten, administratie etc.). Voor

grootverbruikers is er geen meettarief. Grootverbruikers moeten zelf een meetbedrijf contracteren en onderhandelen over de prijs.

### **Landelijke en regionale netbeheerder gas (GTS en RNB's)**

#### **Tarieven voor gebruik van het landelijke gastransportnet (GTS)**

Hieronder is een beschrijving opgenomen van de huidige tariefstructuur voor het landelijke gastransportnet. Concreet mag worden uitgegaan van de tarieven(structuur) zoals deze in 2016 van toepassing is. Wellicht ten overvloede zij hierbij opgemerkt dat ontwikkelingen hierin niet zijn meegenomen. Hierbij valt te denken aan wijzigingen in wet- en regelgeving, nieuw methodebesluit vanaf 2017 en de Europese Network Code Tariffs.

#### *Wet- en regelgeving*

De tarieven van GTS dienen te voldoen aan de vigerende Europese en nationale wet- en regelgeving (Gaswet, Tarievenscode Gas en methodebesluit). M.b.t. de Europese wetgeving dienen ze te voldoen aan artikel 13 'Tarieven voor de toegang van netten' van de Verordening (EG) nr. 715/2009 welke direct bindend zijn.

Daarnaast dienen de tarieven te voldoen aan de Gaswet. De Gaswet beschrijft in artikel 10 en 10a de wettelijke taken van GTS, welke zijn: op een niet-discriminatoire wijze transporteren van aardgas (hierna: transporttaak), het in evenwicht houden van het landelijk gastransportnet (hierna: balanceringsstaak), conversie van gas met een hogere calorische waarde naar een lagere calorische waarde en vice versa (hierna: kwaliteitsconversie-taak), het aanleggen van aansluitpunten met een doorlaatwaarde groter dan 40m<sup>3</sup>(n) per uur (hierna: aansluit(punt)taak) en het in werking hebben en onderhouden van aansluitingen in gebruik genomen vóór 1 april 2011 (hierna bestaande aansluitingstaak), pieklevering en het bewerken, mengen en behandelen van gas om aan de invoed-, en afleverspecificaties te voldoen of het weren van gas dat hieraan niet voldoet (WQA). Conform artikel 82 van de Gaswet worden de eerst vijf genoemde taken gereguleerd via een methodebesluit. Daarnaast stelt artikel 82 voorwaarde aan het methodebesluit evenals aan het tarievenproces.

Tevens dienen de tarieven te voldoen aan de Tarievenscode Gas (hierna: Tarievenscode). De Tarievenscode bevat een beschrijving van de structuur van de tarieven voor de taken en diensten die GTS aanbiedt en waarvoor zij een tarief in rekening brengt. Hierbij zij opgemerkt dat de Tarievenscode een van de codes is. In het algemeen zijn codes algemeen verbindende voorschriften vastgesteld door ACM en bevatten voorwaarden die GTS hanteert richting netgebruikers, maar omvatten ook afspraken tussen netbeheerders onderling.

#### *Marktmodel en shippers*

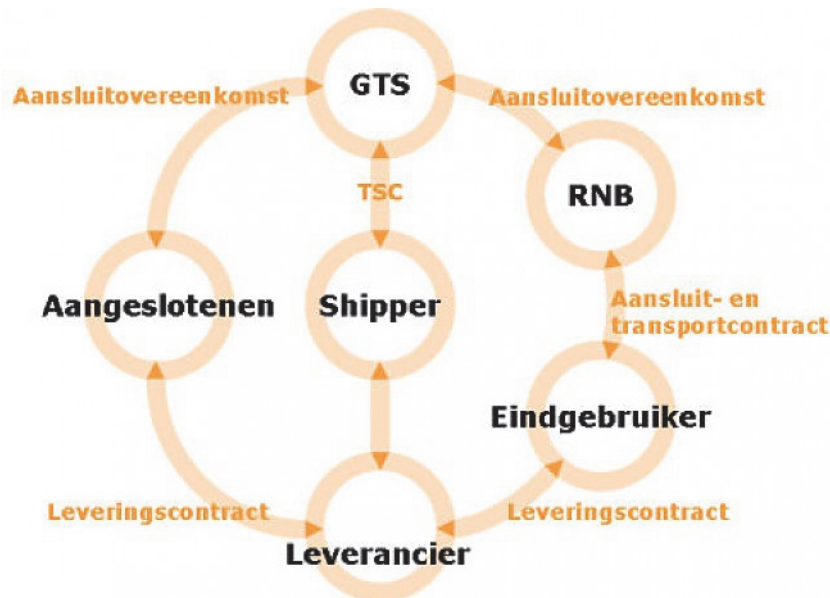
GTS hanteert een entry- en exitsysteem met een TTF als virtuele handelsplaats waar gas wordt verhandeld dat al in het gastransportsysteem is ingebracht. Om gebruik te kunnen maken van onze transportdiensten moet een partij zijn erkend als shipper. GTS heeft tussen de 100 en 200 shippers waarvan een klein aantal is gevestigd in Nederland. Om als shipper erkend te worden moet o.a. de standaard transportvoorwaarden van GTS worden geaccepteerd. Deze voorwaarden staan vermeld in de 'Transmission Service Conditions' (hierna: TSC) van GTS. De TSC vullen de Nederlandse gascodes aan en bevatten specifiekere bepalingen m.b.t. facturering, allocaties etc.. Daarnaast bevat appendix 1 van de TSC de door ACM vastgestelde tarieven voor bovengenoemde vijf taken.

Naast shippers behoren ook aangeslotenen tot de klanten. Er zijn meer dan 1.100 aangeslotenen of eindgebruikers op het gastransportnet. Dit zijn bijvoorbeeld grote industrieën, elektriciteitscentrales,



producenten en netwerkbedrijven in binnen- en buitenland. Meestal kopen zij het benodigde gas van een leverancier en een shipper zorgt dan dat het gas via het gastransportnet bij de aangeslotene wordt afgeleverd. Ter illustratie is in figuur 8 de contractenstructuur van het gastransport in Nederland stilistisch weergegeven.

*Figuur 8: Contractenstructuur gastransport in Nederland*



### *Tarievensystematiek*

Shippers kunnen dus transportcapaciteit (en diensten) bij GTS contracteren op entry- en exitpunten. Het uitgangspunt voor alle entry- en exittarieven is het jaartarief. Jaartarieven gelden voor een contract met een vlak capaciteitsprofiel voor een periode van 12 aaneengesloten maanden. Jaarcontracten kunnen dus in iedere willekeurige maand ingaan. Langetermijncontracten kunnen worden afgesloten voor meerdere aaneengesloten perioden van 12 opeenvolgende maanden. Contracten kunnen ook voor kortere perioden worden afgesloten, bijvoorbeeld voor een aantal uren per dag, één enkele dag, één enkele maand of voor meerdere dagen of maanden. Om tarieven te bepalen voor contracten met een kortere periode dan 12 maanden wordt gebruik gemaakt van maand-, dag, within-day factoren alsmede rekenregels. Het tarief dat van toepassing is wordt vervolgens gefactureerd aan de shipper, waarbij zowel het jaartarief en de van toepassing zijnde factoren inzichtelijk worden gemaakt. De meeste facturen (en in ieder geval de facturen die betrekking hebben op gecontracteerde transportcapaciteit) hebben een maandelijks terugkerend patroon.

### *Tariefstructuur*

Zoals hierboven vermeld stelt ACM periodiek een methodebesluit vast voor de vijf taken: transport, balancering, kwaliteitsconversie, aansluit(punt) en bestaande aansluiting. Het methodebesluit bevat de regels en parameters op basis waarvan de toegestane inkomsten van GTS worden bepaald ter dekking van onze verwachte efficiënte kosten. De toegestane inkomsten alsmede de x-factor worden (per taak) vastgelegd in het x-factorbesluit. Vertaling van de toegestane inkomsten naar de verdeling over de entry- en exitpunten vindt plaats middels het tarievenproces waarin GTS een tarievenvoorstel indient bij ACM en ACM de tarieven middels een tarievenbesluit (ex-ante) vaststelt.

Voor alle vijf de taken worden individuele tarieven vastgesteld welke uniform of niet-uniform kunnen zijn. In tabel 9 is de tariefstructuur van de vijf taken weergegeven. Tenzij anders aangegeven zijn alle hieronder vermelde tarieven capaciteitsafhankelijke tarieven.

Tabel 9: Tariefstructuur van de vijf taken

Wettelijk taak	Toelichting tarief
<b>Transport</b>	<i>Zie hieronder</i>
<b>Balancerings</b>	voor alle entry en exit punten wordt een uniform tarief vastgesteld
<b>Kwaliteitsconversie</b>	voor alle entry en exit punten wordt een uniform tarief vastgesteld
<b>Aansluit(punt) = AT</b>	voor alle entry en exit punten waar de AT <sup>13</sup> van toepassing is wordt een niet-uniform tarief vastgesteld
<b>Bestaande aansluiting = BAT</b>	voor alle entry en exit punten waar de BAT <sup>14</sup> van toepassing is wordt een uniform tarief vastgesteld.
<b>Transport</b>	
<b>Entry en exit</b>	Voor alle entry en exit punten wordt een niet-uniform tarief vastgesteld.
<b>Connection fee</b>	Connection fee is vast jaarbedrag per GOS die m.b.v. rekenvolumina wordt omgezet naar capaciteitstarief. Connection fee is alleen van toepassing voor RNB exits.
<b>Overig</b>	Er zijn een aantal transportgerelateerde diensten zoals wheeling, diversion en ToC/ToU waarvoor ook tarieven worden vastgesteld. Wheeling betreft een capaciteitstarief, voor diversion en ToC/ToU wordt een vaste fee vastgesteld.

De berekening van de tarieven vindt plaats in een Excel rekenmodule. De tariefopbouw kent de volgende stappen:

- **Basistarieven**  
De onafgeronde tarieven vóór correcties voor het jaar T-1 vormen het startpunt voor de berekening van de tarieven voor het jaar T. Vervolgens worden deze tarieven aangepast met de x-factor en cpi. Daarnaast wordt bij deze bepaling rekening gehouden met rekenvolumina alsmede met nieuwe en vervallen netwerkpunten.
- **Structurele correcties**  
Dit betreffen correcties die volgen uit het methodebesluit, zoals nacalculatie vanwege omzetregulering alsmede (gedeeltelijke) nacalculatie inkoopkosten energie, overboek en terugkoopregeling, veilinggelden alsmede de balanceringsopbrengsten.
- **Incidentele correcties**  
Hieronder vallen in ieder geval correcties waarin de efficiënte kosten van niet-reguliere uitbreidingsinvesteringen worden vergoed, alsmede een vergoeding voor markt faciliterende activiteiten en nieuwe producten en diensten zoals opgenomen in het vigerende methodebesluit (2014-2016). Daarnaast kunnen er nog overige incidentele correcties voordoen.
- **Korting gasopslagen**  
Op het resulterende tarief (basistarief + structurele en incidentele correcties) wordt binnen de transporttaak een gasopslagkorting toegepast op de entry- en exittarieven.
- **Finaliseren tarieven**  
De onafgeronde tarieven worden afgerond (op 3 decimalen achter de komma) alsmede dat

<sup>13</sup> AT- en BAT-plichtige netwerkpunten betreffen entrypunt invoeders en gasopslagen en industriële exitpunten.

<sup>14</sup> AT- en BAT-plichtige netwerkpunten betreffen entrypunt invoeders en gasopslagen en industriële exitpunten.

de tarieven voor balanceren en kwaliteitsconversie gezien worden als een tariefcomponent van het transporttarieven. Aldus worden deze opgeteld bij entry- en exittarieven van de transporttaak en resulteert er één transporttarief voor de entry- en exitpunten.

De gefinaliseerde tarieven publiceert GTS vervolgens op de website (appendix 1 van de TSC).

#### Tarieven voor gebruik van de regionale gasnetten (RNB's)

De tarieven voor de toegang tot en het gebruik van regionale gasnetbeheerders volgen grotendeels de systematiek van de regionale netbeheerders. Ook de uitgangspunten en principes die gelden zijn voor het overgrote gedeelte gelijk. Ook de tarieven voor gebruik van het regionale gasnet zien op de verschillende wettelijke taken; 1. Aansluitdienst. 2. Transportdienst. 3. Meetdienst.

##### *1. Aansluitdienst*

De aansluitdienst op het gasnet omvat voor aansluitingen met een capaciteit tot en met 40 m<sup>3</sup>(n)/uur het verrichten van alle werkzaamheden en het leveren van alle benodigdheden die nodig zijn om een aansluiting aan te leggen en in stand te houden. De aansluitdienst omvat voorts voor aansluitingen met een capaciteit boven 40 m<sup>3</sup>(n)/uur het verrichten van alle werkzaamheden en het leveren van alle benodigdheden die nodig zijn om een zogenaamd aansluitpunt aan te leggen en in stand te houden.

Het aansluittarief bestaat uit twee componenten: de kosten voor het aanleggen van de aansluiting (eenmalig aansluittarief) en kosten voor de instandhouding van de aansluiting (periodiek aansluittarief).

##### *2. Transportdienst*

De transportdienst omvat het transporteren van gas voor netgebruikers door gebruik te maken van het regionale gastransportnet. Hieronder wordt mede verstaan:

- a) de instandhouding van het gastransportnet;
- b) de handhaving van het drukniveau;
- c) de kwaliteitsbewaking van het gas;
- d) de facturering;
- e) dataverwerking;
- f) marktfacilitering.

#### *Tariefcomponenten transportdienst*

De transporttarieven voor afnemers met een aansluitcapaciteit van ten hoogste 40 m<sup>3</sup>(n)/uur bestaan uit de volgende componenten:

- a) een transportafhankelijk verbruikerstarief (TOVT);
- b) een transportafhankelijk verbruikerstarief-volume (TAVTv);
- c) een transportafhankelijk verbruikerstarief-capaciteit (TAVTc).

De transporttarieven voor afnemers met een aansluitcapaciteit van ten hoogste 40 m<sup>3</sup>(n)/uur bestaan uit de volgende componenten:

- a) een transportafhankelijk verbruikerstarief (TOVT);
- b) een transportafhankelijk verbruikerstarief (TAVT);

Het TOVT betreft alle kosten die geen directe relatie hebben met de benodigde transportcapaciteit of het transportvolume. Dit zijn:

- administratiekosten;
- kosten voor dataverwerking, alsmede de kosten voor allocatie, reconciliatie en validatie;
- kosten voor marktfacilitering (kosten voor het beheer van het aansluitingenregister en het afhandelen van switch- en verhuisberichten);
- factureringskosten;
- kosten voor kwaliteitsbewaking van het gas;
- kosten voor gebouwen en magazijnen niet behorende bij de netinfrastructuur;
- kosten voor het opstellen van transportcontracten.

Het TAVT is het gedeelte van het tarief dat afhankelijk is van het drukk niveau waarop iemand is aangesloten, de grootte van de aansluiting en het gasverbruik. Dit zijn:

- kosten van inkoop bij andere netbeheerders;
- kosten voor het gastransportnet;
- kosten voor instandhouding van het gastransportnet;
- kosten voor handhaving drukk niveau;
- kosten voor gebouwen en magazijnen behorende bij de netinfrastructuur

#### *Indeling in tariefcategorie*

Voor de aansluitingen van afnemers met een aansluitcapaciteit van ten hoogste 40 m<sup>3</sup>(n)/uur worden zes afnemerscategorieën onderscheiden die elk een eigen tarief kennen. Iedere aansluiting wordt in één van deze categorieën ingedeeld. In tabel 10 worden de verschillende afnemerscategorieën weergegeven.

*Tabel 10: Tariefcategorieën t/m 40 m<sup>3</sup>(n)/uur*

Afnemerscategorie	Capaciteit [m <sup>3</sup> (n)/uur]	Grootte gasmeter*	Standaard jaarverbruik** [m <sup>3</sup> (n;35,17)]
1	≤ 10	≤ G6	< 500
2	≤ 10	≤ G6	≥ 500 en < 4.000
3	≤ 10	≤ G6	≥ 4.000
4	> 10 en ≤ 16	G10	n.v.t.
5	> 16 en ≤ 25	G16	n.v.t.
6	> 25 en ≤ 40	G25	n.v.t.

Voor de aansluitingen van afnemers met een aansluitcapaciteit van ten hoogste 40 m<sup>3</sup>(n)/uur zijn twee soorten gebruikers te identificeren:

- Profielgrootverbruikers;
- Telemetriegrootverbruikers.

Het transportafhankelijke verbruikerstarief voor profielgrootverbruikers worden in vijf afnemerscategorieën onderscheiden. Iedere aansluiting wordt in één van deze categorieën ingedeeld. In tabel 11 zijn de verschillende afnemerscategorieën weergegeven.

*Tabel 11: Tariefcategorieën vanaf 40 m<sup>3</sup>(n)/uur*

Afneemscategorie	Capaciteit [m <sup>3</sup> (n)/uur]	Grootte gasmeter*
1	> 40 en ≤ 65	G40
2	> 65 en ≤ 100	G65
3	> 100 en ≤ 160	G100
4	> 160 en ≤ 250	G160
5	> 250	> G160

Het transportafhankelijke verbruikerstarief voor telemetriegrootverbruikers (TAVTgv) wordt berekend door de totale, op basis van capaciteit aan telemetriegrootverbruikers, toegerekende transportafhankelijke kosten te delen door de som van de door telemetriegrootverbruikers gecontracteerde transportcapaciteit.

#### *Kosten voor landelijk gastransportnet*

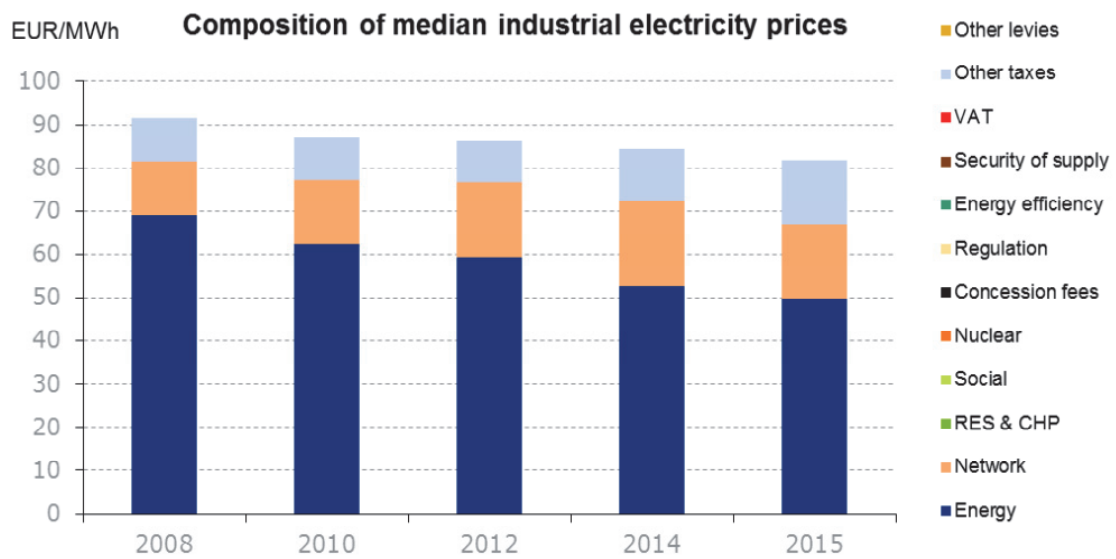
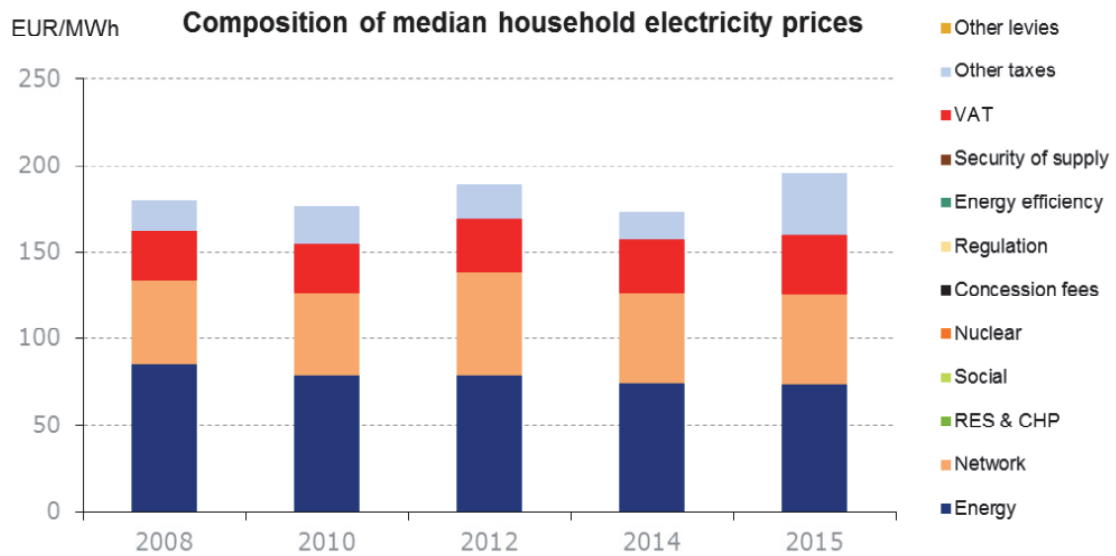
Een aangeslotene op een regionaal gasnet betaalt óók voor het bovenliggende landelijk transport via de zgn. regio-toeslag aan zijn leverancier. Er is echter geen cascadesystematiek zoals bij elektriciteit. Dit tarief is overigens niet gereguleerd.

#### *3. Meetdienst*

De meetdienst van netbeheerders is vastgelegd in de Gaswet regeling Meettarieven. De regeling bepaalt dat ACM het meettarief voor kleinverbruikers vaststelt. Het betreft een uniform maximumtarief dat de regionale netbeheerders in rekening mogen brengen bij aangesloten kleinverbruikers voor het verrichten van meetdiensten (meter beheer, onderhoud, meten, administratie etc.). Voor grootverbruikers is er geen meettarief. Grootverbruikers moeten zelf een meetbedrijf contracteren en onderhandelen over de prijs.

## Bijlage B. Opbouw van energierekening voor verschillende Nederlandse eindgebruikers<sup>15</sup>

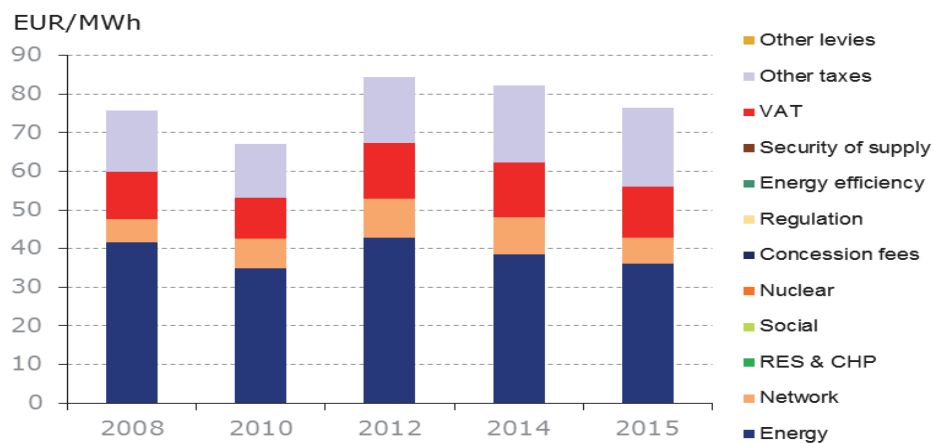
### Elektriciteit



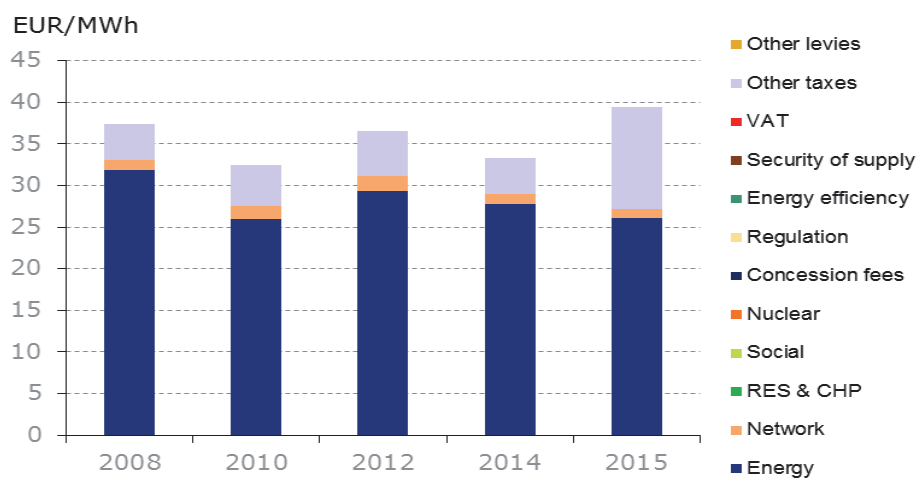
<sup>15</sup> European Commission, Commission staff working document on Energy prices and costs in Europe, SWD(2016) 420 final, 30 november 2016.

## Gas

### Composition of median household gas prices



### Composition of median industrial gas prices



## **Bijlage C. Belemmering 4: Ontbreken van locatieprikkels in transporttarieven voor elektriciteit en regionale netbeheerders gas**

Doordat vanuit de transporttarieven voor elektriciteit en regionale netbeheerders gas geen sturing op locatie uitgaat, worden – nieuwe - aangeslotenen onvoldoende geprikkeld tot het zoeken naar een aansluitpunt waarvan de daarmee gepaard gaande (diepe) netinvesteringen tot de laagste netwerkcosten en mogelijk tot de laagste maatschappelijke kosten leiden. In theorie is het mogelijk een effectievere prikkel voor aansluitlocaties te bewerkstelligen via de tarievenstructuur en daarmee kosten te besparen. Gezien de vele andere restricties die van toepassing zijn op de keuze van aansluitlocaties, is het wel de vraag in hoeverre een tariefprikkel ook in de praktijk effectief zal zijn.

Met de algemene beleidsdoelstellingen van duurzaamheid en betrouwbaarheid lijkt hierbij geen directe link. Wel kan de implementatie van een dergelijke prikkel effect hebben op de onderlinge concurrentiepositie van bedrijven en historisch discriminerend uitwerken. Dit is afhankelijk van de vormgeving van de implementatie.

Hieronder beschrijven we vier oplossingsrichtingen. Oplossingsrichtingen 1 en 2 bevinden zich binnen het domein van de netwerktarieven, oplossingsrichtingen 3 en 4 vallen daar buiten. Merk op dat daar waar de titel refereert aan een belemmering die zich voordoet bij zowel elektriciteit als regionale netbeheerders gas, bij het in kaart brengen van de genoemde oplossingsrichtingen de situatie bij elektriciteit als uitgangspunt is genomen.

### 1. Het verrekenen van diepe investeringen op het moment van aansluiten.

In een dergelijke oplossingsrichting wordt op het moment van aansluiten al een bijdrage gevraagd voor noodzakelijke versterkingen van het net. Daardoor wordt de klant gestimuleerd om rekening te houden met de bestaande capaciteiten van het net. Tegenover een mogelijk maatschappelijk voordeel staat dat de vaststelling van dergelijke bijdragen erg situationeel zijn en niet eenduidig te bepalen. Ook kan het concurrentiegevoelig zijn.

### 2. Nodale tarieven.

Bij dergelijke tarieven wordt in het transporttarief rekening gehouden met beschikbare capaciteit op knooppunten in het net, ook in tijd. Hoewel het tarief in bijvoorbeeld Engeland wel wordt toegepast, worden dergelijke tarieven als complex en vaak als onredelijk ervaren en zou het een zeer fundamentele systeemwijziging betreffen.

### 3. Netbeheerders betrekken bij ruimtelijke ordening.

Deze richting beoogt meer dan nu het geval is bij grootschalige energieprojecten, zoals deze kunnen volgen uit de Energieagenda, het regeerakkoord en een eventueel nieuw Energieakkoord, de consequenties voor de transportinfrastructuur vooraf beter in kaart te brengen en de implicaties daarvan mee te nemen in de maatschappelijke afwegingen en plannen van (decentrale) overheden. Er vindt dan een meer gedragen afweging plaats tussen de wijze van aansluiten en helderheid over de stappen die de netbeheerder moet zetten en de aansluitkosten die gemaakt worden door marktpartijen.

### 4. Het differentiëren van de transportplicht.

De intentie van deze oplossingsrichting is om de netbeheerder de mogelijkheid te geven om te kunnen differentiëren in de huidige *24 uur per dag, 365 dagen per jaar* transportplicht. Een van de uitgangspunten in de bestaande tariefstelling is dat onttrekkers en invoeders altijd recht hebben op het transport van hun gecontracteerd vermogen.



De vraag dringt zich op of dit uitgangspunt in de energietransitie houdbaar is of dat hierop een differentiatie gewenst is. In het bijzonder: is een dimensionering van het net op dit uitgangspunt maatschappelijk gewenst voor alle onttrekkings- en invoedingsvarianten die ontstaan als gevolg van onder andere elektrisch vervoer, weersafhankelijke productie, warmtepompen en opslag.

Een differentiatie kan in de tarieven worden ingebouwd door bijvoorbeeld onderscheid te maken tussen capaciteit waarop de klant *24 uur per dag, 365 dagen per jaar* recht heeft en een flexibele capaciteit waarbij de klant inlevert op dit recht en in ruil daarvoor een lagere prijs betaalt. Een dergelijke differentiatie is ook voorstelbaar op basis van locatie: in bepaalde gebieden is sprake van gegarandeerde transportcapaciteit en in andere gebieden van een flexibele capaciteit waarbij de klant inlevert op dit recht.

## **Bijlage D. Belemmering 6: Stijgen van transporttarieven bij ontkoppeling van het elektriciteitsnetwerk**

Als gevolg van de energietransitie – in combinatie met de technologische ontwikkelingen – ontstaan er (vrijwillige) initiatieven van veelal lokale gemeenschappen waarbij in sommige gevallen getracht wordt (duurzame) opwekking en opslag van elektriciteit lokaal zodanig te dimensioneren dat vraag en aanbod zoveel mogelijk in evenwicht is. Op termijn zou voor dergelijke initiatieven ontkoppeling van het elektriciteitsnetwerk technisch mogelijk kunnen worden.

Dit wordt een probleem op het moment dat deze ontwikkeling op grote schaal plaatsvindt en er dan veel meer tariefopbrengsten wegvallen dan dat er aan kosten op het net wordt bespaard. In dat geval ontstaat een negatieve spiraal. Er resulteert dan een negatieve invloed op de betaalbaarheid van de energievoorziening. Eigenlijk gaat het hier dus niet om een belemmering in het bestaande tarievengebouw, maar om het stellen van een belangrijke randvoorwaarde aan het toekomstige tarievengebouw en de daaraan ten grondslag liggende tariefherzieningen.

Hieronder beschrijven we drie oplossingsrichtingen. Oplossingsrichtingen 1 en 2 bevinden zich binnen het domein van de netwerktarieven, oplossingsrichting 3 valt daar buiten.

1. Structurele toetsing van het tariefgebouw op maatschappelijk gezien ongewenste prikkels om van het net af te gaan.

Als randvoorwaarde kan in de totstandkoming van tariefherzieningen worden opgenomen dat besparingen op tarieven bij het zich ontkoppelen van het net, in lijn dienen te liggen met de kosten die door de netbeheerder bespaard kunnen worden. Als de mogelijke besparingen voor klanten veel hoger liggen dan de kostenbesparingen, ontstaat een risico van een negatieve spiraal door klanten of collectieven die zich ontkoppelen van het net.

Voorbeelden van ongewenste prikkels zijn in netwerktarieven opgenomen belastingen (bijvoorbeeld precariobelasting), verrekeningen van andere kosten via de netwerktarieven (bijvoorbeeld kosten van andere infrastructuur), maar ook prikkels als gevolg van kostenallocaties binnen de netwerktarieven zelf (bijvoorbeeld door producenten veroorzaakte netkosten verhalen op alleen onttrekkende klanten).

2. Een bijdrage vragen voor het zich ontkoppeling van het net.

De uitwerking van deze oplossing is vergelijkbaar aan de uitwerking van de eerste oplossingsrichting van de voorafgaande belemmering *Stijging van transporttarieven bij uitfasering van aardgas*. We volstaan hier dan ook met een verwijzing naar de uitwerking van die oplossingsrichting. Het vraagstuk bij elektriciteit ligt wel wezenlijk anders dan bij de uitfasering van aardgas, omdat de mogelijkheid tot herbenutting van de infrastructuur veel groter zal zijn.

3. Verplichte aansluiting op het net.

Het verplicht stellen van een aansluiting op het elektriciteitsnetwerk maakt ontkoppeling onmogelijk. Eventuele ontkoppeling – zodra dat op termijn technisch mogelijk is – wordt daarmee voorkomen. Dit ter algemene bescherming van het collectieve systeem en gechargeerd te beschouwen als een lock-in op het net.



## Bijlage E Two-pagers over belemmeringen 1, 2, 3, en 5

### Two-pager belemmering 1: Uniform capaciteitstarief voor kleinverbruikers elektriciteit<sup>16</sup>

#### **Belemmering**

##### *Wat is de huidige situatie?*

Voor kleinverbruikers elektriciteit met een aansluiting tot 3\*80 Ampère geldt het uniform capaciteitstarief. In deze gevallen wordt het transporttarief niet bepaald door het daadwerkelijk gerealiseerde verbruik of vermogen maar door een in de Tarievenscode vastgestelde gemiddelde rekencapaciteit. De rekencapaciteit (kW) is gebaseerd op de doorlaatwaarde van de aansluiting, ter dekking van 100% van de kosten van de netbeheerder. Het overgrote deel van de kleinverbruikers bevindt zich in de afnemerscategorie 1\*10A t/m 3\*25A met een rekencapaciteit van 4 kW.

##### *Wat is het probleem?*

Door de energietransitie zullen sterk uiteenlopende verbruikspatronen ontstaan met uiteenlopende effecten op de kosten van de netbeheerder. Het gaat om verschillen in verbruik als gevolg van bijvoorbeeld elektrisch laden van auto's, warmtepompen, gebruik van batterijen en opwekking met PV. Er zullen steeds meer huishoudens zijn die veel meer dan de 4 kW rekencapaciteit gebruiken. Zowel de gemiddelde als de piekvraag van vermogen (kW) bij huishoudens neemt hierdoor toe. Het blijven hanteren van één capaciteitstarief voor deze groep verhoudt zich dan slecht met het kostenveroorzakingsprincipe.

#### **Oplossingsrichtingen**

De werkgroep heeft vier mogelijke oplossingsrichtingen geïdentificeerd. Alle vier de oplossingsrichtingen bevinden zich binnen het domein van de netwerktarieven en bouwen deels op elkaar voort.

5. Verdere differentiatie naar fysieke doorlaatwaarde. Een verdere differentiatie naar doorlaatwaarde maakt het mogelijk huishoudelijke kleinverbruikers een verschillend capaciteitstarief in rekening te brengen dat meer gerelateerd is aan de kosten die door hen worden veroorzaakt. Bij deze oplossingsrichting blijft het capaciteitstarief gebaseerd op een rekencapaciteit die gerelateerd is aan de fysieke doorlaatwaarde van de aansluiting. Ook blijft het tarief gebaseerd op een indeling in een afnemerscategorie.
6. Afrekening op gemeten vermogen (kW).
  - a. Afrekenen op gecontracteerd vermogen "bandbreedte" of "abonnement". In deze oplossing wordt het nettatarief voor kleinverbruikers gebaseerd op het gecontracteerde vermogen per kW. Er komt dan een vast bedrag per kW. Dit is mogelijk voor kleinverbruikers met een slimme meter waarbij achteraf per maand wordt gekeken naar het hoogste verbruik in een bepaalde tijdsperiode in de afgelopen maand. Kleinverbruikers sluiten vooraf een contract op basis van een bepaalde benodigde vermogensbandbreedte. Achteraf wordt gekeken of kleinverbruikers zich gehouden hebben aan de contractwaarde. Zo niet, dan wordt er nog een aanvullende facturering uitgevoerd.
  - b. Afrekenen op gemeten vermogen (kW) achteraf, zonder "abonnement". Een alternatieve inrichting van deze oplossingsrichting is dat er geen bandbreedte of

---

<sup>16</sup> Dit is een samenvatting. Voor de volledige beschrijving van de belemmering en oplossingsrichtingen en de volledige waardering van de oplossingsrichtingen verwijzen we naar hoofdstuk 3 in dit rapport.

abonnement vooraf wordt afgesloten maar dat er achteraf direct wordt gefactureerd op basis van de werkelijke onttrokken maximum capaciteit in de betreffende maand (tegen een vast bedrag per kW).

7. Gecontracteerd vermogen “bandbreedte” met stoplichtmodel (o.a. Smart Charging). Deze oplossing bouwt voort op oplossing 2, aangevuld met een signaal (stoplichtsignaal) vanuit de DSO/TSO waarbij er in situaties van beschikbare capaciteit wel “ongestraft” een hoger vermogen kan worden onttrokken en de maximale vermogenspiek niet meetelt voor de maandelijkse afrekening, als het stoplicht op groen staat.
8. Volledige flexibele nettarieven (wisselende prijs per kW per periode). Deze optie is mogelijk voor kleinverbruikers met een slimme meter waarbij achteraf per maand wordt gekeken naar de hoogste vermogensonttrekking. Hierbij krijgen kleinverbruikers direct zelf via de netbeheerder een actuele prijs per kW voor een bepaalde periode. Dit wordt real-time doorgegeven.

### **Waardering van oplossingsrichtingen**

Onderstaande figuur vergelijkt de oplossingsrichtingen voor deze belemmering met elkaar op basis van een grofmazige (relatieve) score op kosten, uitvoerbaarheid en robuustheid.

*Figuur: Score van oplossingsrichtingen voor belemmering 1*

	Kosten	Uitvoerbaarheid	Robuustheid
5. Verdere differentiatie naar fysieke doorlaatwaarde	0	-	-
6. Afrekening op gemeten vermogen (kW)			
a. Afrekenen op gecontracteerd vermogen “bandbreedte” of “abonnement”	+	+	+
b. Afrekenen op gemeten vermogen (kW) achteraf, zonder “abonnement”	+	0	+
7. Gecontracteerd vermogen “bandbreedte” met stoplichtmodel (o.a. Smart Charging)	+	0	+
8. Volledige flexibele nettarieven (wisselende prijs per kW per periode)	+	-	0

Voor de waardering van de oplossingsrichting is het noodzakelijk om te beseffen dat oplossingsrichtingen 2, 3 en 4 volgorde op elkaar kunnen zijn. Maar dat 3 en 4 veel meer uitdagingen hebben op gebied van aanpassing van het marktmodel en ICT-toepassingen. Oplossing 2 is daarom een no-regret oplossing die geïntroduceerd kan worden en waarna gekeken kan worden in hoeverre het wenselijk of haalbaar is verder te gaan richting de oplossingsrichtingen 3 en 4. Daarvoor is in ieder geval een bredere discussie nodig met experts op het gebied van marktfacilitering en ICT.

Bij alle oplossingsrichtingen treden naar verwachting herverdelingseffecten over de betrokken klantgroepen op. Wat betreft de voorspelbaarheid van de nota van de consument geldt dat oplossingsrichting 1 de hoogste mate van voorspelbaarheid/zekerheid geeft (zoals ook in de huidige tariefstructuur het geval is). Bij oplossingsrichting 2 en 3 (en in mindere mate bij 4) kan echter ook een hoge mate van voorspelbaarheid gerealiseerd worden.

### **Advies**

1. Het verdient aanbeveling om kwantitatieve verkenningen te ontwikkelen waarin de gevolgen van de andere tariefstructuren voor efficiënt netgebruik en uitvoeringskosten op een rij

worden gezet. Tevens verdient het aanbeveling hier ervaring mee op te doen door middel van een tariefexperiment.

2. In het kader van het totstandkomingsproces van Energiewet 1.0 onderzoeken of de huidige wettelijke tariefbepalingen ruimte bieden voor bovengenoemde oplossingsrichtingen (en zo nodig deze ruimte creëren). Ook als er geen wetswijziging nodig is, kan een parlementaire discussie in het kader van Energiewet 1.0 de benodigde rechtvaardiging bieden voor het oplossen van dit vraagstuk.
3. Zodra mogelijk dient een wijziging van de tarieencode elektriciteit te worden voorbereid om de oplossingsrichting 2 (naar het zich laat aanzien) vorm te geven.



## **Two-pager belemmering 2: Ongelijk speelveld op flexibiliteitsmarkt voor onttrekking en invoeding van elektriciteit<sup>17</sup>**

### ***Belemmering***

#### *Wat is de huidige situatie?*

In de huidige tariefstructuur wordt alleen bij afnemers die elektriciteit onttrekken een transportafhankelijk tarief in rekening gebracht. Dit ligt vast in artikel 29 van de Elektriciteitswet. In de wet ligt ook vast dat de wetgever bij Algemene Maatregel van Bestuur (AMvB) een invoedingstarief kan invoeren. Afnemers die elektriciteit invoeden betalen wel het transportafhankelijk tarief en een aansluittarief.

#### *Wat is het probleem?*

De keuze om alleen bij onttrekkers een transportafhankelijk tarief in rekening te brengen was logisch en efficiënt in een tijd dat productie de vraag volgde en het begrip “prosumer” nog niet was uitgevonden. In de toekomstige energiewereld neemt de behoefte aan flexibiliteit toe door een forse groei van weersafhankelijke elektriciteitsopwekking. Die behoefte aan flexibiliteit kan op verschillende manieren worden ingevuld. Het is van maatschappelijk belang dat de benodigde flexibiliteit tegen de laagste kosten wordt gerealiseerd, onder andere door slimme inzet van de elektrificatie van vervoer en warmte. Zonder gelijk speelveld op de flexibiliteitsmarkt komt niet de beste marktuitkomst tot stand. De keuze om alleen bij onttrekkers een transportafhankelijk tarief in rekening te brengen kan (in de toekomst) overigens ook uit hoofde van efficiënt netgebruik als een belemmering worden gezien. Door de (verwachte) toename van decentrale opwekking op alle netvlakken worden meer en meer netuitbreidingen veroorzaakt door invoeding op het net.

### ***Oplossingsrichtingen***

De werkgroep heeft drie mogelijke oplossingsrichtingen voor deze tariefbelemmering geïdentificeerd. Alle drie de oplossingsrichtingen bevinden zich binnen het domein van de nettarieven. De oplossingsrichtingen 1 en 2 betreffen oplossingen binnen het domein van de transporttarieven.

1. Introduceren van een wettelijke bepaling om invoeding kosten voor gebruik van het netwerk in rekening te brengen;
2. Afschaffen van het onderscheid tussen de onttrekking en invoeding;
3. Consequent doorberekenen van diepe aansluitkosten voor elke afnemer op elk netvlak.

Oplossingsrichting 1 gaat uit van een eigen systematiek voor het transportafhankelijke tarief voor invoeders. Binnen oplossing 1 zijn overigens verschillende varianten te onderscheiden. Deze varianten betreffen het in rekening brengen van kosten voor gebruik van het netwerk via verschillende tariefdragers en/of combinaties daarvan. Zo is er geanalyseerd wat het in rekening brengen van kosten via een tariefdrager kW of kWh betekent. Bij oplossingsrichting 2 vervalt elk onderscheid tussen onttrekking en invoeding, en krijgen invoeders en onttrekkers dus dezelfde transporttarieven in rekening gebracht (inclusief een transportafhankelijk tarief). Oplossingsrichting 3 onderscheidt zich van de andere oplossingsrichtingen doordat die ziet op het aansluittarief, en slechts indirect op het transporttarief

### ***Waardering van oplossingsrichtingen***

---

<sup>17</sup> Dit is een samenvatting. Voor de volledige beschrijving van de belemmering en oplossingsrichtingen en de volledige waardering van de oplossingsrichtingen verwijzen we naar hoofdstuk 4 in dit rapport.



Onderstaande figuur vergelijkt de oplossingsrichtingen voor deze belemmering met elkaar op basis van een grofmazige (relatieve) score op kosten, uitvoerbaarheid en robuustheid.

*Figuur: Score van oplossingsrichtingen voor belemmering 2*

	Kosten	Uitvoerbaarheid	Robuustheid
Opl. 1: Invoeding kosten voor gebruik van netwerk in rekening brengen	+	0	+
Opl. 2: Afschaffen onderscheid onttrekking en invoeding	0	-	0
Opl. 3: Doorberekenen van diepe aansluitkosten	0	0	-

Oplossingsrichtingen 2 en 3 scoren lager op het criterium kosten dan oplossingsrichting 1. Voor oplossingsrichting 2 is de reden dat deze oplossing bij voorbaat gebonden is aan een gelijke verdeling van netwerkkosten over invoeders en onttrekkers, waar vanuit het kostenveroorzakingsprincipe aanleiding kan zijn voor een andere verdeling. Voor oplossingsrichting 2 geldt dat deze inderdaad wel in overeenstemming is met het kostenveroorzakingsprincipe, maar dat daarbij sprake is van grote herverdelingseffecten met een grote financiële impact op individuele klanten. Oplossingsrichting 2 scoort het slechtste op uitvoerbaarheid omdat het maximum van € 0,50 per MWh uit de Europese wetgeving aan deze oplossing in de weg staat. Wat betreft robuustheid scoort oplossingsrichting 3 het slechtst. De reden is de slechte voorspelbaarheid van de aansluitkosten in individuele situaties. Oplossingsrichting 1 scoort het beste op robuustheid vanwege de mogelijkheid om technologische ontwikkelingen te vertalen in andere kostentoeelingen en tariefstructuren voor invoeders.

Aan het invoeren van een invoedingstarief ligt een afweging ten grondslag tussen enerzijds een gelijk speelveld op de (internationale) elektriciteitsmarkt en anderzijds een gelijk speelveld op de flexibiliteitsmarkt en de wenselijkheid van prikkels tot efficiënt netgedrag voor invoeders. Daar waar in het verleden (logischerwijs) de nadruk lag op het belang van het gelijke speelveld op de (internationale) elektriciteitsmarkt winnen de andere twee belangen tegenwoordig (en naar verwachting ook in de toekomst) aan terrein. Op termijn kan de afweging naar de andere kant omslaan. Oplossingsrichting 1 lijkt in dat geval de meest aangewezen route.

#### **Advies**

4. Aan het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat de aanbeveling meegeven om (i) kwantitatief onderzoek te doen naar bovengenoemde belangenafweging en (ii) op Europees niveau de discussie aan te gaan over de maximale tarieven zoals vastgelegd in de Europese Verordening 838/2010.
5. Afhankelijk van de uitkomsten van bovengenoemd nader onderzoek en Europese ontwikkelingen kan zo nodig (i) de Elektriciteitswet worden aangepast om ruimte te creëren voor (een van de) bovengenoemde oplossingsrichtingen en (ii) een wijziging van de tarieencode elektriciteit worden voorbereid om de gewenste oplossingsrichting nader vorm te geven.

## Two-pager Belemmering 3: Kosten van hogere $kW_{contract}$ en $kW_{max\text{maand}}$ bij tijdelijk meer afnemen<sup>18</sup>

### Belemmering

#### *Wat is de huidige situatie?*

In de huidige tarievenstructuur geldt voor gebruikers op het hoog- en middenspanningsnet, naast één of soms twee andere tariefdragers, de tariefdrager  $kW_{contract}$  voor het in rekening brengen van het transporttarief. De  $kW_{contract}$  waarde wordt voor een heel jaar vastgesteld op basis van de opgave van de verbruiker en/of de maximaal in een jaar gebruikte capaciteit in kW. De maximale afname van een gebruiker in een jaar wordt gezien als de belangrijkste kostendrijver van het hoogspanningsnet. De kosten van het hoog- en middenspanningsnet worden gedreven door de maximale capaciteit die een gebruiker op enig moment in het jaar afneemt. Het deel van de kosten die een netbeheerder dient toe te rekenen aan deze tariefdrager varieert tussen de 16% (laagspanning) tot 50% (hoogspanning). In de huidige tarievenstructuur is kostenveroorzaking daarmee het leidende principe.

Indien een gebruiker op enig moment in het jaar zijn  $kW_{contract}$  overschrijdt dan geldt dat de gebruiker voor het hele jaar (met terugwerkende kracht) wordt afgerekend op deze hogere  $kW_{contract}$ .

#### *Wat is het probleem?*

De verhoging van  $kW_{contract}$  waarde voor een incidentele piek, wordt door marktpartijen als een belemmering ervaren om tijdelijk meer af te nemen, in perioden dat het elektriciteitssysteem mogelijk gebaat zou zijn bij een toename van het gebruik en er voldoende beschikbare netcapaciteit aanwezig is. Dit specifieke element in de tariefstructuur wordt door gebruikers op het hoog- en middenspanningsnet vooral als een belemmering ervaren bij een keuze om (te investeren in de mogelijkheid om) tijdelijk meer af te nemen vanwege de extra kosten als gevolg van daaraan gekoppelde verhoogde transportfactuur.

### Oplossingsrichtingen

Bij de oplossingsrichtingen heeft de werkgroep gekeken naar mogelijkheden voor tijdelijk extra gebruik in het algemeen en niet alleen in perioden van een overschot van duurzame opgewekte elektriciteit. De beschikbare netwerkcapaciteit is daarbij een gegeven.

De werkgroep heeft vijf mogelijke oplossingsrichtingen voor deze tariefbelemmering geïdentificeerd. De oplossingsrichtingen 1, 2, 3 en 4 bevinden zich binnen het domein van de nettarieven, de oplossingsrichting 5 valt hier buiten.

6. Tariefdifferentiatie afhankelijk van beschikbaarheid van transportcapaciteit; de bestaande kostenverrekeningsmethodiek blijft in stand maar in perioden van voldoende beschikbaarheid van transportcapaciteit in een bepaald deelgebied kan een gebruiker tijdelijk meer afnemen dan zijn  $kW_{contract}$ , zonder dat er sprake is van de automatische verhoging van de  $kW_{contract}$ .
7. Aanpassen tariefdrager  $kW_{contract}$ ; de tariefdrager  $kW_{contract}$  naar beneden bijstellen en gebruikers meer af te rekenen op hun  $kW_{max}$  in een maand
8. Onderscheid introduceren tussen 'flexibele netcapaciteit' en 'zekere netcapaciteit'; daar waar in de oplossingsrichtingen 1 en 2 de focus primair ligt op het wegnemen van de belemmering om tijdelijk meer af te nemen, wordt in deze oplossingsrichting de

<sup>18</sup> Dit is een samenvatting. Voor de volledige beschrijving van de belemmering en oplossingsrichtingen en de volledige waardering van de oplossingsrichtingen verwijzen we naar hoofdstuk 5 in dit rapport.

tariefsystematiek verder aangepast door het mogelijk te maken dat naast ‘zekere netcapaciteit’ ook ‘flexibele capaciteit’ kan worden gecontracteerd.

9. Extra transportcapaciteit contracteren en verhandelen of veilen; de netbeheerder stelt de transportcapaciteit die op enig moment 'over' is beschikbaar aan gebruikers.
10. Verstrekken van subsidie voor elektrificatie van de industrie; het verstrekken van een subsidie aan de gebruiker ter dekking van de onrendabele top van investeringen

### **Waardering van oplossingsrichtingen**

Onderstaande figuur vergelijkt de oplossingsrichtingen voor deze belemmering met elkaar op basis van een grofmazige (relatieve) score op kosten, uitvoerbaarheid en robuustheid.

*Figuur: Score van oplossingsrichtingen voor belemmering 3*

	Kosten	Uitvoerbaarheid	Robuustheid
Opl. 1: tariefdifferentiatie o.b.v. beschikbare netcapaciteit	0	+	+
Opl. 2: aanpassen tariefdrager kW <sub>contract</sub>	0	+	-
Opl. 3: Onderscheid in capaciteit introduceren	+	-	+
Opl. 4: Extra capaciteit contracteren of veilen	0	-	0
Opl. 5: subsidie voor elektrificatie industrie	-	-	-

Alles afwegende, lijkt het handhaven van de bestaande tariefsystematiek in combinatie met het introduceren van tariefdifferentiatie afhankelijk van beschikbaarheid van transportcapaciteit (oplossingsrichting 1) op korte termijn wenselijk en het meest kansrijk. Voor de langere termijn verdient oplossingsrichting 3 de voorkeur boven de overige oplossingsrichtingen. In deze verdergaande structurele variant kan een sturende werking op zowel flexibiliteit als op ‘zekere netcapaciteit’ in onderlinge samenhang worden vastgesteld (op basis van een aanpassing van meerdere tariefdragers). Daarbij kan ook gebruik gemaakt worden van de ontwikkelde sturingsmogelijkheden en systeemsignalen uit oplossingsrichting 1.

### **Advies**

1. De werkzaamheden ten behoeve van het nooit ingediende codewijzigingsvoorstel Flexdienst transport (oplossingsrichting 1) worden door de betreffende sectorbrede werkgroep weer opgepakt met als doelstelling het ontwikkelen van een bij ACM door de gezamenlijke netbeheerders in te dienen codewijzigingsvoorstel, met inachtneming van de mogelijkheden om in ieder geval de “lessons learned” uit het door Westland Infra ingediende ontheffingsverzoek en eventuele andere ontheffingsverzoeken of tariefexperimenten daarin mee te nemen.

2. Deze werkgroep bekijkt tevens of naast bovengenoemde werkzaamheden ten behoeve van oplossingsrichting 1 ook aanvang moet worden gemaakt met werkzaamheden ten behoeve van oplossingsrichting 3.



## Two-pager belemmering 5: Stijgen van transporttarieven bij uitfasering van aardgas<sup>19</sup>

### **Belemmering**

#### *Wat is de huidige situatie?*

De huidige gasnettarieven zijn gebaseerd op het principe van kostendekking. Dit betekent dat de totale kosten van het gasnetwerk worden opgebracht door middel van de gasnettarieven die bij alle aangeslotenen in rekening worden gebracht. De aan de gasnettarieven ten grondslag liggende kostentoedeling is er vanuit het principe van kostenreflectiviteit op gericht de kapitaalkosten zoveel mogelijk te spreiden over de economische levensduur van de betreffende investeringen. Operationele kosten worden niet uitgespreid over de tijd.

#### *Wat is het probleem?*

In 2050 moet de energievoorziening CO<sub>2</sub>-arm zijn. Dit betekent een sterke vermindering van het aardgasgebruik. Uitgaande van de huidige wet- en regelgeving over tarieven, zullen door de uitfasering de gastransporttarieven gaan stijgen. Ten eerste, de kosten van de gasinfrastructuur dalen minder dan evenredig met de afname van het aantal gasaansluitingen, met een stijging van de gastransporttarieven voor de resterende aangeslotenen (achterblijvers) als gevolg. Ten tweede, de kosten van de gasinfrastructuur kunnen voor een deel niet meer worden neergelegd bij de veroorzakers van die kosten (systeemverlaters). Systeemverlaters nemen waarschijnlijk afscheid van het gasnetwerk voor het einde van de economische levensduur van de gasinfrastructuur die voor hen is aangelegd en achterblijvers opzadelen met de verwijderingskosten.

### **Oplossingsrichtingen**

De vijf oplossingsrichtingen voor deze tariefbelemmering behelzen verschillende keuzes in de toedeling van de kosten, waarbij ze elkaar niet uitsluiten in de zin dat ook een combinatie van oplossingsrichtingen mogelijk is. De oplossingsrichtingen 1 en 2 betreffen oplossingen binnen het domein van de nettarieven. De oplossingsrichtingen 3, 4 en 5 vallen daar buiten, waarbij de oplossingsrichtingen 3 en 5 zich wel binnen het domein van de regulering bevinden.

6. Gasnetuitfaseringsbijdrage: In het geval de MKBA uitwijst dat het maatschappelijk optimum leidt tot afsluiting van het gasnet zullen de tarieven o.a. de resterende afschrijvingskosten en toekomstige verwijderingskosten van het gasnetwerk dekken. De manier waarop de gasnetuitfaseringsbijdrage in tarieven wordt verwerkt (een eenmalig of periodiek bedrag) is een open vraag.
7. Volledige socialisatie: De netwerkkosten gerelateerd aan ruimteverwarming worden gesocialiseerd over energiedragers (E, G en W) heen.
8. Degressief afschrijven: Een degressief afschrijvingspatroon gekoppeld aan de omvang van het verwachte gebruik van het gasnetwerk over de tijd, in plaats van het huidige lineair afschrijvingspatroon met een evenredige verdeling over de tijd. Het verwachte toekomstige gebruik kan periodiek worden herijkt op basis van verschillen tussen het gerealiseerde en verwachte gebruik. Vervolgens kan het afschrijvingspatroon daarop worden aangepast. Op vergelijkbare wijze kunnen ook toekomstige operationele kosten – inclusief

---

<sup>19</sup> Dit is een samenvatting. Voor de volledige beschrijving van de belemmering en oplossingsrichtingen en de volledige waardering van de oplossingsrichtingen verwijzen we naar hoofdstuk 6 in dit rapport.

verwijderingskosten – worden gekoppeld aan de omvang van het verwachte gebruik van het gasnetwerk over de tijd.

9. Fonds: Oprichten van een fonds gefinancierd uit energiebelasting, ODE of emissiebelasting waaruit resterende afschrijvingskosten en verwijderingskosten van het gasnetwerk worden betaald.
10. Aandeelhouder betaalt: De resterende afschrijvingskosten en verwijderingskosten komen door middel van minder dividend voor rekening van de aandeelhouders van de netbeheerder. Met andere woorden, de aandeelhouders van de netbeheerder maken minder rendement.

### **Waardering van oplossingsrichtingen**

Onderstaande figuur vergelijkt de oplossingsrichtingen voor deze belemmering met elkaar op basis van een grofmazige (relatieve) score op kosten, uitvoerbaarheid en robuustheid.

*Figuur: Score van oplossingsrichtingen voor belemmering 5*

	Kosten	Uitvoerbaarheid	Robuustheid
Opl. 1: Gasnetuitfaseringsbijdrage	+	+	-
Opl. 2: Volledige socialisatie	-	-	0
Opl. 3: Degressief afschrijven	0	+	0
Opl. 4: Fonds	-	0	+
Opl. 5: Aandeelhouder betaalt	-	0	0

Het socialiseren van netwerkkosten over alle energiedragers heen (oplossing 2) valt af als oplossingsrichting vanwege strijdigheid met Europese wetgeving (niet uitvoerbaar). Over de wenselijkheid (van combinaties) van de andere oplossingsrichtingen wordt binnen de werkgroep verschillend gedacht. De voorkeuren worden daarbij met name ingegeven door het belang dat wordt gehecht aan het kostenveroorzakingsprincipe en de inschatting van de impact op de verduurzaming van de energievoorziening. De oplossingsrichtingen 4 (fonds) en 5 (aandeelhouder betaalt) voldoen niet aan het criterium van kostenveroorzaking en scoren daarom minder op “kosten”. De gasnetuitfaseringsbijdrage (oplossing 1) scoort minder op “robuustheid” omdat dit door betrokkenen kan worden gezien als een “boete om van het gas af” te gaan, met (aannemende dat wordt overgegaan op een duurzaam alternatief) mogelijk een ongunstig effect op (het draagvlak voor) verduurzaming als gevolg.

### **Advies**

6. Dit kostenverdelingsvraagstuk vraagt op korte termijn om een politieke keuze van de gewenste oplossingsrichting (of combinatie daarvan). Er is geen wetswijziging nodig, maar een parlementaire discussie in het kader van Energiewet 1.0 kan de benodigde rechtvaardiging bieden voor het oplossen van dit vraagstuk.
7. Bij een keuze voor oplossingsrichting 1 dient een wijziging van de tarievcodes gas te worden voorbereid en de methode van regulering (vanaf 2022) te worden aangepast.
8. Bij een keuze voor oplossingsrichting 3 is een wijziging van de methode van regulering (vanaf 2022) vereist.
9. Bij een keuze voor oplossingsrichting 4 is politieke besluitvorming nodig over de financiering van het fonds. Daarnaast moet er rekening mee worden gehouden in de methode van regulering (vanaf 2022).

## Bijlage F. Referenties

- ACM, *Over de totstandkoming van de Tarieencode*
- Berenschot, CE Delft en ISPT, *Power-to-products*, zie <http://www.ispt.eu/power-to-products-results-handed-over-to-topsector-energy/>
- Berenshot, Onderzoek naar nettarieven en flexibiliteit, zie <https://www.berenschot.nl/actueel/2016/augustus/onderzoek-nettarieven/>
- Bird & Bird, *De Warmtewet*, zie <http://birdbuzz.nl/2015/03/03/de-warmtewet-versie-7/>
- CE Delft, *Markt en Flexibiliteit*, zie [http://www.ce.nl/publicatie/markt\\_en\\_flexibiliteit/1805](http://www.ce.nl/publicatie/markt_en_flexibiliteit/1805)
- CE Delft, *Socialisatie van netkosten van warmtenetten*, december 2016
- CE Delft en ECN, *Flexibiliseringsmechanismen in relatie met soldering*, concept einrapport, 8 september 2017.
- CEER, *Electricity Distribution Network Tariffs; CEER Guidelines of Good Practice*, 23 januari 2017
- D-cision, ECN en TU-Delft, *De tariefsystematiek van het Elektriciteitsnet*, zie <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2013/12/23/de-tariefsystematiek-van-het-elektriciteitsnet>
- D-cision en TNO, *Sturen op het gebruik van lokale energienetten*, zie <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2012/11/08/sturen-op-het-gebruik-van-lokale-energienetten>
- ENTSO-E, *Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2016*, juni 2016
- European Commission, *Commission staff working document on Energy prices and costs in Europe*, SWD(2016) 420 final, 30 november 2016
- EZ, *Consultatiedocument STROOM, Bijlage – beschrijving huidige tarievenssystematiek*
- Van Mechelen, *The design of a process approach to adjust the tariff system of the electricity network* (afstudeerscriptie)
- Mulder, *Energietransitie en elektriciteitsmarkt: verkenning van een gespannen relatie*, maart 2017
- Netbeheer Nederland, *Regulering kosten gasnet*, 21 augustus 2017.
- Neuteleers en Mulder, *Hoe rechtvaardig zijn dynamische elektriciteitstarieven?*, ESB, 15 juni 2017
- Schittekatte, Momber en Meeus, *Future-proof tariff design: recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back*, EUI working paper, april 2017
- VEMW, *Visie op Flex: Over de sleutelpositie van zakelijke elektriciteitsgebruikers bij de flexibilisering van het elektriciteitssysteem*, 3 april 2017



