

# Verkenning naar de mogelijkheden van flexibilisering van nettarieven

---

Zwolle/Rotterdam, 23 mei 2019.

*Opgesteld door:*

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

Ecorys B.V.  
Postbus 4175  
3006 AD Rotterdam



# INHOUD

<b>MANAGEMENT SUMMARY</b>	<b>5</b>
<b>1 Inleiding</b>	<b>9</b>
<b>2 Flexibele nettarieven</b>	<b>11</b>
2.1 Elektriciteitsnetten, de energietransitie en flexibiliteit	11
2.2 Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem	12
2.3 Netinvesteringen en flexibiliteit	13
2.3.1 Inzet van flexibiliteit	13
2.3.2 Flexibiliteit en de energietransitie	13
2.3.3 Inzet van flexibiliteit door de netbeheerder	14
2.4 Het potentieel voor flexibiliteit	18
2.5 Flexibiliteit en nettarifiering	19
2.5.1 Het flexibiliseren van de nettarieven	21
2.5.2 Flexibele nettarieven en de tariefregulering	22
2.5.3 Flexibiliteit en de methode van regulering	23
2.5.4 Flexibiliteit en tarifieringsprincipes	23
2.5.5 Flexibiliteit en het proces voor tariefvaststelling	25
<b>3 Vormen van flexibiliteit en van flexibele nettarieven</b>	<b>27</b>
3.1 Load control	27
3.2 Vraagrespons door flexibele nettarieven	28
3.3 Focus van deze studie	28
3.3.1 Selectie van relevante tariefconcepten	28
3.3.2 Time-of-use pricing	29
3.3.3 Critical peak pricing	29
3.3.4 Real-time network pricing	30
3.4 Benaderingen voor flexibele tarieven	31
3.4.1 Toepassing van de bonusbenadering	31
3.4.2 Toepassing van de malusbenadering	33
3.5 Ervaringen met flexibele nettarieven	34
<b>4 De behoefte aan flexibiliteit voor het net – een verkenning</b>	<b>37</b>
4.1 Inleiding en aanpak	37
4.2 Uitgangspunten	37
4.2.1 Modelrepresentatie	37
4.2.2 Oplossen van capaciteitsknelpunten	38
4.3 Beschrijving van de referentiecasi	39
4.3.1 Korte beschrijving casus LS-1: elektrisch vervoer	39
4.3.2 Korte beschrijving casus LS-2: zonnepanelen	40
4.3.3 Korte beschrijving casus LS-3: warmtepompen	40
4.3.4 Korte beschrijving van casus MS-1: datacentrum	41
4.4 Wanneer de netbeheerder afnemers beloont (modelresultaten)	41
4.4.1 Flexibele nettarieven en elektrisch vervoer (casus LS-1)	41
4.4.2 Flexibele nettarieven en zonnepanelen (casus LS-2)	42
4.4.3 Flexibele nettarieven en warmtepompen (casus LS-3)	44
4.4.4 Flexibele nettarieven en een datacentrum (casus MS-1)	44
4.5 Lessons learnt uit de casus	46
4.5.1 Verwachting van transportbeperkingen	46
4.5.2 Vertaling naar flexibele nettarieven (tijd en plaats)	47
4.5.3 Degressieve prikkels met asymptotisch gedrag	48
4.5.4 De impact van de werkelijke respons	49
4.6 Flexibiliteit vanuit het perspectief van de afnemer	50
4.6.1 De waarde van flexibiliteit voor de netbeheerder en andere partijen	50
4.6.2 Gevolgen van de inzet van flexibiliteit voor andere partijen	52
4.7 Ten slotte	53
<b>5 Flexibele nettarieven in de praktijk</b>	<b>55</b>
5.1 Inleiding	55
5.2 Een fundamentele keuze	55

5.3	Mogelijke tariefstructuren voor flexibele nettarieven .....	56
5.3.1	<i>Tariefopties</i> .....	56
5.3.2	<i>Tariefcomponenten</i> .....	56
5.3.3	<i>Verschillen tussen kleingebruikers en grootverbruikers</i> .....	56
5.3.4	<i>Belangrijke keuzes</i> .....	57
5.4	Berekening van voorbeeldtarieven .....	58
5.4.1	<i>Inleiding</i> .....	58
5.4.2	<i>Voorbeeldtarieven met prijsverlaging (bonusbenadering)</i> .....	59
5.4.3	<i>Voorbeeldtarieven met prijsverhoging (malusbenadering)</i> .....	64
5.5	Flexibele nettarieven en de tarifieringsprincipes.....	68
5.5.1	<i>Tarifieringsprincipes</i> .....	68
5.5.2	<i>Non-discriminatie en fairness bij flexibele nettarieven</i> .....	68
5.5.3	<i>Economische efficiëntie van flexibele nettarieven en kostenveroorzaking</i> .....	69
5.5.4	<i>Transparantie, eenvoud en stabiliteit van de flexibele nettarieven</i> .....	71
5.5.5	<i>De tarifieringsprincipes en de tariefopties (ToU, CPP en RTP)</i> .....	72
5.6	Synthese .....	72
<b>6</b>	<b>Impact van flexibele nettarieven op de reguleringssystematiek</b> .....	<b>75</b>
6.1	Inleiding .....	75
6.2	Doelstellingen van tariefregulering .....	75
6.3	Impact van de <i>bonusbenadering</i> (lagere tarieven dan ‘normaal’).....	78
6.3.1	<i>Reguleringsdoel 1: Bescherming van afnemers</i> .....	78
6.3.2	<i>Reguleringsdoel 2: Efficiënt netbeheer</i> .....	78
6.3.3	<i>Reguleringsdoel 3: Een passend rendement</i> .....	84
6.4	Impact van de <i>malusbenadering</i> (hogere tarieven dan ‘normaal’).....	84
6.4.1	<i>Reguleringsdoel 1: Bescherming van afnemers</i> .....	84
6.4.2	<i>Reguleringsdoel 2: Efficiënt netbeheer</i> .....	85
6.4.3	<i>Reguleringsdoel 3: Een passend rendement</i> .....	87
6.5	Reguleringsimpact van flexibele nettarieven .....	93
6.5.1	<i>Reguleringsimpact van vraagrespons</i> .....	93
6.5.2	<i>Reguleringsimpact van de tariefvarianten</i> .....	94
6.6	Synthese .....	96
<b>7</b>	<b>Bevindingen en conclusies</b> .....	<b>99</b>
<b>Bijlage A. Soorten vraagrespons</b> .....		<b>103</b>
A.1	Vraagrespons met dispatch mogelijkheid .....	103
A.2	Vraagrespons zonder dispatch mogelijkheid .....	104
<b>Bijlage B. Ervaringen met flexibele nettarieven</b> .....		<b>107</b>
B.1	Inleiding .....	107
B.2	Ervaringen met projecten in Nederland .....	107
B.2.1	<i>Jouw Energie Moment 1.0</i> .....	108
B.2.2	<i>Jouw Energie Moment 2.0</i> .....	109
B.2.3	<i>Intelligent Netwerk Zeewolde en Energie Transitie</i> .....	109
B.2.4	<i>Proeftuin Smart Energy Collective &amp; Co</i> .....	110
B.2.5	<i>Power Matching City II</i> .....	111
B.3	Internationale ervaringen.....	111
B.3.1	<i>Europese ervaringen</i> .....	111
B.3.2	<i>Ervaringen buiten Europa – vraagrespons</i> .....	112
B.3.3	<i>Ervaringen buiten Europa – nodal pricing</i> .....	113
B.3.4	<i>Conclusie</i> .....	114
<b>Bijlage C. Overzicht van relevante artikelen</b> .....		<b>115</b>
C.1	Prikkels voor de gebruikers .....	115
C.2	Relatie tussen tarieven en netkosten .....	118
C.3	Principes van tarifiering .....	121
C.4	Cost recovery voor DSOs .....	122

## MANAGEMENT SUMMARY

This report focuses on the implementation of flexible grid tariffs for Dutch network operators. Flexible network tariffs are dynamic tariffs offering signals to network users to adapt their network use according to the scarcity of network capacity. Flexible tariffs differ from flexibility services in the sense that network operators do offer incentives to network users for changing their network use instead of calling of demand changes (as is the case for flexibility contracts).

The report aims to analyse different aspects of flexible grid tariffs. These include the design of such tariffs, the experience worldwide, their impact on the grid investments, the implications for network tariffication and the impact on network regulation.

### APPROACHES

In principle two different approaches for flexible tariffs exist. Grid companies may offer positive incentives to network users to reduce their network use in a situation of congestion meaning that the network company financially rewards users. This is labelled the *bonus approach*. The alternative is that grid companies financially ‘punish’ network users who contribute to congestion. This is labelled the *malus approach*. Both approaches differ with respect to their design, their impact on network tariffication and the effects on network regulation.

With respect to the implementation of flexible network tariffs, the most common variants are:

- ✓ *Time-of-use pricing*, in which time blocks are predefined with different tariffs.
- ✓ *Critical peak pricing*, in which grid companies give ‘ahead warnings’ of the risk of grid congestion which is signalled by different tariffs.
- ✓ *Real-time network pricing*, in which the tariffs for grid use fluctuate in real time and differently for different locations depending on the grid situation.

There have been many demonstration and research projects worldwide that provide insight into the effectiveness of *Time-of-use pricing*, *Critical peak pricing* and *Real-time pricing*. In many countries, these studies have focused on the application of such rates for the commodity market or for integrated energy prices (for the commodity and the grid). With the exception of *nodal pricing* - a form of real-time pricing - flexible grid tariffs in their pure form (only reflecting the network situation, not the market price) are not known to be applied on a large scale.

Pilot projects have shown that price incentives may be applied for making producers and (net) electricity customers adapt their production and consumption. In general there is consensus that *Time-of-use pricing* is the most easy to implement but *Real-time pricing* (due to the direct link with the current energy prices) has the highest effects. For pure flexible grid tariffs there are to date, as far as known to the authors, no successful pilots. There are successful variants in which the grid operator applies flexibility contracts, but successful variants in which the grid operator only sends tariff signals without the ability to directly ‘dispatch’ network users are still lacking.

### FLEXIBLE TARIFFS UNDER THE *BONUS APPROACH*

In the *bonus approach* the grid operator rewards customers through lower rates for reducing their network use in case of congestion. In this case, the flexible grid tariff is considered as an operational measure of the grid operator to decrease the network use in a way that the transport problem is resolved. In return, network users receive a bonus (for reducing their consumption during the transport peak), to be paid via the network tariffs. The height of these incentives (for all customers together) is limited to the cost of the alternative, which is grid reinforcement.

With respect to the design of flexible grid tariffs, it must further be noted that in some countries (like the Netherlands) only limited tariff differentiation with respect to time and place is allowed.

The consequence is that flexible tariffs should presently also be applied for other network users (who do not contribute to the congestion). Given the limited ‘budget’ for these flexible tariffs (i.e. the cost of the alternative: grid reinforcement), the strength of the price signals will be diluted.

For the implementation of flexible grid tariffs, it is necessary that the grid operator is able to forecast in advance as exactly as possible the expected amount of network congestion (both with respect to the amount and the duration). The flexible tariffs can be designed based on the cost of the alternative (grid reinforcement). Model calculations have shown that the flexible component of the grid tariffs can be determined on the basis of the avoided costs of the grid reinforcement. However, the resulting tariffs, whether based on capacity (kW) or the transported energy (kWh), seem to provide rather weak incentives. This is because under current legal provisions the application of universal flexible grid tariffs (for all network users and e.g. for fixed time blocks, i.e. broader than only at the time of congestion) results in tariff incentives with extremely low values, which cannot be expected to realize sufficient demand response to prevent or solve network congestion.

There are two factors that may improve the relevance of flexible tariffs under the bonus approach. Firstly, when congestion is not of a structural nature, but of an incidental nature (e.g. only 12 to 20 days a year) the ‘bonus-budget’ provides room for price incentives that come close to alleviating potential congestion. Although not yet sufficient to completely avoid congestion the induced demand response is in the order of magnitude of the necessary peak demand reduction to avoid congestion in our illustrative examples. Secondly, even with a limited bonus budget, sufficient demand response for incidental capacity problems could be induced if demand would be more elastic than current average price elasticities suggest. This assumes that users respond more strongly to price incentives. Higher price elasticities may arise in the future primarily due to increased technological possibilities for demand response (e.g. electric cars and electric heat pumps), thereby also improving the potential for bonus schemes.

#### FLEXIBLE TARIFFS UNDER THE MALUS APPROACH

In the *malus approach* the grid operator ‘punishes’ network users who contribute to congestion by applying higher rates for using the grid during hours with a transport restriction. In principle, there is no intrinsic standard for the height of this flexible grid component (as in the *bonus approach*). The grid operator will apply a rate increase which is appropriate to incentivize the network users to reduce their production and consumption sufficiently to eliminate the congestion.

The demand response under the *malus approach* seems more prominent, especially because the height of the flexible tariffs is not restricted to the annual cost of the grid reinforcement. The network users should nevertheless experience relatively high incentives for an effective response. The *malus approach* therefore leads to possible conflicts with the tariffication principles, such as the perceived fairness of the tariffs. In addition, there is a perverse incentive: under the *malus approach* grid operators save grid reinforcement costs but will at the same time receive additional revenues from the higher grid tariffs during peak hours.

In line with the lessons learned under the bonus approach also under the malus approach congestion of an *incidental nature* can be solved with flexible network tariffs. Combined with a stronger price elasticity sufficient demand response can be induced while incurring costs that are in line with the costs of the alternative: investing in the strengthening of the electricity network. Solving congestion of a *structural nature* requires unrealistically high ‘malus’ price incentives which is therefore considered not to be a feasible option.

**IMPLICATIONS FOR NETWORK TARIFFICATION**

Flexible grid tariffs do not easily comply with the principles for network tariffication. Specifically, possible conflicts exist for the principles of non-discrimination, fairness, economic efficiency, cost reflectiveness and cost causation.

**NON-DISCRIMINATION AND FAIRNESS:** Implementation of flexible grid tariffs in case of transport restrictions may lead to discrimination. Customers connected to a grid network without congestion would be able to consider themselves ‘at a disadvantage’ since they do not receive a discounted rate when adapting their network use. Conversely, the customers connected to a grid with a transport restriction receive a grid connection of a ‘lower quality’ (because of the apparent transport restrictions) whereas the grid operator apparently does not intend to solve these constraints (but embarks on the route to incentivize network users to reduce their network use).

If, on the other hand, flexible network tariffs would be adopted universally, also for customers not suffering from transport restrictions, the impact would be fairer for all customers under the *bonus approach* since all customers would benefit in a similar manner from the tariff advantages. The grid operator, however, would no longer benefit since the incentives for users to adapt their network use would be highly diluted. In the case of the *malus approach* the increased tariffs would be non-discriminatory but would no longer be related to the actual grid situation (and grid costs).

**ECONOMIC EFFICIENCY:** The economic efficiency of flexible grid tariffs is unclear. In the short term such tariffs provide incentives to customers to adapt their network use. However, the requirement for universal adoption and the choice of less time-specific tariffs will dilute these economic signals. Location dependent *real-time network pricing* will be more efficient than tariff approaches where all network users receive predefined incentives in fixed time blocks (as in *time-of-use pricing*). However, the incentives provided under the *bonus approach* will be unrealistically low and therefore probably not efficient. More efficient incentives may be offered by a *malus approach*, but here, issues arise with other criteria (like fairness).

In the case that flexible grid tariffs are able to postpone or prevent grid reinforcements and the associated annual costs remain lower than the annual cost of grid investments, flexible network tariffs will be effective, albeit that operational solutions (with demand response) are more complex in the implementation. Flexible grid tariffs will therefore increase the uncertainty and risk for grid operators with respect to the desired result.

**COST-REFLECTIVENESS AND COST CAUSATION:** The application of the principles of cost-reflectiveness and cost causation is a complication for flexible grid network tariffs. In the *bonus approach* network users receive an incentive related to the cost of the alternative (grid reinforcement). In this case there is no cost causation but a kind of reverse cost accounting in the sense of avoided costs. From the grid operator’s perspective, the application of flexible grid tariffs is apparently clearly beneficial (and would follow from a cost-benefit analysis), but this is not the case for the network users. The height of the tariff incentive is based on the avoided costs of a very specific grid reinforcement whereas the tariffs are in general based on the average grid costs.

In the *malus approach* network users receive a flexible incentive to reduce their network use during the transport peak. In order to be effective, this incentive should be based on the price elasticity. It is expected that the tariff increase will have to be significant in order to motivate network users to adapt their behaviour. However, these incentives have no direct relationship with the cost of the alternative (grid reinforcement), so in this case the principles of cost-reflectiveness and cost causation are not applied.

### IMPLICATIONS FOR NETWORK REGULATION

Network tariffs are regulated by the Authority for Consumers and Markets in the Netherlands. The main goals of tariff regulation are to protect consumers, to provide incentives to operators for efficiency and to allow efficient operators a reasonable financial return. An analysis of the effects of flexible tariffs on network regulation shows that the bonus approach is compatible with network regulation. The malus approach in contrast can result in less protection for consumers and excessive returns for network operators.

A network operator will only apply flexible tariffs based on the bonus approach if the revenue loss does not exceed the benefits of lower costs for grid reinforcement. As the price elasticity is likely to be small this will often not be the case. To encourage network operators to apply flexible tariffs it could be considered to allow them to treat the bonus as a cost item in the calculation of regulated tariffs. This would mean that the financial burden would, through the yardstick competition, be partly shifted as allowed income to other network operators.

If flexible tariffs are widely applied it will become more difficult to benchmark operators which can have a negative effect on efficiency incentives. The reason is that the output of an operator that applies flexible tariffs (without modifications to the current regulation) cannot be compared to the output of an operator that decides to reinforce the network. We conclude that it is likely that a rational network operator will offer a bonus only in cases where the costs of grid reinforcement are high and the bonus that needs to be paid to influence consumer demand are relatively low. If the bonuses paid to consumers are a relatively small share of total revenues the problems with comparing the output of operators are also small. In that case flexible tariffs can be considered compatible with the current framework of network regulation.

Finally, most implementations of flexible network tariffs are incompatible with the tariffication approach presently adopted in the Netherlands. This reduces their usefulness for practical application.



# 1 Inleiding

Dit rapport voert een verkenning uit naar de toepassing van flexibele nettarieven voor het netbeheer. De gedachte hierbij is dat wanneer afnemers hun netgebruik zouden aanpassen, het net efficiënter wordt gebruikt en hierdoor kostenbesparingen mogelijk zijn. Concreet zou het dan kunnen gaan om uitgespaarde netverzwaringen.

De specifieke scope van deze studie is dat de netbeheerder via de nettarieven afnemers zal prikkelen om hun netgebruik aan te passen op de beschikbaarheid van transportcapaciteit. Vanuit de nettarieven worden prikkels gegeven waarop afnemers reageren. Deze prikkels kunnen zowel ontstaan door het geven van een beloning (in het rapport wordt dit de ‘*bonusbenadering*’ genoemd) als door het rekenen van hogere tarieven wanneer de transportcapaciteit beperkt is (die in dit rapport de ‘*malusbenadering*’ genoemd).

Het kenmerk van flexibele nettarieven is dat de netbeheerder financiële prikkels geeft (via de nettarieven) maar daarbij geen directe invloed heeft op de respons van de netgebruikers. Afhankelijk van de hoogte van de prikkel (en de prijselasticiteit van de afnemers) zullen afnemers hun netgebruik aanpassen. Daarmee verschillen flexibele nettarieven van de inkoop van flexibiliteitsdiensten door de netbeheerder. In dit laatste geval heeft de netbeheerder een overeenkomst met specifieke afnemers voor aanpassing van hun netbelasting op een signaal van de netbeheerder. Op het moment van afroep heeft de netbeheerder (vanwege deze bilaterale overeenkomst) meer zekerheid over de respons van de afnemers. Flexibiliteitsdiensten vallen buiten de scope van deze studie, evenals de inzet van bijvoorbeeld dynamische leveringstarieven. De focus is enkel op de inzet van flexibele nettarieven door de netbeheerder, zonder mogelijkheid het netgebruik van de afnemers zelf te sturen.

De hoofdvraag die dit rapport beantwoordt luidt:

*Welke mogelijkheden zijn er om de structuur van de netwerktarieven te flexibiliseren, wat zijn de belangrijkste beoordelingscriteria daarvoor en welke voor- en nadelen zijn hieraan verbonden?*

Hoofdstuk 2 geeft een inleiding op het belang van flexibiliteit in het elektriciteitssysteem en de rol die flexibele nettarieven daarin kunnen spelen. Vervolgens geven wij een kader voor de mogelijke inrichting van flexibele nettarieven (hoofdstuk 3).

Het hoofdgedeelte van het rapport omvat een analyse van enkele relevante aspecten van flexibele nettarieven. Deze analyse wordt vormgegeven aan de hand van enkele representatieve praktijkcases. De deelonderwerpen die achtereenvolgens worden geadresseerd, zijn:

- ✓ De impact van flexibele nettarieven op de netinvesteringen, wat een verkenning omvat van de mate waarin netinvesteringen kunnen worden uitgespaard (hoofdstuk 4).
- ✓ De impact van flexibele nettarieven op de netgebruikers, en wel vanuit het perspectief dat netgebruikers hun flexibiliteit niet alleen aan de netbeheerder maar ook aan andere marktpartijen ter beschikken kunnen stellen (§4.6).
- ✓ De impact van flexibele nettarieven op de tariefsystematiek, wat ingaat op de praktische implementatie van flexibele nettarieven (hoofdstuk 5).
- ✓ De impact van flexibele nettarieven op de principes voor nettarifering (§5.5).
- ✓ De impact van flexibele nettarieven op de reguleringsystematiek, wat zich dus richt op de vraag welke effecten toepassing van flexibele nettarieven hebben op de in Nederland toegepaste maatstafregulering (hoofdstuk 6).



## 2 Flexibele nettarieven

### 2.1 Elektriciteitsnetten, de energietransitie en flexibiliteit

In Nederland en Europa staan we aan de vooravond van een grote energietransitie. Een sterke toename van de hoeveelheid duurzame energie en verdere elektrificatie van het energiesysteem leiden ertoe dat de rol van elektriciteit als energiedrager toeneemt. De verwachting is dat dit tot aanzienlijke investeringen in de elektriciteitsnetten zal leiden.

Desondanks is het aannemelijk dat er in de toekomst meer congestie in de elektriciteitsnetten zal optreden. Netbeheerders zullen sneller in actie moeten komen om te kunnen voldoen aan veranderingen in de aard, omvang en locatie van de transportbehoefte, maar dit zal naar verwachting niet in alle gevallen lukken. Tegelijkertijd is het van belang dat netbeheerders de beschikbare netcapaciteit zo goed mogelijk benutten om de maatschappelijke kosten die verbonden zijn aan het transport en de distributie van elektriciteit te minimaliseren.

Zogenoemde flexibele nettarieven kunnen een rol spelen bij het beter benutten van de beschikbare netcapaciteit. Door relatief hogere of juist lagere tarieven op een bepaalde locatie en op een bepaald moment te rekenen kunnen prikkels aan netgebruikers gegeven worden die een veranderingen in de netbelasting tot stand brengen. Daarmee kunnen uiteindelijk de totale maatschappelijke kosten van het energiesysteem verlaagd worden. De inrichting en gevolgen van het hanteren van dergelijke flexibele nettarieven zijn het onderwerp van deze studie.

Flexibele nettarieven hebben als doel om flexibiliteit bij netgebruikers beschikbaar te maken voor het netbeheer. Wanneer afnemers hun afname beter op het net afstemmen, zou de netbeheerder hiervan voordeel hebben, bijvoorbeeld voor:

- ✓ Het verminderen of voorkomen van netcongestie.
- ✓ Het uitstellen van noodzakelijke netinvesteringen.
- ✓ Het verminderen of voorkomen van toekomstige netinvesteringen.
- ✓ Het oplossen van spanningsproblemen in het net.

Flexibele nettarieven worden gezien als een veelbelovende mogelijkheid om het gedrag van netgebruikers te sturen en om het energiesysteem betaalbaar te houden. Zo heeft Netbeheer Nederland op 23 november 2017 opgeroepen om netbeheerders de ruimte te geven om met financiële prikkels netgebruikers te stimuleren om energie te gebruiken op momenten dat het aanbod hoog is (wat overigens alleen tot minder transporten leidt als de elektriciteit ook lokaal, dicht bij het verbruik, wordt geproduceerd). Netbeheer Nederland heeft op dezelfde dag een actieagenda opgesteld met tien actiepunten, gericht op een hoogstaande en betaalbare energievoorziening. Een van deze actiepunten is: “Creëer een wettelijk kader voor flexibele nettarieven”. Ook Eurelectric<sup>1</sup> en de Council of European Energy Regulators<sup>2</sup> hebben zich positief uitgelaten over flexibele nettarieven en ertoe opgeroepen om deze nader te bestuderen.

Hoewel flexibilisering van de nettarieven kan bijdragen aan het doel van een betaalbaar toekomstig energiesysteem, zijn er veel vragen over de praktische uitwerking en impact van flexibele nettarieven. Welke vormen van flexibele nettarieven zijn er en welke vormen zijn mogelijk interessant voor de toekomst? Wat betekenen flexibele nettarieven voor de aangeslotenen, denk bijvoorbeeld aan optredende herverdelingseffecten? Wat betekenen flexibele nettarieven voor de wijze waarop afnemers worden beschermd tegen te hoge tarieven? Wat betekenen flexibele nettarieven voor de interactie met andere vormen van flexibiliteit?

---

<sup>1</sup> Eurelectric, Network Tariffs, 2016.

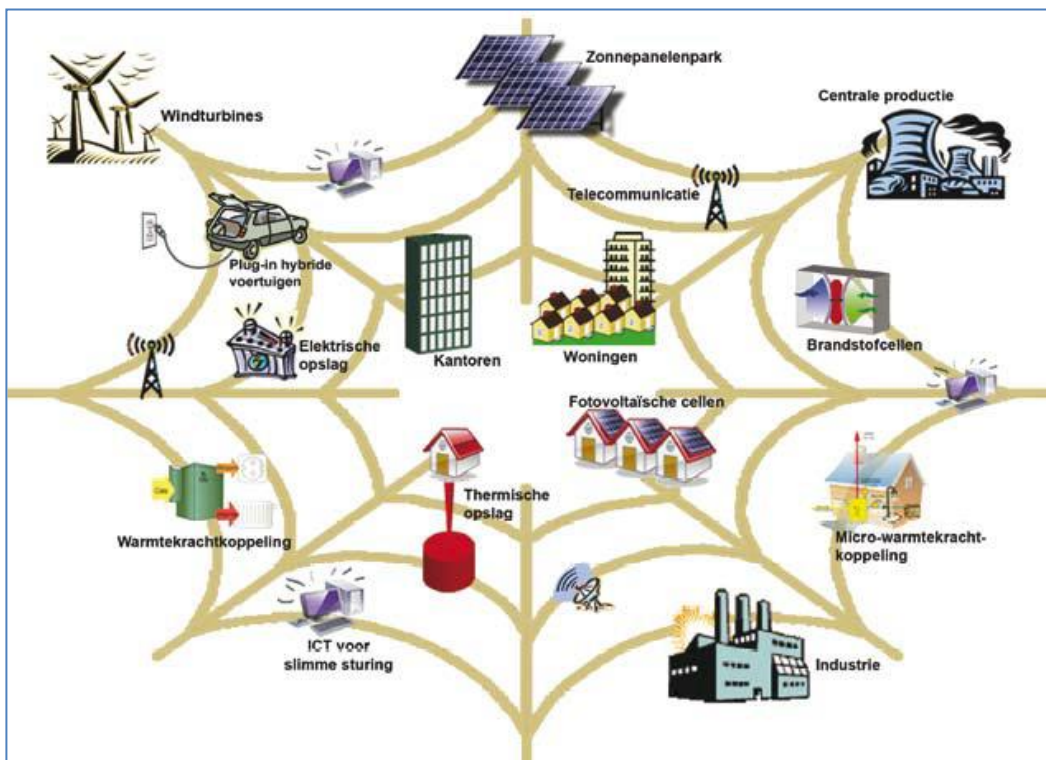
<sup>2</sup> CEER Guidelines of Good Practice for Flexibility Use at Distribution Level, mei 2017

Hierbij moet verder aangetekend worden dat verschillende vormen van flexibilisering van nettarieven mogelijk zijn, waarbij alleen de meest vergaande variant uitgaat van volledig plaats- tijds-afhankelijke nettarieven. Waar dit een mogelijke toekomstige eindsituatie zou kunnen zijn, is het denkbaar dat in de tussenliggende periode minder vergaande vormen van flexibele nettarieven zouden kunnen worden aangewend, zoals meer gedifferentieerde nettarieven.

## 2.2 Flexibiliteit in het elektriciteitsstelsel

Flexibiliteit in het energiesysteem is van groot belang. Dit geldt in het bijzonder voor de elektriciteitsvoorziening, waar productie en verbruik voortdurend met elkaar in evenwicht moeten zijn. Met een toenemend aandeel van fluctuerende bronnen, zoals windvermogen en elektriciteitsproductie op basis van zonne-energie, wordt het beschikbaar zijn van flexibiliteit in toenemende mate relevant. Hierbij hoeft niet langer alleen aan regelvermogen van conventionele (thermische) centrales en grootschalige elektriciteitsopslagsystemen (zoals stuwmeren) gedacht te worden. Nieuwe vormen van flexibiliteit dienen zich aan: vraagrespons bij bedrijven en huishoudens, lokale energieopslag in batterijen en accu's van elektrische voertuigen, regelbare lokale productie zoals brandstofcellen, *power-to-gas* en andersoortige energieconversie.

Al deze ontwikkelingen vormen evenzovele componenten om de energietransitie gestalte te geven. Daarbij maken ze ook nieuwe diensten voor bedrijven en afnemers mogelijk. Kenmerkend voor het nieuwe energiesysteem is de verschuiving van elektriciteitsproductie naar lagere spanningsniveaus (in de wijk en in huishoudens), het grotere aandeel duurzame elektriciteitsproductie hierin, een grotere rol voor opslagmogelijkheden voor elektriciteit alsmede een meer dynamische interactie van productie en consumptie ('vraagrespons'), dit alles gefaciliteerd door ICT (zie Figuur 1).



Figuur 1. Illustratie van de diversiteit in een modern elektriciteitsnet.

Flexibiliteit is voor allerlei actoren in het energiesysteem waardevol, zoals de systeembeheerder (voor het balanceren van vraag en aanbod), voor marktpartijen (om het geproduceerde en afgenomen elektriciteit zo goed mogelijk bij het energieprogramma te laten aansluiten) en voor de netbeheerder. In het vervolg van dit hoofdstuk richten we ons enkel op dit laatste: flexibiliteit voor de netbeheerder.

## 2.3 Netinvesteringen en flexibiliteit

### 2.3.1 Inzet van flexibiliteit

De verwachte toename van duurzaam productievermogen in combinatie met de verwachte elektrificatie van het energiegebruik (elektrisch vervoer, elektrische warmtepompen en elektrificatie van industriële warmte) betekent dat de komende tijd fors geïnvesteerd moet worden in verzwaring van het elektriciteitsnet. Daarbij komt dat de elektriciteitsnetten die de jaren '60 en '70 van de vorige eeuw zijn aangelegd aan vervanging toe geraken. Gevolg is dat netbeheerders de komende decennia een forse vervangings- en uitbreidingsslag zullen moeten maken, wat behalve een financiële ook een planningsuitdaging vormt (onder meer vanwege de beperkte hoeveelheid gekwalificeerde monteurs). Vanwege deze grote uitdagingen wordt onder meer naar het instrument flexibiliteit gekeken.

Flexibiliteit houdt in dat netgebruikers door aanpassing van hun productie of gebruik het netgebruik (op specifieke) momenten aanpassen. Dit kan door producenten gebeuren door het op- en afregelen van productiemiddelen of de inzet van grootschalige opslag (zoals wateraccumulatiecentrales). Netgebruikers kunnen flexibiliteit leveren door op verzoek zelf elektriciteit te produceren (bijvoorbeeld door micro-wkk), door hun afname aan te passen (vraagrespon) of door de inzet van opslag (bijvoorbeeld batterijen of accu's).

Een andere vorm om efficiënter netgebruik te stimuleren is door aangeslotenen via nettarieven te prikkelen om hun afname te verplaatsen naar een periode met een lage netbelasting. Nettarieven kunnen bijvoorbeeld meer gerelateerd worden aan de congestie in het net door hogere tarieven op congestiemomenten, om afname in die tijden te ontmoedigen. In dit rapport zal het gaan om het flexibiliseren van de structuur voor nettarieven. Dat betekent dat de netbeheerder niet zelf flexibiliteit realiseert maar prikkels kan geven aan netgebruikers om flexibiliteit te leveren. In dit rapport wordt ingegaan op de vraag in hoeverre zulke flexibele nettarieven er uiteindelijk toe kunnen bijdragen dat het bestaande net beter wordt benut en de investeringsgolf deels kan worden getemporeerd.

### 2.3.2 Flexibiliteit en de energietransitie

Het is goed om de problematiek rond netinvesteringen en flexibiliteit te bezien vanuit het bredere kader van het samenspel aan ontwikkelingen in de energietransitie. Zowel aan de systeemzijde als aan de afnemerszijde spelen namelijk meer zaken dan enkel de optimalisatie van het netgebruik (en minimalisatie van de netkosten).

Aan de systeemzijde speelt het toenemende belang van de rol van het elektriciteitsnet in het energiesysteem. Elektriciteit speelt een hoofdrol in de verduurzaming van het energiesysteem, aangezien veel duurzame productie vooral in de vorm van elektriciteit beschikbaar komt en eveneens de mobiliteit en de warmtevoorziening gestaag ge-elektrificeerd worden. Het elektriciteitsnet wordt hierdoor steeds belangrijker. De energietransitie is gebaat bij (ruim) voldoende netcapaciteit om toekomstige ontwikkelingen te kunnen opvangen. Elektriciteitsnetten worden uitgelegd voor een periode van meer dan 40 jaar. Om de netcapaciteit voor een dergelijke periode voldoende te laten zijn, worden netten vaak met overcapaciteit aangelegd. Ook voor de systeem-betrouwbaarheid spelen de elektriciteitsnetten een sleutelrol.

Aan de vraagzijde speelt mee dat elektriciteitsafnemers hun flexibiliteit, voor zover die beschikbaar is, aan meer partijen zouden kunnen verkopen dan enkel de netbeheerder. Vraagrespon heeft namelijk ook waarde op de energiemarkt (voor het opvangen van prijsspieken), als regelvermogen (op de onbalansmarkt) en mogelijk ook in de energie-uitwisseling binnen lokale energiesystemen (in de wijk). Het is niet automatisch zo dat geleverde flexibiliteit voor een van deze doelen automatisch ook de andere doelen dient. Afroep van flexibiliteit door TenneT als regelactie voor de onbalansmarkt (bijvoorbeeld in de vorm van het ontladen van accu's van elektrisch

vervoer) kan leiden tot een verhoging van de transportpiek in het lokale net (wat een mogelijk probleem voor de regionale netbeheerder kan vormen). Het is van belang om deze interacties in ogenschouw te nemen bij het flexibiliseren van de nettarieven.

Een aspect dat hierbij van belang is, is dat elektriciteitsnetten worden uitgelegd op de verwachte piekbelasting.<sup>3</sup> Dat wil zeggen dat netinvesteringen kunnen worden uitgespaard als de pieken (structureel) lager uitpakken. Een efficiënter gebruik van het net kan leiden tot lagere investeringskosten indien het net voor een lagere capaciteit wordt uitgelegd. Eventuele toch optredende pieken moeten dan door de inzet van flexibiliteit worden verlaagd, wat operationele kosten met zich meebrengt. Om transportpieken te reduceren zullen netgebruikers hun gedrag (elektriciteitsproductie en -verbruik) moeten aanpassen. In dit geval moeten adequate systemen aanwezig zijn (voor communicatie en energiemanagement) voor het geven van een signaal aan afnemers en voor het registreren van de respons.

### 2.3.3 Inzet van flexibiliteit door de netbeheerder

Flexibiliteit voor een netbeheerder houdt in dat netafnemers hun netbelasting (invoeding of afname) aanpassen al naar gelang de behoefte van de netbeheerder. Deze behoefte volgt uit een bedrijfsvoeringsprobleem voor de netten, zoals:

- **TEKORT AAN NETCAPACITEIT:** Het kan zijn dat de transportbehoefte de netcapaciteit te boven gaat. In dat geval wordt de netbeheerder ‘geholpen’ wanneer de afnemers hun netgebruik zodanig aanpassen dat de resulterende transporten binnen de bedrijfsvoeringsgrenzen komen.<sup>4</sup>
- **PROBLEEM IN DE SPANNINGSHUISHOUDING:** De netbeheerder moet zich houden aan de geldende normen voor de spanningskwaliteit zoals geregeld in de Netcode Elektriciteit. Goede spanningskwaliteit is belangrijk om ervoor te zorgen dat apparatuur goed blijft werken. Op het laagspanningsnet is de spanning ongeveer 230 Volt met een frequentie van 50 Hertz. Grote hoeveelheden decentrale invoeding kunnen zorgen voor problemen met de spanningshuishouding. Opnieuw geldt dat de netbeheerder wordt ‘geholpen’ door aanpassingen in het netgebruik door afnemers, zodanig dat de resulterende transporten binnen de bedrijfsvoeringsgrenzen komen.
- **GEBREK AAN NETKWALITEIT:** Het grootste deel van het elektriciteitsnet bestaat uit netconcepten, materialen en componenten uit de jaren '60 en '70 van de vorige eeuw. Deze materialen en componenten hebben een bewezen technische levensduur. Het kan echter zijn dat als gevolg van de energietransitie deze assets in toenemende mate wisselend worden belast. Hierdoor kunnen nieuwe faalvormen ontstaan, ook bij assets die al lang in het net staan opgesteld.

---

<sup>3</sup> De piekbelasting is gebaseerd op de verwachte maximale gelijktijdige afname van de aangesloten afnemers. Doordat niet alle afnemers op hetzelfde moment het net maximaal gebruiken, is de piekbelasting voor een kabel of netdeel lager dan de som van de piekbelasting van alle afzonderlijke afnemers. De factor hiertussen wordt wel de *gelijktijdigheidsfactor* genoemd. Voor laagspanningsnetten is die factor (als vuistregel) ongeveer 0,5 à 0,6; voor middenspanningsnetten ongeveer 0,7 en voor hoogspanning ongeveer 0,8.

<sup>4</sup> De netcapaciteit is geen statisch maar een dynamisch gegeven en hangt af van de belasting. Tijdelijke overbelasting van het net (of netcomponenten) is soms mogelijk voor zover de thermische limieten niet worden overschreden. Zo kunnen ondergrondse kabels vaak door voor enkele uren boven de capaciteitsgrens worden overbelast, zolang de opwarming binnen de gestelde grenzen blijft (thermische overbelasting kan wel de veroudering bespoedigen).

Niet alle componenten kunnen worden overbelast. Zo zijn de beveiligingen in stations op vaste waarden ingeregeld. Bij overbelasting zal de beveiliging worden ingeschakeld. Elk net bestaat uit veel componenten. De ‘zwakste schakel’ bepaalt de sterkte van de keten, in dit geval: de grens tot waar het net kan worden belast.

Aanpassingen in het netgebruik kunnen helpen om dergelijk falen te voorkomen, mits voldoende duidelijk is welke belastingpatronen dit falen veroorzaken.

Voor het doel van dit rapport is het niet perse nodig om de oorzaken van een bedrijfsvoeringsprobleem bij een netbeheerder te kennen om de “zin en onzin” van flexibele nettarieven te verkenen. Wij verwachten dat in de meeste gevallen een tekort aan netcapaciteit de aanleiding vormt voor het denken over flexibele nettarieven en andere vormen van flexibiliteit, maar dit hoeft niet de enige aanleiding te zijn. In dit rapport zal daarom in de meeste gevallen het voorbeeld van een tekort aan netcapaciteit worden gehanteerd. Hierbij gaan wij ervan uit dat indien het lukt om het netgebruik te sturen om een tekort aan netcapaciteit op te lossen dit ook mogelijk is als een ander bedrijfsvoeringsprobleem zich voordoet.<sup>5</sup>

Als de netbeheerder bedrijfsvoeringsproblemen heeft, dan wordt vaak onderscheid gemaakt tussen de inzet van flexibiliteit en congestiemanagement als mogelijke instrumenten om het probleem op te lossen. Het onderscheid tussen deze twee instrumenten is niet nauwkeurig aan te geven op technisch-economische gronden. Men spreekt over congestiemanagement als netcongestie wordt opgelost door het op- en afregelen van belasting en productiemiddelen door netafnemers volgens een afgesproken systematiek, waarbij de netbeheerder hiervoor een financiële compensatie geeft.

De inzet van flexibiliteit heeft dezelfde kenmerken als zojuist beschreven voor congestiemanagement. Flexibiliteit omvat immers het op- en afregelen van belasting en productiemiddelen door netafnemers, of de tijdelijke opslag van elektriciteit in bijvoorbeeld batterijen. Wanneer flexibiliteit door de netbeheerder gecontracteerd wordt, ligt het onderscheid met regulier congestiemanagement hoogstens in de wijze van inrichting. De overeenkomsten tussen congestiemanagement en de inzet van flexibiliteit zijn:

- ✓ Beide methoden kunnen ingezet worden om een capaciteitsprobleem in het net op te lossen.
- ✓ In beide gevallen benut de netbeheerder hiervoor de netafname of -invoeding (of opslag) van afnemers.
- ✓ In beide gevallen is er sprake van een (financiële) compensatie van de netafnemers die respons leveren.

De verschillen tussen congestiemanagement en het verminderen van transporten door het gebruiken van flexibiliteit zijn:

- ✓ Bij congestiemanagement wordt het transportknooppunt opgelost via transacties op de energiemarkt. Bij flexibele nettarieven gebeurt dit indirect via de nettarieven en/of direct door de inkoop van flexibiliteitsdiensten. Dit laatste houdt betalingen in van de netbeheerder aan de afnemers die hiervoor hun netto verbruik of invoeding aanpassen.
- ✓ Bij congestiemanagement wordt het transportknooppunt in de regel opgelost door het (door de markt laten) wijzigen van de productie, dat wil zeggen door de inzet van productiemiddelen op andere locaties zodanig dat het net de elektriciteitstransporten weer kan

---

<sup>5</sup> Naast capaciteitsknooppunten treden soms ook kwaliteitsknooppunten op in de vorm van te hoge en/of te lage spanningen. Vooral in de buitengebieden komt dit de laatste jaren regelmatig voor. Vanwege het gekozen netontwerp in het verleden is daar veelal sprake van relatief lange en dunne kabels, die extra gevoelig zijn voor spanningsverliezen.

Voorals er sprake is van veel invoeding (van zonnepanelen) over langere afstanden, kunnen onaanvaardbare spanningsvariaties optreden. De transportcapaciteit van de kabel kan dan weliswaar nog toereikend zijn om alle stroom te transporteren, maar de spanning aan het eind van kabel overschrijdt dan de kwaliteitsnorm, zodat er toch sprake is van een transportknooppunt (niet zozeer vanwege een capaciteitsknooppunt, maar vooral vanwege een kwaliteitsknooppunt). Dergelijke kwaliteitsknooppunten zijn verder niet in dit rapport in beschouwing genomen.

faciliteren. Bij de inzet van flexibiliteit wordt gebruikt gemaakt van op- en afregelbare lokale productiemiddelen zonder dat rekening wordt gehouden met compenserende regelacties elders om toch in het benodigde vermogen te voorzien alsmede van regelbare belasting.

- ✓ Bij congestiemanagement is de respons verplicht (indien de afnemer hiervoor wordt 'ge-selecteerd'). In geval van het leveren van flexibiliteit hoeft dit niet zo te zijn (als een prikkel wordt gegeven waarop afnemers wel of niet mogen besluiten te reageren), maar dit kan wel (bijvoorbeeld in de situatie van een variabel aansluitcontract of een flexibiliteitsdienst). Wanneer afnemers indirect via prikkels worden benaderd zonder dwingende dispatch is er een *optionele* beloning voor afnemers. Wanneer er wel dwingende dispatch is (op basis van gecontracteerde flexibiliteit) zal er ook bij flexibele nettarieven (net als bij congestiemanagement) sprake zijn van boetes bij niet-levering van de gevraagde respons.

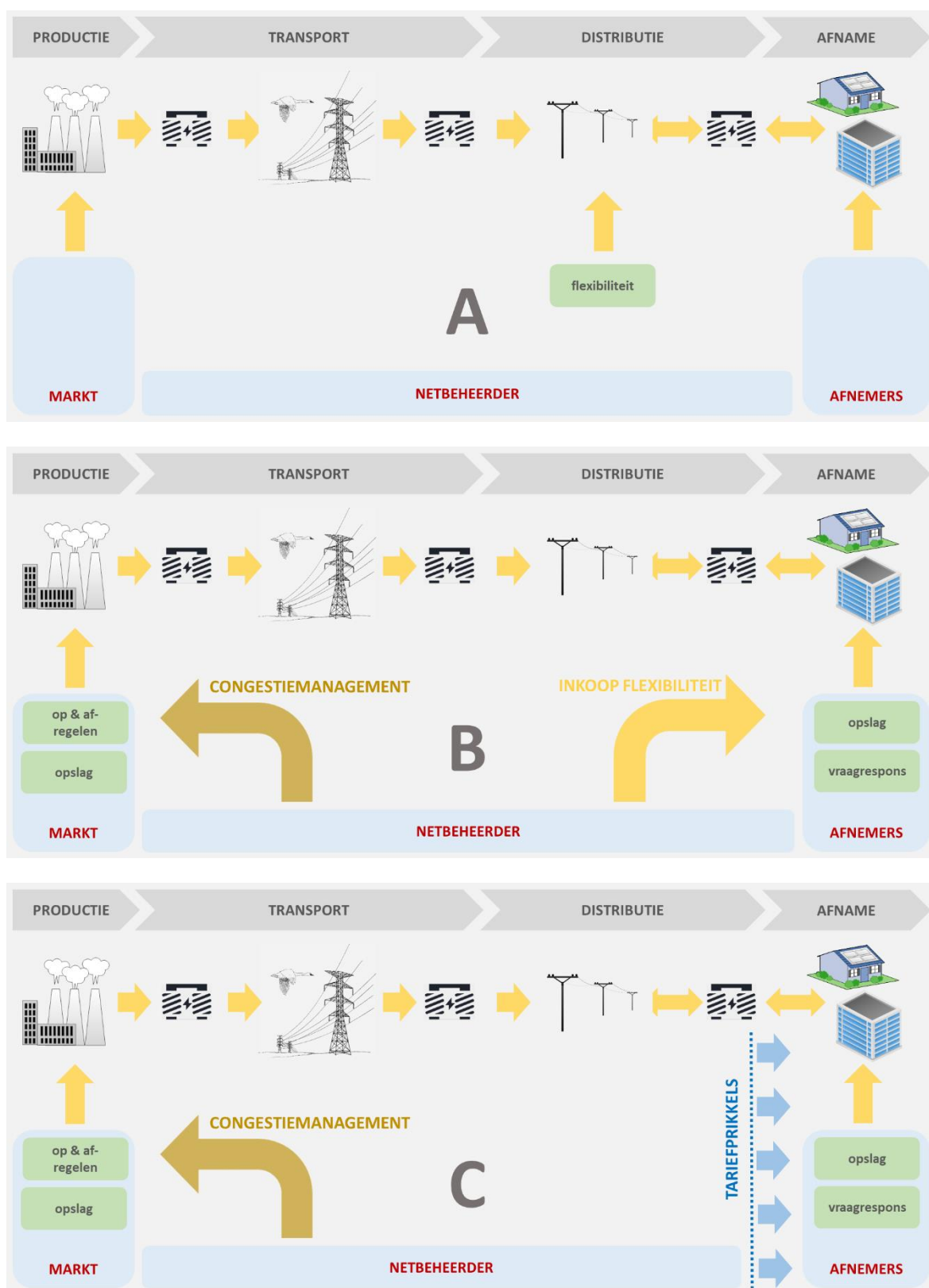
Een belangrijk verschil tussen flexibele nettarieven en het contracteren van flexibiliteit is dat de respons bij flexibele nettarieven onzeker is. De respons bij flexibele nettarieven hangt immers af van de mate waarin afnemers reageren op prijsprikkels. Bij het contracteren van flexibiliteit speelt de gevoeligheid voor prijsprikkels uiteraard ook een grote rol, maar kan de onzekerheid deels worden weggenomen door vooraf prijsafspraken te maken zodat bij afroep van de flexibiliteit duidelijk is welke respons geleverd wordt. Vanuit het perspectief van de netbeheerder is het vooraf contracteren van flexibiliteit derhalve een 'veiliger' instrument omdat de respons contractueel is geregeld. Bij flexibele nettarieven hebben afnemers de vrijheid om al dan niet te reageren op een prijsprikkel.

De focus in dit rapport ligt niet op eigen mogelijkheden voor de netbeheerder om flexibiliteit te realiseren<sup>6</sup> of de inkoop van flexibiliteitsdiensten, maar op het geven van prikkels aan netgebruikers via de tarieven (zonder dat de netbeheerder direct invloed heeft op het nemen van de beslissing bij netgebruikers om de afname daadwerkelijk aan te passen). Een en ander is gevisualiseerd in Figuur 2.

---

<sup>6</sup> Een bespreking van de vraag in hoeverre de netbeheerder zelf opslagmiddelen mag installeren en beheeren (in het licht van de Elektriciteitswet 1998) valt buiten de scope van dit rapport.





Figuur 2. Schematische weergave van flexibiliteit voor het netbeheer. A: Er is flexibiliteit in het net. B: De netbeheerder koopt flexibiliteit bij netgebruikers (via contracten). C: De netbeheerders prikkelt afnemers (indirect) tot het leveren van flexibiliteit.

## 2.4 Het potentieel voor flexibiliteit

Flexibiliteit kan geleverd worden door de aanbodzijde (productiemiddelen) en de vraagzijde (afnemers).<sup>7</sup> In het verleden werd vrijwel alle flexibiliteit geleverd vanuit de productiemiddelen, die door op- en afregelen de systeembalans in stand hielden. In de jaren '80 en '90 van de vorige eeuw kwam wel load management in zwang, waarbij (vooral) grote industrieën hun afnameprofiel aanpasten op piekmomenten (als gevolg van een systematiek voor beprijzen van de piekbelasting). Vanwege gebrek aan passende technologie bleef de respons aan de vraagzijde beperkt.

Met moderne energiemanagementsystemen kan tegenwoordig zelfs op het niveau van huishoudens flexibiliteit geleverd worden aan het elektriciteitssysteem. De noodzaak om de vraagzijde te stimuleren om bij te dragen aan de levering van flexibiliteit wordt inmiddels breed onderkend.<sup>8</sup> De praktische ontwikkeling van flexibiliteit vanuit de vraagzijde, zeker als het gaat om huishoudens, bevindt zich in Europa nog in de kinderschoenen.<sup>9</sup> Naarmate nieuwe marktspelers (bijvoorbeeld aggregators) zich hierop gaan richten en er meer variabiliteit komt in de commodityprijzen zal vraagrespons verder aan belang winnen.

Er kan op verschillende manieren gesproken worden over het potentieel van flexibiliteit, in het bijzonder vraagrespons. Dit potentieel geeft aan welke flexibiliteit beschikbaar is:<sup>10</sup>

1. *Het theoretische potentieel*: Dit bestaat uit alle elektrische belastingen (van apparaten, processen, installaties, gebouwen, etc.) waarvan de belasting in principe kan worden aangepast met een beperkt effect op (de comfort of het doel van) de gebruiker.
2. *Het technische potentieel*: Dit bestaat uit de hierboven genoemde belasting waarbij het technisch mogelijk is om de netbelasting aan te passen. Het technische potentieel houdt geen rekening met de kosten die gepaard gaan met het benutten van dit potentieel. Hiervoor is zogenaamde *enabling infrastructure* nodig, zoals op afstand uitleesbare meters en communicatie-infrastructuur, en *enabling technologies*, zoals displays van energiemanagementsystemen en systemen voor het schakelen van apparaten.
3. *Het economische potentieel*: Dit bestaat uit een subset van het hierboven genoemde technische potentieel waarbij de belasting op een kostenefficiënte wijze kan worden beïnvloed. De kosten bestaan uit de vaste kosten (voor de *enabling infrastructure*) en de variabele kosten gerelateerd aan de benutting.
4. *Het praktische potentieel*: Dit bestaat uit het economische potentieel voor flexibiliteit waarbij aan een aantal sociologische en regulatorische voorwaarden wordt voldaan. Vanuit sociologische optiek zijn er twee barrières: de acceptatie door afnemers en de *performance* van afnemers. Hierbij gaat het om de vraag of afnemers in staat zijn om hun afname aan te passen en of zij daartoe bereid zijn. Regulatorische voorwaarden zijn bijvoorbeeld gerelateerd aan de mogelijkheden voor marktpartijen (zoals aggregators) om flexibiliteit bij afnemers te benutten (wat bijvoorbeeld mogelijk moet zijn in de allocatie en reconciliatiesystematiek).

<sup>7</sup> Opslag van elektriciteit in bijvoorbeeld batterijen functioneert afwisselend als aanbod en vraag.

<sup>8</sup> Zie bijvoorbeeld Europese Commissie, *Incorporating Demand Side Flexibility, in particular Demand Response, in Electricity Markets*, 2013, SWD (2013) 442 final.

<sup>9</sup> J. Torriti, M.G. Hassan, and M. Leach, *Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation*, Energy, 35, 2010, 1575-1583; P. Bertoldi, P. Zancanella, and B. Boza-Kiss, *Demand Response status in EU Member States*, JRC, 2016, doi:10.2790/962868; Smart Energy Demand Coalition, *Explicit Demand Response in Europe, Mapping the Markets 2017*, Brussel, 2017.

<sup>10</sup> Zie ook H.C. Gils, *Assessment of the theoretical demand response potential in Europe*, 67, 2014, 1-18, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.019>.

Op basis van het bovenstaande kunnen er vier soorten barrières voor de inzet van flexibiliteit vanuit de vraagzijde worden geïdentificeerd: technische barrières, economische barrières, sociologische barrières en regulatorische barrières. Op elk van deze gebieden heeft de laatste jaren veel onderzoek plaatsgevonden.

Deze studie richt zich op het economische en praktische potentieel dat met flexibele nettarieven kan worden aangeboord. Hierbij zijn ook de mogelijke economische prikkels van belang die vanuit de nettarieven gegeven kunnen worden om afnemers flexibiliteit beschikbaar te laten stellen ten behoeve van de netbeheerder. Daarnaast zal ook ingegaan worden op regulatorische en praktische aspecten die met flexibele nettarieven samenhangen.

## 2.5 Flexibiliteit en nettarifering

In deze studie staat flexibilisering van de nettarieven centraal. Hiermee wordt flexibiliteit aangeboord door het bieden van prikkels via de nettarieven en uitsluitend aangewend ten behoeve van het netbeheer. Andere vormen van flexibiliteit en andere soorten van benutting van flexibiliteit worden buiten beschouwing gelaten.<sup>11</sup>

Ten behoeve van deze studie zal gebruik worden gemaakt van een gestileerd model (“functioneel model”) dat de relaties tussen netgebruikers en de netbeheerder in beeld brengt. Dit model is weergegeven in Figuur 3 en Figuur 4.

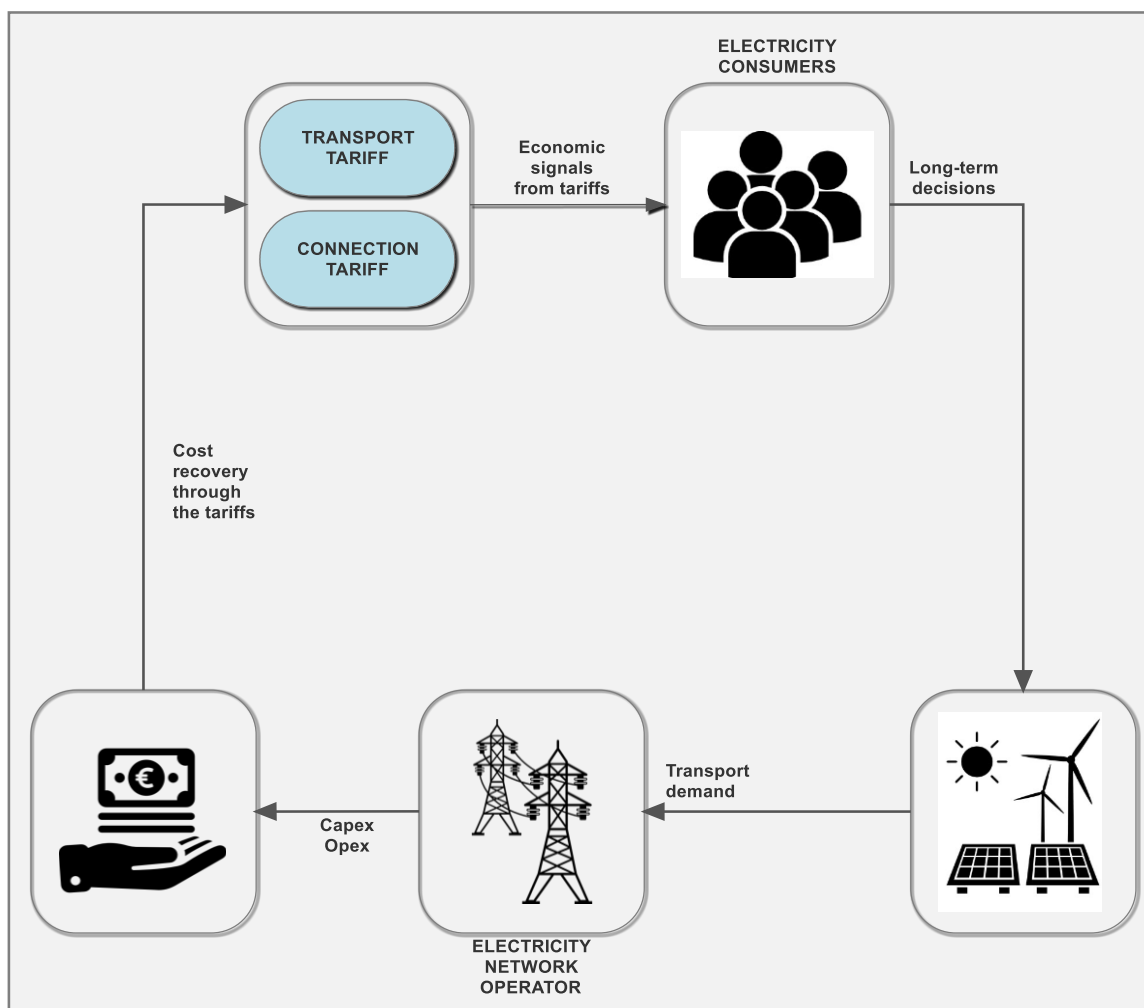
Figuur 3 schetst de relatie tussen netgebruikers en de netbeheerder. Netgebruikers benutten het net, (enigszins) beïnvloed door de (elektriciteitsprijzen en) de nettarieven. Waar interessant of gewenst wordt geïnvesteerd in duurzame elektriciteitsproductiemiddelen of andersoortige lokale energiesystemen. Het resulterende elektriciteitsgebruik en de effectieve elektriciteitsproductie bepalen de transporten door het net, die de netbeheerder faciliteert door het beschikbaar houden van voldoende netcapaciteit (en het doen van netinvesteringen, indien nodig). De netkosten worden (volgens de principes van *cost recovery* en *cost reflectivity*) vertaald in de nettarieven, waarmee de cirkel rond is.

Figuur 4 voegt flexibele nettarieven in deze relatie toe. Om te voorzien in de transportvraag heeft de netbeheerder nu ook de mogelijkheid om (korte termijn) signalen aan afnemers te geven om het netgebruik aan te passen zodat de transportvraag wijzigt. Dit zal de reguliere netkosten verlagen, maar de flexibele nettarieven brengen zelf ook kosten met zich mee, die vervolgens additioneel in de tariefregulering moeten worden meegenomen. Idealiter zijn de totale (jaarlijkse) netkosten met inzet van flexibiliteit lager dan in de situatie met netverzwaring. De impact van flexibele nettarieven op de relaties tussen netgebruikers en netbeheerders is dat het aantal feedback loops (dat wil zeggen: de relatie tussen het netgebruik en de netkosten) toeneemt als gevolg van het ontstaan van een extra stuurinstrument (de flexibele nettarieven).

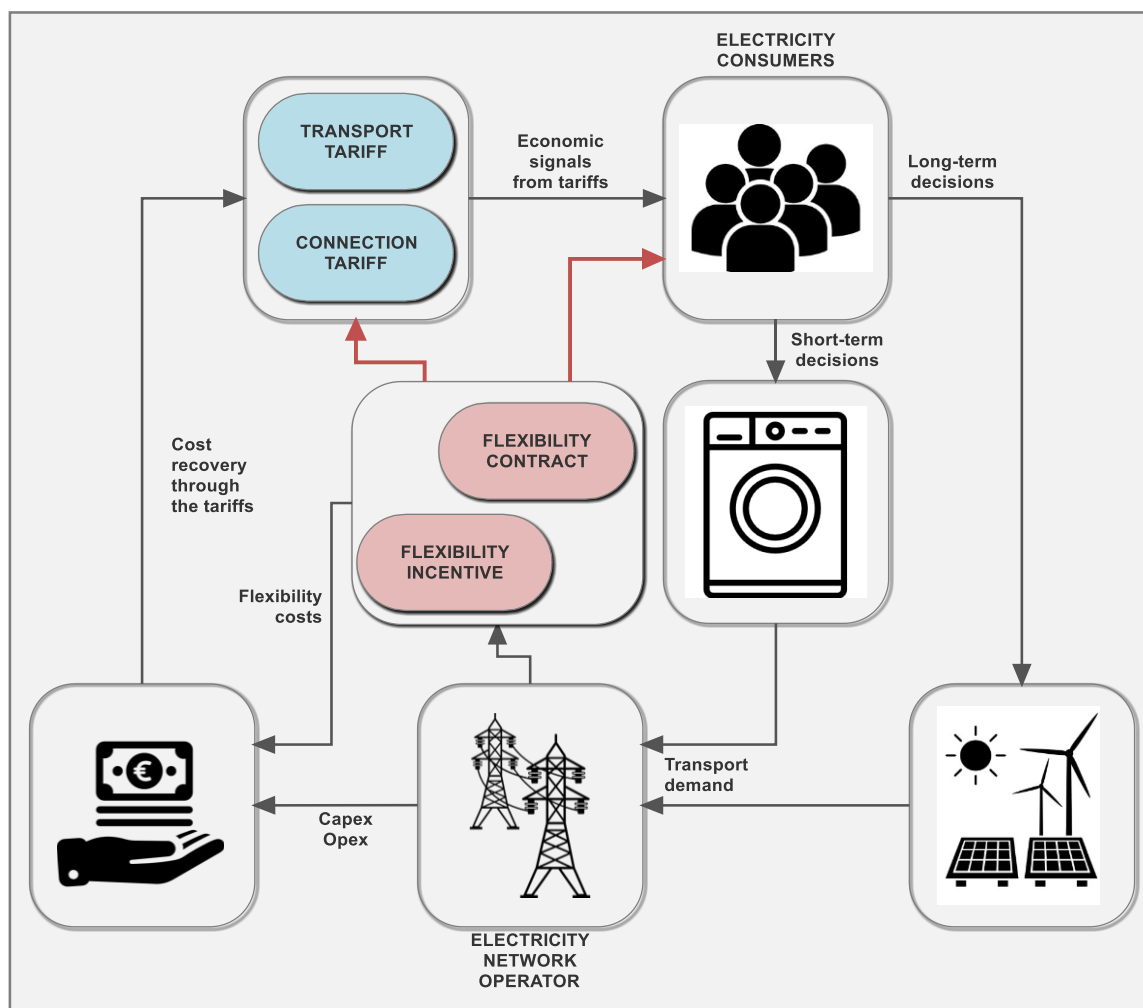
Verderop in dit rapport gaan wij met name nader in op de “economic signals from tariffs”. Dit gaat over de aard en omvang van de prikkels die door middel van flexibele nettarieven aan afnemers worden gegeven. De concrete invulling van de flexibele nettarieven is hiervoor van groot belang. Tevens gaan wij in op de doorwerking van de flexibele nettarieven op de inkomsten en het rendement van netbeheerders (“cost recovery”) en hoe flexibele nettarieven zich verhouden tot de gangbare principes die binnen de regulering worden gehanteerd (kostenveroorzaking, non-discriminatie, enzovoorts).

---

<sup>11</sup> In §4.6.1 wordt een vergelijking gemaakt tussen de waarde van flexibiliteit voor het netbeheer en voor andere doelen.



Figuur 3. Functioneel model voor de onderlinge relatie tussen de netbeheerder en netgebruikers. Hierin wordt rekening gehouden met afnemers die een deel van hun verbruik zelf produceren maar nog niet met vraagrespons (op basis van flexibele nettarieven).



Figuur 4. Functioneel model voor de invloed van flexibele nettarieven op de onderlinge relatie tussen de netbeheerder en netgebruikers. In deze figuur is weergegeven hoe flexibele nettarieven de relatie tussen netgebruik en netkosten beïnvloedt. Flexibele nettarieven zijn een vorm van een ‘flexibility incentive’. Flexibiliteitscontracten vallen buiten de scope van dit rapport.

### 2.5.1 Het flexibiliseren van de nettarieven

De dominante gedachte achter het flexibiliseren van nettarieven is dat afnemers gestuurd worden door het geven van prijssignalen via de tarieven. Afhankelijk van de waarde die door afnemers aan flexibiliteit wordt toegekend, zullen zij hun afname of invoeding op het net (of in het systeem) aanpassen. De volgende vragen zijn hierbij relevant:

1. *De waarde van flexibiliteit:* Vanuit het perspectief van de netbeheerder vertegenwoordigt flexibiliteit waarde omdat door inzet van flexibiliteit andere kosten kunnen worden uitgespaard. De waarde van flexibiliteit voor de netbeheerder is gemaximeerd op de kosten van het alternatief (bijvoorbeeld netverzwaring).

Ook voor de afnemer vertegenwoordigt flexibiliteit een waarde. Deze waarde representeert de minimale financiële compensatie die een afnemer wil ontvangen voor het wijzigen van zijn netgebruik.<sup>12</sup> En of die waarde zodanig is dat afnemers daadwerkelijk besluiten om hun

<sup>12</sup> In het geval de afnemer zijn elektriciteitsafname in absolute zin aanpast, spreekt men van de *prijselasticiteit [van de vraag]*. In het geval een afnemer zijn elektriciteitsafname verschuift in de tijd (dus op het ene moment reduceert en op het andere moment verhoogt), spreekt men van de *elasticiteit van substitutie*. Zie B. Neenan, en J. Eom, *Price Elasticity of Demand for Electricity: A Primer and Synthesis*,

gedrag aan te passen. Het antwoord op deze vraag is van belang om te beoordelen hoe groot de prikkels moeten zijn om flexibiliteit bij netgebruikers beschikbaar te maken.<sup>13</sup>

2. *De doelgroep van geleverde flexibiliteit:* Flexibiliteit heeft waarde op verschillende markten. Afnemers die flexibiliteit leveren, hebben (soms) de keuze aan wie zij de flexibiliteit leveren. Elke “markt” voor flexibiliteit heeft zijn eigen randvoorwaarden, zoals de snelheid waarmee de respons moet worden gegenereerd, het minimale relevante blok (omvang van de geleverde flexibiliteit) en de duur waarvoor de geleverde flexibiliteit in stand moet worden gehouden. Doordat er verschillende markten zijn, elk met hun eigen karakteristieken, vereisten en potentieel, heeft de netgebruiker vrijheid om zijn flexibiliteit aan de koper van zijn voorkeur aan te bieden. Dit kan de netbeheerder zijn, maar als een andere markt een hogere prijs biedt, ligt het voor de hand dat die de voorkeur heeft.<sup>14</sup> Zoals gezegd beperkt deze studie zich tot de netbeheerder als afnemer van flexibiliteit.
3. *Het mechanisme voor de afroep van flexibiliteit:* Kenmerkend voor flexibilisering van de nettarieven is dat de tarieven instrumenteel zijn voor de netbeheerders om afnemers te motiveren hun netgebruik aan te passen. Vanuit de nettarieven kunnen op verschillende manieren prikkels worden gegeven (zie uitgebreid hoofdstuk 3), bijvoorbeeld door de inrichting van de tariefstructuur afhankelijk van de lokale netsituatie of door afzonderlijke tarieven te hanteren voor het leveren van flexibiliteit.
4. *De wijze van registreren van geleverde flexibiliteit:* Een bijzonder aspect bij flexibiliteit voor het netbeheer is dat niet altijd eenduidig is vast te stellen in hoeverre flexibiliteit is geleverd, met name door huishoudelijke en kleinzakelijke afnemers.<sup>15</sup> Er is immers geen vooraf vastgesteld transportprogramma dat als referentie geldt.

## 2.5.2 Flexibele nettarieven en de tariefregulering

De tarieven van netbeheerders zijn gereguleerd. Voor de sector als geheel worden de maximumtarieven door de Autoriteit Consument & Markt (ACM) vastgesteld op een niveau waarop de inkomsten uit tarieven gelijk zijn aan de sectorgemiddelde kosten inclusief een redelijk rendement. Alle netbeheerders hanteren daarbij dezelfde tarievenstructuur. Netbeheerders doen jaarlijks

---

EPRI, 2008; P. Cappers, A. Todd, M. Perry, B. Neenan and R. Boisvert, *Quantifying the Impacts of Time-based Rates, Enabling Technology, and Other Treatments in Consumer Behavior Studies: Protocols and Guidelines*, Ernest Orlando Lawrence Berkely National Laboratory, 2013.

<sup>13</sup> De veronderstelling in de voorliggende studie is dat het gedrag van afnemers door prikkels en prijssignalen kan worden beïnvloed. Er zijn ook alternatieven in de vorm van automatische (gereguleerde) respons. Deze zijn voor de voorliggende verkenning niet relevant.

<sup>14</sup> Er wordt wel gezegd dat dit kan worden opgelost door flexibiliteit aan aggregators te verkopen die verschillende markten bedienen. Dit lost echter niet het probleem op. Aggregators zullen (uitgaande van een wens tot winstmaximalisatie) tussen de markten arbitrerend en de flexibiliteit daar aanbieden waar die de hoogste opbrengsten genereert. Afgezien daarvan hebben afnemers ook de keuze om hun elektriciteit niet aan een aggregator te verkopen als er mogelijkheden zijn om hiervoor elders een hogere prijs te krijgen. Ook hier zal de markt zijn werk gaan doen.

<sup>15</sup> Flexibiliteitslevering voor de markt of voor het handhaven van de systeembalans is relatief simpel, aangezien bij afroep van flexibiliteit het energieprogramma wordt aangepast. Niet nakoming van het energieprogramma wordt verrekend als onbalans.

Economen hebben dit issue bij vraagrespons geïdentificeerd als het *baseline problem*: Wanneer een respons gegeven wordt op prikkels is het per definitie niet mogelijk om te observeren wat de afname zou zijn geweest zonder respons: *individual customers will always know more about their true baseline than the administrator of a demand response program, and can likely profit from that knowledge*. Het bieden van directe prikkels (zonder eerst een baseline vastgesteld te hebben) vanuit de prijssystematiek heeft dit nadeel niet omdat de prikkels worden gebaseerd op geobserveerde vraag/aanbod condities binnen een onderdeel van het netwerk. Zie J. Bushnell, B. Hobbs, and F.A. Wolak, *When it comes to Demand Response, is FERC its Own Worst Enemy*, The Electricity Journal, 22, October 2009, 9-18.

een voorstel voor de tarieven die de ACM beoordeelt. Het kostenveroorzakingsprincipe is daarbij het leidende uitgangspunt. Hierbij betalen aangeslotenen op lager gelegen netvlakken op basis van het cascadestelsel ook voor hoger gelegen netvlakken. Er zijn echter wel verschillen in de hoogte van tarieven tussen netbeheerders omdat de kosten tussen netbeheerders kunnen verschillen (bijvoorbeeld door een andere netconfiguratie of door objectieveerbare regionale verschillen) en zij enige vrijheidsgraden hebben bij de toerekening van kosten aan netvlakken.

De tariefregulering heeft als doel om afnemers te beschermen en het netbeheer zo kostenefficiënt mogelijk plaats te laten vinden. Flexibilisering van de tarieven moet netbeheerders in staat stellen om de netkosten te verlagen. Op dit moment voelen aangeslotenen de prikkel die een netbeheerder heeft om het net zo efficiënt mogelijk te gebruiken niet. Een flexibelere tariefstructuur kan de prikkels voor aangeslotenen meer in lijn brengen met die voor netbeheerders (*incentive compatibility*). Het is van belang dat netbeheerders geprikkeld worden om wel te investeren als flexibele nettarieven of andere instrumenten onvoldoende soelaas bieden of tot maatschappelijk onwenselijke resultaten leiden.

Daarnaast is het van belang dat de rol van de netbeheerder als schakel in de totale energieketen voor ogen wordt gehouden. Zo kunnen dynamische nettarieven interfereren met dynamische commodityprijzen. Als het bijvoorbeeld hard waait kunnen de commodityprijzen laag tot negatief worden, maar de nettarieven juist hoog worden, waardoor het eindeffect en de gedragsreactie van afnemers moeilijker voorspelbaar wordt.

### 2.5.3 Flexibiliteit en de methode van regulering

Door flexibilisering zijn de inkomsten uit tarieven mogelijk niet meer voldoende om kosten te dekken of resulteren die juist in teveel inkomsten. Hiermee zal eventueel rekening moeten worden gehouden in de regulering, bijvoorbeeld door er met een mechanisme *ex ante* voor te corrigeren of *ex post* voor na te calculeren. Daarnaast zullen mogelijk nieuwe principes gedefinieerd moeten worden om de hoogte van flexibele nettarieven vast te stellen of de bandbreedte waarbinnen deze zich mogen bewegen.

In de reguleringsmethode zoals vastgesteld door de ACM hebben tarieven invloed op de berekening van de samengestelde output (SO). Hierdoor kan de flexibilisering van nettarieven ook invloed hebben op de 'maatstaf' en dus op de 'concurrentie' tussen netbeheerders. Dit compliceert de invoering van flexibele nettarieven omdat de samengestelde output daardoor mogelijk geen goede benadering meer vormt van de 'output' van netbeheerders. Door de invloed van flexibele nettarieven op de maatstaf kan het ook zo zijn dat de netbeheerders hun inkomsten zien stijgen of dalen bij een aanpassing van de tarievenstructuur. Hierdoor kan de invoering van flexibele nettarieven op weerstand stuiten. Het is overigens ook denkbaar om tarieven wel te flexibiliseren maar dat geen effect te laten hebben op de samengestelde output. Dat zou wel een wijziging van de reguleringssystematiek inhouden. Een relevant aspect hierbij is of de flexibele nettarieven samenhangen met kostenontwikkelingen, of dat zij gedreven worden door bijvoorbeeld schaarste in transportcapaciteit en er op korte termijn geen directe relatie meer is tussen tarieven en kosten.

### 2.5.4 Flexibiliteit en tarifieringsprincipes

Het huidige tarieven bouwwerk voor de nettarieven is opgebouwd aan de hand van een aantal principes die in meerdere of mindere mate zijn verankerd in wet- en regelgeving.<sup>16</sup> Het gaat onder andere om de volgende principes:

---

<sup>16</sup> Zie voor de principes van nettarifering hoofdstuk 2 en 3 in: *D-Cision*, ECN & Technische Universiteit Delft, *De tariefssystematiek van het Elektriciteitsnet*, 23 december 2013.

- ✓ *Non-discriminatie*: Het principe van non-discriminatie houdt in dat soortgelijke afnemers voor eenzelfde beslag op de netcapaciteit een soortgelijk tarief in rekening wordt gebracht. De vraag is hoe dit principe ingevuld zou kunnen worden als netbeheerders de mogelijkheid krijgen om de nettarieven aan te passen om de netbelasting te kunnen sturen. Hierbij speelt een rol dat deze factor voor afnemers niet goed zichtbaar is; het betreft immers de interne bedrijfsvoering van de netbeheerder die mede wordt beïnvloed door keuzes uit het verleden van de netbeheerder om de (verwachte) vraag naar transportcapaciteit op een bepaalde manier te bedienen. Flexibele nettarieven zouden kunnen betekenen dat afnemers in de ene wijk of regio veel minder betalen dan in de andere wijk of regio, zelfs als zij eenzelfde beslag op de netcapaciteit leggen. Hoe dit precies uitpakt hangt mede af van de concrete invulling van flexibele nettarieven en de keuzes die de netbeheerder (of de reguleringssystematiek) maakt om nettarieven zo lokaal mogelijk te differentiëren of juist zo min mogelijk onderscheid te maken.
- ✓ *Cost reflectiveness*: Het principe van *cost reflectiveness* geeft aan dat de tarieven de onderliggende netkosten moeten representeren. Het kan zijn dat de prikkels die netbeheerders aan afnemers aanbieden zo hoog zijn voor het reduceren van de belasting op een specifiek moment dat (vanuit het integrale perspectief) de resulterende tariefinkomsten niet meer in verhouding staan tot het netgebruik. Hierbij moet bedacht worden dat als tarieven volledig flexibel zouden zijn en als hoofdinstrument ingezet worden om dreigende transportbeperkingen op te lossen, tarieven potentieel erg hoog of laag (zelfs negatief) kunnen worden. Op (zeer) korte termijn kan het immers zijn dat verzwaring niet mogelijk is en bijvoorbeeld ook geen flexibiliteitsbronnen zijn gecontracteerd of beschikbaar zijn. Als flexibele nettarieven dan het enige instrument zijn om vraag en aanbod (van transportcapaciteit) op een bepaald netvlak in evenwicht te brengen dan kunnen relatief grote tarieffluctuaties ontstaan. Dit roept de vervolgvraag op of het zinvol is om de tarieffluctuaties op een bepaalde manier te cappen.
- ✓ *Cost recovery*: Het principe van *cost recovery* houdt in dat de netbeheerders alle kosten vanuit de tarieven vergoed krijgen. Dit principe kan opspelen in situaties dat de nettarieven niet langer alle kosten dekken vanwege de afroep van flexibiliteit (bijvoorbeeld als afnemers op grote schaal flexibiliteit aanleveren, waarbij de vermindering van tariefinkomsten niet vanuit andere bronnen wordt aangevuld). Flexibele nettarieven betekenen feitelijk dat netbeheerders afwijken van een bepaalde gereguleerd normtarief om de netbelasting te kunnen sturen. Deze afwijking kan leiden tot hogere of lagere inkomsten voor de netbeheerder waardoor zij niet zonder meer een redelijk rendement behalen. Dit is niet wenselijk en roept de vraag op welke correctiemechanismen er mogelijk zijn om ervoor te zorgen dat netbeheerders wel op een redelijk rendement uit kunnen komen.
- ✓ *Fairness*: Het principe van *fairness* houdt in dat de tarieven eerlijk zijn (en ook als eerlijk worden beschouwd). De extreme situatie dat een afnemer door het reduceren van zijn belasting op enkele momenten in het jaar een zodanige tariefkorting kan verkrijgen dat zijn netkosten (op jaarbasis) naar 0 gaan, leidt ertoe dat andere gebruikers (op basis van het principe van *cost recovery*) volledig voor het net van deze afnemer moeten gaan betalen. Andersom kan het zijn dat een afnemer een hoog tarief moet betalen omdat hij niet in de omstandigheid verkeert om zijn elektriciteitsverbruik te kunnen verminderen. Dit roept de vraag op in hoeverre dergelijke gevallen als eerlijk ervaren zullen worden en geaccepteerd zullen worden.



- ✓ *Cascadestelsel*: Het cascadestelsel houdt in dat afnemers die op lagere netvlakken zijn aangesloten meebetalen aan de kosten van de hogere netvlakken.<sup>17</sup> Door de verschuiving van opbrengsten (als gevolg van flexibilisering van de nettarieven) is het denkbaar dat het cascademodel in het geding komt. Ter toelichting het volgende. Een belangrijk uitgangspunt van de nettarieven is dat deze kostengebaseerd moeten zijn. De EU-voorwaarde dat transporttarieven niet afstandsgebonden mogen zijn en de toepassing van het cascadestelsel zorgt er echter voor dat er voor netgebruikers via de transporttarieven geen prikkel is om lokaal opgewekte energie ook zoveel mogelijk lokaal te gebruiken. Sterker nog, de lokale gebruiker die lokaal opgewekte energie verbruikt betaalt voor het gebruik van het net een tarief waarin de kosten verwerkt zitten van de hoogspanningsnetten en de kosten van het internationale elektriciteitstransport. Dit staat op gespannen voet met het kostenveroorzakingsprincipe.

### 2.5.5 Flexibiliteit en het proces voor tariefvaststelling

Op dit moment ligt de tarievenstructuur gedurende een reguleringsperiode in principe vast. Netbeheerders doen jaarlijks een tarievenvoorstel dat de ACM vervolgens beoordeelt. Uiteindelijk stelt ACM de (maximum)tarieven vast. Flexibilisering van de tarieven raakt daarmee aan de kern van het tarieventoezicht van ACM, namelijk dat ACM de (maximum)tarieven vaststelt.

Afhankelijk van de wijze waarop flexibilisering wordt ingevoerd en de vorm hiervan kan een aanpassing van dit proces wenselijk of nodig zijn. Enerzijds om ruimte te creëren om tarieven aan te kunnen passen. Anderzijds om de mogelijkheid te creëren om snel correcties uit te kunnen voeren op het moment dat de situatie in het net verandert. De invoering van flexibele nettarieven kan om een flexibeler proces vragen om tarieven vast te stellen en meer vrijheid voor de netbeheerder vereisen om zelf tarieven vast te kunnen stellen, maar kan wellicht ook meer universeel worden ingevoerd zodat nauwelijks aanpassing nodig is. Hierop zal later in het rapport worden teruggekomen.

---

<sup>17</sup> Strikt genomen is het cascadestelsel geen tarifieringsprincipe maar een werkwijze bij de tariefvaststelling die uitgaat van de transportstromen in het net. Vanwege de belangrijke rol van het cascadestelsel in de Nederlandse tariefsystematiek is het hierboven wel benoemd.



### 3 Vormen van flexibiliteit en van flexibele nettarieven

#### 3.1 Load control

Het inzetten van flexibiliteit ten behoeve van het netbeheer valt onder de bredere categorie van *load control* (beïnvloeding van de netbelasting). *Load control* houdt in dat de afname van elektriciteit door afnemers op een bepaald moment wordt gewijzigd ten behoeve van het net of het systeem. Anders gezegd: *load control* wordt ingezet om de netbelasting te beïnvloeden (*load control*). Generaliserend zijn hiervoor drie verschillende vormen:<sup>18</sup>

- ✓ *Direct load control*: Hierbij beïnvloedt de netbeheerder<sup>19</sup> via technische middelen direct de belasting (de elektriciteitsconsumptie of -productie) van de afnemer.
- ✓ *Indirect load control*: Hierbij beïnvloedt de netbeheerder de belasting van de afnemers door het geven van prijssignalen.
- ✓ *Opslag*: In geval van opslag is de elektriciteitsvraag in zekere mate ontkoppeld van de netbelasting.<sup>20</sup>

*Load control* kan onderscheiden worden in statische *load control* en dynamische *load control*.

*Statische load control* (*statisch management van de netbelasting*) betreft de situatie waarin de netbelasting (vaak: de elektriciteitsvraag) wordt gewijzigd ten behoeve van het net. Dit kan bijvoorbeeld door het implementeren van energiebesparing (die structureel tot een lagere elektriciteitsvraag leidt) of door technische maatregelen om het belastingprofiel te kunnen wijzigen. Bij dit laatste kan gedacht worden aan situaties van verminderde transportcapaciteit waarin de netbeheerder door inzet van *direct load control* de belasting bij sommige afnemers kan verminderen zodat de overige afnemers blijven voorzien.

*Dynamische load control* (*dynamisch management van de netbelasting*) betreft de situatie waarin de netbeheerder het netgebruik probeert te optimaliseren. De acties van de netbeheerder zijn niet zozeer gericht op de hoogte van de netbelasting als wel op het belastingprofiel.<sup>21</sup> Er zijn drie manieren waarop de netbeheerder het belastingprofiel kan beïnvloeden:<sup>22</sup>

- ✓ *Peak clipping*: De netbeheerder reduceert de systeempiek (dat wil zeggen: de netbelasting gedurende de uren dat het net maximaal wordt belast).
- ✓ *Valley filling*: De netbeheerder bevordert het netgebruik op momenten van een lage netbelasting.

---

<sup>18</sup> De Engelse termen worden gebruikt omdat er geen afdoende Nederlandse termen beschikbaar zijn; er wordt wel gesproken over 'belastingbeïnvloeding' of 'belastingcontrole', maar deze termen hebben een fiscale connotatie.

<sup>19</sup> Beïnvloeding van de belasting kan behalve door de netbeheerder ook door het energiebedrijf of een energiedienstverlener gebeuren, al dan niet in opdracht van de netbeheerder. Omdat de focus van dit rapport op de netbeheerder ligt, wordt enkel hierover gesproken.

<sup>20</sup> Dit is de gangbare driedeling bij *load management*, aangezien deze de piek in de belasting beïnvloeden. Sommigen suggereren aanvullende categorieën zoals bijvoorbeeld *interruptible load*, besparing, *customer load control* en decentrale productie.

<sup>21</sup> De technische 'maat' hiervoor is de *load factor*. De *load factor* is gedefinieerd als de gemiddelde netbelasting gedurende een bepaalde periode gedeeld door de maximale netbelasting in deze periode. Een lage *load factor* betekent dat het net relatief weinig efficiënt wordt gebruikt. Het verschil in netbelasting tussen piek en dalperioden is van belang voor de netinvesteringen.

<sup>22</sup> Deze drie manieren worden gezamenlijk ook wel aangeduid als *load factor correction*. Soms wordt nog een vierde methode toegevoegd, te weten *strategic load growth*. In dit geval bevordert de netbeheerder de netbelasting op een bepaalde locatie (bijvoorbeeld om de netstabiliteit te verbeteren). Dit is geen vorm van *load factor correction* maar van *load profile correction*.

- ✓ *Load shifting*: De netbeheerder verschuift belasting van het ene moment (vaak een piekperiode) naar het andere moment (*off peak*).

### 3.2 Vraagrespons door flexibele nettarieven

*Demand-side management* (vraagzijde management) is de aanduiding voor de wijze waarop netbeheerders afnemers zover krijgen dat *load control* mogelijk is. Bij vraagzijde management, kortweg vraagrespons, probeert de netbeheerder het netgebruik van afnemers te beïnvloeden. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen statische vraagrespons en dynamische vraagrespons.

*Statische vraagrespons* beoogt de energievraag te beïnvloeden door zich te richten op de omvang van de energieconsumptie. Het omvat beleid en activiteiten om eindgebruikers te motiveren om het normale energiepatroon te wijzigen, maar zonder dat hieraan specifieke prikkels of beloningen worden gekoppeld. Als voorbeeld kunnen de regelingen en programma's voor energiebesparing worden genoemd, via welke afnemers geïnformeerd worden over het belang en de voordelen (voor henzelf) van energiebesparing.

Bij *dynamische vraagrespons* worden afnemers actief betrokken bij het verbeteren van de efficiëntie van het energiesysteem of het netgebruik. Via het geven van financiële (markt gebaseerde) prikkels worden afnemers gemotiveerd om de netbelasting op bepaalde momenten te wijzigen zodat de netbeheerder het net efficiënter kan beheren.<sup>23</sup> Waar in het vervolg van dit rapport gesproken wordt over 'vraagrespons', wordt op deze dynamische vraagrespons gedoeld.

Dynamische vraagrespons omvat verschillende methoden om de efficiëntie van het (systeem- en) netgebruik te vergroten. Het gaat uit van een actieve rol van de netgebruiker waarbij sprake is van prikkels om het gedrag van de netgebruiker te beïnvloeden. Vraagrespons kan als volgt worden gedefinieerd:

Het wijzigen van de energievraag door eindgebruikers ten opzichte van hun normale energieverbruikspatroon in reactie op een financiële prikkel via de elektriciteitsprijzen of -tarieven of in reactie op prikkels die bedoeld zijn om het elektriciteitsgebruik te beïnvloeden op specifieke momenten wanneer de kosten van elektriciteit hoog zijn of wanneer de betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet of elektriciteitssysteem in het geding is.

### 3.3 Focus van deze studie

#### 3.3.1 Selectie van relevante tariefconcepten

Deze studie gaat over flexibilisering van de nettarieven. Dat betekent dat het accent ligt op manieren om netgebruikers prikkels te geven via de tarieven zonder dat de netbeheerder zelf over het netgebruik beslist. Dit betekent dat de studie zich beperkt tot tariefopties voor vraagrespons zonder dispatch-mogelijkheid voor de netbeheerder.

Omdat de studie handelt over nettarieven vallen eveneens de opties af waarin de netbeheerder contracten sluit met afnemers om een bepaalde respons te geven. Flexibiliteitscontracten (zoals afschakelcontracten) zijn in feite operationele maatregelen met een prijs, niet een tarief. Ditzelfde geldt voor *rebates* waarbij de netbeheerder (op individuele basis) bepaalt goed gedrag (financieel) beloont.

Verder is van belang op te merken dat de studie handelt over *nettarieven*. De prikkels worden door de netbeheerder via de tarieven gegeven om netinvesteringen uit te sparen. In veel gevallen

<sup>23</sup> Het begrip 'vraagrespons' wordt in de regel gebruikt in geliberaliseerde elektriciteitsmarkten, waarbij afnemers via financiële prikkels worden benaderd. In traditionele (geïntegreerde) elektriciteitssystemen, waarbij de *utility* zowel de energielevering verzorgt als het net beheert, wordt hiervoor ook wel de term *Orderly Power Utilization* gebruikt. Hierbij wordt de netbelasting van afnemers meer via administratieve of contractuele procedures beïnvloed dan door marktsignalen. Deze methoden blijven verder buiten beschouwing.

waarin gesproken wordt over *real-time pricing* zijn de prijzen commodityprijzen op de markt. Prijspieken in de markt hoeven niet samen te vallen met netwerkcongestie, zodat deze prijzen als prikkels voor het netgebruik niet heel relevant zijn. Voor zover de prijzen de kosten en waarde van netcapaciteit reflecteren, vallen deze wel binnen de scope. Om dit onderscheid te duiden, zullen wij in het vervolg spreken over *real-time network pricing*. Het zogenaamde nodal pricing is een voorbeeld hiervan, althans voor zover het gaat om de componenten in de prijzen die gerelateerd zijn aan netverliezen en netcongestie.<sup>24</sup>

Een en ander betekent dat in deze studie vooral de volgende soorten nettarieven van belang zijn:

- ✓ *Time-of-use pricing*.
- ✓ Critical peak pricing, en wel in de vorm van *Fixed period critical peak pricing*.
- ✓ *Real-time network pricing*.

Een laatste punt van afbakening gaat over de vraag *wie* een nettatarief verschuldigd is. In Nederland is de keuze gemaakt dat een producent geen tarief hoeft te betalen voor invoeding op het net. Ander gezegd: het producententarief is nul. Vanuit het perspectief van het kunnen sturen van de netbelasting door veranderingen in het nettatarief zou het hanteren van een producententarief extra stuurmogelijkheden opleveren. Omdat een producententarief op dit moment niet aan de orde is beschouwen wij in dit rapport alleen vormen van flexibele nettarieven die in rekening worden gebracht aan verbruikende afnemers. Er zijn verschillende varianten voor elk tariefconcept (zie ook Tabel 1).

### 3.3.2 Time-of-use pricing

Bij *Time-of-use pricing* worden (vaste) tijdsblokken gedefinieerd waarin hogere en lagere tarieven van toepassing zijn (zoals de dag- en nachtprijzen voor de elektriciteitslevering). Dit is zowel mogelijk voor de getransporteerde energie (kWh) als voor de capaciteit (kW). [ToU-I]

Onder *Time-of-use pricing* kan ook de variant meegenomen worden van een verdere differentiatie naar fysieke doorlaatwaarde (dus aanpassing van de grootte van de ‘zekering’). 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. [ToU-II]

### 3.3.3 Critical peak pricing

Bij *Critical peak pricing* worden (beperkte) tijdsperioden gedefinieerd waarin het net (normaliter) sterk belast is. [CPP-I]

Onder *Critical peak pricing* kunnen ook de varianten meegenomen worden die de prikkels via het capaciteitstarief geven. In dit geval wordt de piek niet gedefinieerd door het systeem (hoge transportbelasting) maar door de aansluiting (hoge belasting op de aansluiting). Hierbij zijn de volgende varianten denkbaar:

- a. Afrekening op vermogen (kW): Hiervoor zijn twee opties:
  - i. Afrekening op gecontracteerd vermogen: Hierbij wordt het nettatarief bepaald (en afgerekend) op het gecontracteerd vermogen. In feite kiezen en betalen afnemers dan voor een ‘bandbreedte’ of ‘abonnement’ waarbinnen hun netgebruik zich beweegt. In deze variant

<sup>24</sup> Nodal pricing houdt in dat op specifieke locaties (‘nodes’ of knooppunten in het netwerk) producenten en afnemers biedingen indienen voor invoeding en afname van energie. Rekening houdend met de beschikbare transportcapaciteit komt in *real time* een prijs tot stand waarmee de markt wordt geruimd. In dit systeem is geen aparte onbalansmarkt nodig zoals in Europa omdat de markt ‘in één keer’ ruimt. Dit systeem wordt bijvoorbeeld in Nieuw Zeeland en de Verenigde Staten toegepast en is het bekendst voor het transmissienetwerk. Huishoudens zijn meestal niet blootgesteld aan de prijsfluctuaties op de knooppunten.

wordt het nettatarief voor kleinverbruikers gebaseerd op het gecontracteerde vermogen in kW. De tariefdrager blijft dus kW. [CPP-II]

- ii. Afrekenen op gemeten vermogen (kW) achteraf: Een andere mogelijkheid 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.<sup>25</sup> Aangeslotenen krijgen dus een maandelijks wisselende rekening voor de gebruikte maximum capaciteit. [CPP-III]
- b. Gecontracteerd vermogen met stoplichtmodel: Hierbij contracteren netgebruikers een bepaald vermogen, maar stuurt de netbeheerder een signaal (stoplichtsignaal) op welke momenten er capaciteitsbeperkingen van kracht zijn. Wanneer dit niet zo is, kan de afnemer ‘ongestraft’ een hoger vermogen onttrekken.<sup>26</sup> Als het stoplicht op groen staat, telt de maximale vermogenspiek niet mee voor de maandelijks afrekening. Als het stoplicht op rood staat, telt de maximale vermogenspiek wel mee voor de maandelijks afrekening.<sup>27</sup> [CPP-IV]

### 3.3.4 Real-time network pricing

*Real-time network pricing* levert dynamische nettarieven die locatie- en/of tijdsafhankelijk zijn. Hiervoor zijn allerlei varianten denkbaar (zie de onderverdeling naar ruimtelijke en tijdsgranulariteit in Figuur 5). Een belangrijke variant is een tarief dat afhangt van de werkelijke netbelasting. Alleen op de momenten dat het net zwaar belast wordt, geldt dan een hoger tarief. Op die momenten dat er voldoende ‘ruimte’ in het net aanwezig is, geldt dan een lager tarief.<sup>28</sup> [RTP-I]

Implementatie in het capaciteitstarief betekent dit dat er een afwisselende prijs per kW geldt per periode.<sup>29</sup> Idealiter zijn dit uurprijzen. [RTP-II] Wanneer deze perioden worden geclusterd in tijdsblokken, vloeit de systematiek over in die van *Critical peak pricing* of *Time-of-use pricing*.

Tabel 1. Overzicht van de verschillende varianten voor flexibele nettarieven.

	GEBRUIK - kWh	CONTRACT - kW <sub>CONTRACT</sub>	GEBRUIK - kW <sub>MAX</sub>	OVERIG
TIME OF USE	ToU-I	ToU-II	ToU-I	
CRITICAL PEAK PRICING	CPP-I	CPP-II	CPP-III	CPP-IV
REAL-TIME NETWORK PRICING	RTP-I		RTP-II	

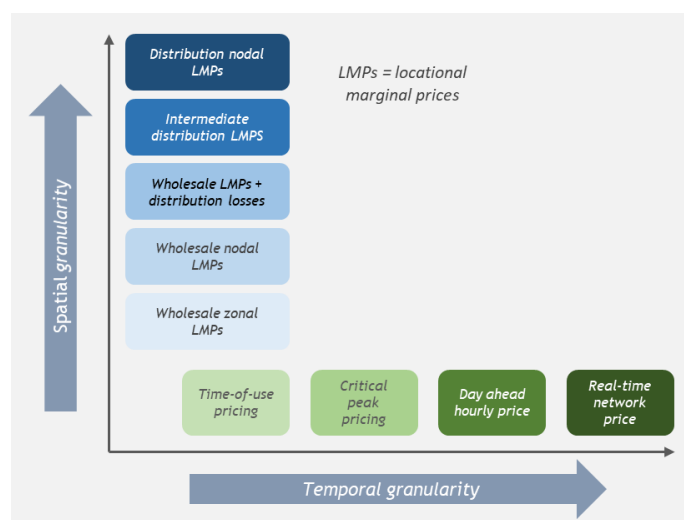
<sup>25</sup> Deze optie is enkel mogelijk voor kleinverbruikers met een slimme meter waarbij achteraf per maand wordt gekeken naar de hoogste vermogensonttrekking.

<sup>26</sup> Voor toepassing van deze optie bij kleinverbruikers is een slimme meter wenselijk. Ook is een fysieke (technische) implementatie mogelijk waarin de netbeheerder de aansluitcapaciteit van afstand beperkt. Deze laatste optie valt buiten de scope van deze studie, omdat de netbeheerder dan actief ‘stuursignalen’ geeft (en niet langer alleen indirecte ‘tariefsignalen’).

<sup>27</sup> Een dergelijk model kan goed gecombineerd worden met *smart charging*: het laden van elektrische voermiddelen kan dan plaats vinden op momenten dat er geen netbeperkingen zijn (groen stoplicht).

<sup>28</sup> Het verschil met bijvoorbeeld CPP-II is dat een piektarief voor vaste tijdsperioden geldt (vaak voor meer uren dan dat het daadwerkelijke transportprobleem optreedt). Bij *realtime network pricing* geldt het hoge tarief enkel op de (exacte) momenten van de transportproblemen (die per dag kunnen verschillen). Een dergelijk tarief kan trouwens zowel landelijk zijn als zeer regionaal worden ingevoerd - zie de opties voor ruimtelijke granulariteit in Figuur 5.

<sup>29</sup> Deze optie is enkel mogelijk voor kleinverbruikers met een slimme meter waarbij achteraf per maand wordt gekeken naar de hoogste vermogensonttrekking.



Figuur 5. Schematische weergave van verschillende tariefoplossingen naar ruimtelijke en tijdsgranulariteit.<sup>30</sup>

In dit rapport zal de nadruk bij flexibele nettarieven liggen op de tijdscomponent: het differentiëren van de tarieven naar moment van verbruik. Hierbij is het mogelijk om deze tarieven uniform toe te passen of enkel in specifieke netten.

### 3.4 Benaderingen voor flexibele tarieven

Invoering van flexibele tarieven kan op twee manieren plaatsvinden. Allereerst is het mogelijk om afnemers die transportproblemen in het net helpen verminderen, via de tarieven te belonen. Dit zullen we hieronder aanduiden als de *bonusbenadering*. Een andere manier is om afnemers die bijdragen aan transportproblemen op het net, via de tarieven hiervoor te 'bestrafen'. Dit zullen we hieronder de *malusbenadering* noemen.

Bij beide benaderingen speelt dat de prikkels gegeven moeten worden aan afnemers die de transportproblemen daadwerkelijk beïnvloeden. Doordat nettarieven meer generiek van aard zijn, ligt dit in de praktijk ingewikkelder. Daarop zal hieronder worden ingegaan.

#### 3.4.1 Toepassing van de bonusbenadering

Figuur 6 geeft grafisch weer hoe de tariefprikkels uitwerken op de netafnemers bij toepassing van de bonusbenadering. In deze figuur is dit geïllustreerd voor de situatie dat de prikkels op verbruiksbasis (kWh) worden gegeven.

Wanneer zich een capaciteitstekort voordoet of dreigt voor te doen (stap 1 in de figuur) zal de netbeheerder een inschatting maken van de kosten van netverzwaring (stap 2). Wanneer de netgebruikers hun elektriciteitsverbruik (en evt. lokale productie) niet aanpassen, zal de netbeheerder deze kosten moeten maken om het transportprobleem om te lossen. Bij toepassing van flexibele tarieven worden deze kosten uitgespaard. Daarmee vormen deze kosten het maximale 'budget' voor de netbeheerder om aan afnemers aan te bieden op voorwaarde dat zij hun gedrag zodanig aanpassen dat de netverzwaring niet meer nodig is. Deze prikkel is daarmee een *bonus*: het vormt een beloning voor afnemers die het netprobleem helpen verminderen. Deze bonus kan de vorm hebben van een tariefkorting of van een betaling van de netbeheerder aan de afnemer in de vorm van een extra tariefcomponent.<sup>31</sup> De essentie is dat het effectief te betalen nettarief lager wordt voor afnemers die het transportprobleem helpen reduceren of oplossen.

<sup>30</sup> Bewerking van: MIT Energy Initiative, *Utility of the Future*, 2016.

<sup>31</sup> De bonusbenadering heeft als praktisch 'probleem' dat geschat moet worden hoe hoog het netgebruik van afnemers zou zijn geweest zonder de prikkels. M.a.w. wat is de referentiewaarde? Immers, er wordt

Het transportprobleem is een lokaal probleem. Het beschikbare budget wordt bij voorkeur via de flexibele tarieven toegekend aan de lokale netgebruikers om zo de maximale prikkel te geven. Wanneer het niet mogelijk is om plaatsafhankelijke tarieven te hanteren zal de prikkel aan alle gebruikers in het net moeten worden toegekend, dus ook aan gebruikers op locaties waar hun gedrag niet bijdraagt aan de oplossing van het netprobleem (stap 3). Omdat het beschikbare budget vaststaat - deze zijn immers gelijk aan de kosten van het alternatief: de netverzwaring - leidt dit tot 'verdunding' van de flexibele tarieven. De hoogte van de prikkels via de tarieven zal afnemen (in de figuur is dit aangegeven door de steeds kleinere eurotekens).<sup>32</sup>

Eenzelfde 'verdunding' zal optreden wanneer de prikkels niet alleen op het (verwachte) moment van de transportbeperking gegeven worden, maar ook op andere tijden (bijvoorbeeld in vaste tijdsblokken). Wanneer het beschikbare budget wordt 'uitgesmeerd' over meer momenten dan alleen de uren dat zich daadwerkelijk een probleem voordoet, zal de prikkel nog verder verdunnen (stap 4).<sup>33</sup>

Wanneer het flexibele tarief is vastgesteld en hierdoor een prikkel wordt gegeven aan afnemers, is het aan de afnemers om hierop te besluiten te reageren. Flexibele tarieven kenmerken zich doordat de netbeheerder niet stuurt (dus geen mogelijkheid heeft om het netgebruik bij afnemers direct aan te passen). De afnemers zullen deze afweging zelf moeten maken. Hiervoor is de waarde van de elektriciteit van belang (in combinatie met de hoogte van de prikkel). Een tariefbonus vertaalt zich via de prijselasticiteit in een bepaalde gedragsverandering (stap 5). Ook de *opportunity costs* zijn hierbij van belang: wanneer afnemers hun flexibiliteit op een andere flexibilitetsmarkt voor een hoger bedrag kunnen verkopen, zullen zij mogelijk daarvoor kiezen.

De geleverde respons komt vervolgens voor de netbeheerder beschikbaar (stap 6). De netbeheerder moet beoordelen of de respons voldoende is om het netprobleem op te lossen (en of de netverzwaring daarmee inderdaad wordt uitgespaard).

---

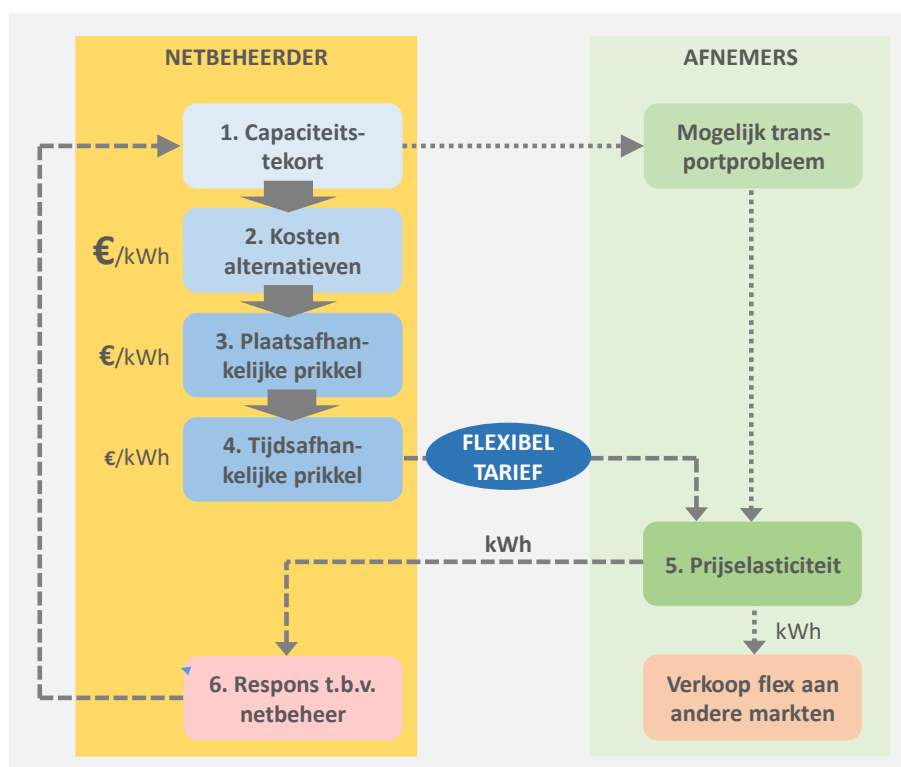
een beloning toegekend aan het verlagen van het netgebruik, maar dit lagere netgebruik kan niet (of moeilijk) objectief worden gemeten. Dit betekent dat de bijdrage van afnemers aan het oplossen van transportproblemen op andere wijze moet worden bepaald.

Deze situatie kan allerhande complicaties opleveren. Zo kan een afnemer besluiten om het laden van een elektrische auto tijdelijk stop te zetten om het net te helpen maar op hetzelfde moment besluiten om een elektrisch kacheltje elders in de woning aan te zetten, zoals hij elke avond doet. Ten opzichte van de door de netbeheerder verwachte transportpiek zal er dan een bijdrage zijn, maar gemeten op de aansluiting is hiervan dan weinig te merken.

<sup>32</sup> In dit rapport wordt verder niet ingegaan op de effectiviteit van de gegeven prikkels wanneer deze ook op andere momenten wordt gegeven (dus op momenten dat er geen netprobleem is).

<sup>33</sup> In dit rapport wordt verder niet ingegaan op de effectiviteit van de gegeven prikkels wanneer deze ook aan andere afnemers (anders dan de afnemers die door aanpassing van hun netgebruik het netprobleem kunnen helpen oplossen) wordt gegeven.





Figuur 6. Grafische weergave van de tariefprikkel op afnemers bij toepassing van de bonusbenadering voor de situatie dat de prikkels op verbruiksbasis (kWh) worden gegeven.

### 3.4.2 Toepassing van de malusbenadering

Figuur geeft grafisch weer hoe de tariefprikkel uitwerken op de netafnemers bij toepassing van de malusbenadering. In deze figuur is dit geïllustreerd voor de situatie dat de prikkels op verbruiksbasis (kWh) worden gegeven.

In geval van een malus geeft de netbeheerder netgebruikers een ‘boete’ als er een transportprobleem optreedt of dreigt op te treden. De netbeheerder zal het voor het transport verschuldigde tarief verhogen op zo’n manier dat de afnemers hun netgebruik reduceren. Idealiter stelt de netbeheerder de tariefstijging vast op een waarde die ertoe leidt dat het net de toegestane transporten nog net kan accommoderen.

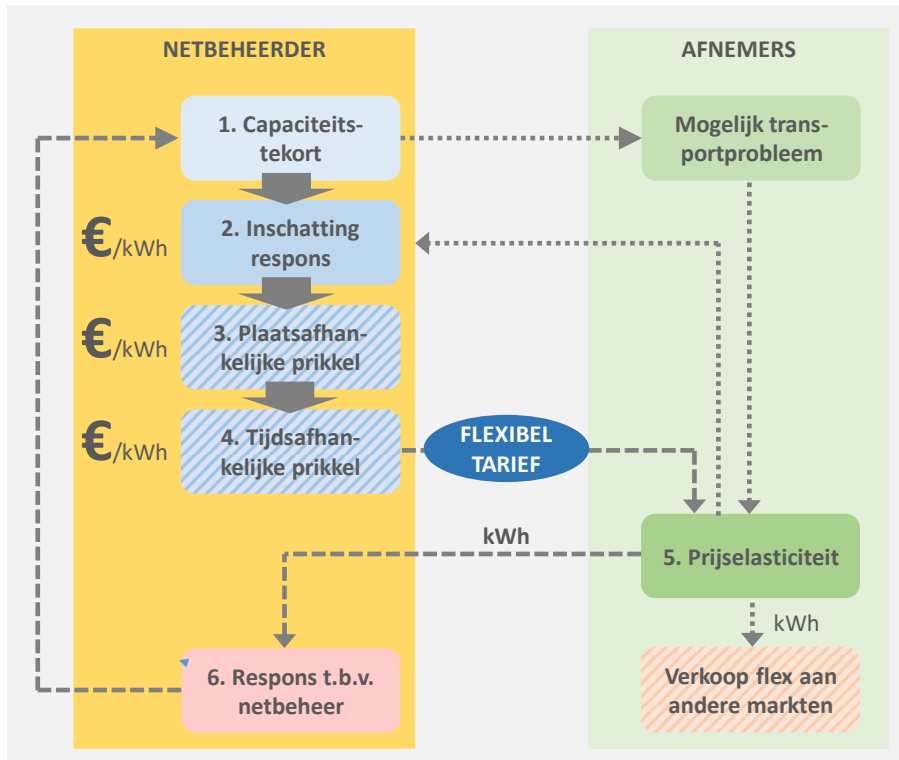
Door de tariefstijging worden afnemers ‘bestraft’ als zij door hun netgebruik bijdragen aan transportproblemen. Via de maluscomponent geeft de netbeheerder de effecten van het gedrag van afnemers terug. Om de malus in te regelen zal de netbeheerder moeten uitgaan van de verwachte omvang van de transportproblemen en de prijselasticiteit van de betrokken afnemers. De malus wordt (achteraf) bij afnemers in rekening gebracht op basis van het daadwerkelijke netgebruik.<sup>34</sup>

Wanneer een netbeheerder de omvang van het transportprobleem kent (stap 1) en de prijselasticiteit (stap 5) kan hij de malus definiëren voor afnemers op een locatie met een transportprobleem en voor moment dat dit transportprobleem optreedt of dreigt op te treden (stap 2). Naar verwachting zal de hoogte van de tariefprikkel in de malusbenadering hoger zijn dan de prikkel in de bonusbenadering. Dit is in de figuur aangegeven door de grotere eurotekens.

<sup>34</sup> De malusbenadering heeft in de uitwerking het ‘probleem’ dat het nettarief preventief stijgt (om de prikkel tot reductie van het netgebruik te geven) maar wanneer uiteindelijk geen transportprobleem optreedt (doordat de prikkel heeft gewerkt), de afnemers voor hun resterende elektriciteitsgebruik toch voor de hogere nettarieven (moeten) worden aangeslagen. Theoretisch zou de netbeheerder dan alsnog het lagere nettarief kunnen berekenen, maar dit kan het effect hebben dat afnemers voortaan de prijsignalen van de netbeheerder minder serieus gaan nemen.

Afhankelijk van de vraag of het mogelijk is om plaatsafhankelijke en tijdsafhankelijke tarieven te hanteren, zal de tariefprikkel ook elders in het net (stap 3) of op andere momenten dan waarop de netproblemen zich voordoen (stap 4) moeten worden ingevoerd. Omdat de hoogte van de tariefprikkel in de malusbenadering is afgestemd op de beoogde (en verwachte) respons staat dit tarief vast en zal toepassing op andere locaties of momenten tot toepassing van ditzelfde tarief leiden.<sup>35</sup>

Een malus vertaalt zich via de prijselasticiteit in een bepaalde gedragsverandering (stap 5). Ook in de malusbenadering zal de netbeheerder moeten afwachten wat het effect van de tariefprikkel is (stap 6) en op basis hiervan beoordelen of het netprobleem adequaat is opgelost (of voorkomen).



Figuur 7. Grafische weergave van de tariefprikkel op afnemers bij toepassing van de malusbenadering voor de situatie dat de prikkel op verbruiksbasis (kWh) worden gegeven.

### 3.5 Ervaringen met flexibele nettarieven

In bijlage B wordt een overzicht gegeven van de belangrijkste inzichten vanuit praktijkervaringen met flexibele nettarieven. De nadruk ligt daarbij op praktijkervaringen aangaande de impact van

<sup>35</sup> Er treedt in de malusbenadering dus geen ‘verdunding’ op zoals in het geval van de bonusbenadering. Wel zal ruime toepassing van malustarieven ertoe leiden dat (forse) prikkel gegeven worden op locaties waar geen sprake is van een transportprobleem, en derhalve ook tot (forse) extra tariefinkomsten kunnen leiden, waarvoor in de regulering moet worden gecorrigeerd. Wanneer op eenzelfde moment zich een transportprobleem voordoet op twee of meer locaties in het net van een netbeheerder en enkel plaatsafhankelijke tarieven mogelijk zijn, zal de hoogte van de noodzakelijke tariefprikkel verschillen voor de verschillende locaties. De malus moet dan gelijk worden gesteld aan de hoogste waarde, zodat ook het netprobleem op de ‘duurste’ locatie wordt opgelost.

flexibele nettarieven op *systemaspecten* van het elektriciteitsnetbeheer, wat zich vertaalt in een drietal doelstellingen:

1. Een *efficiënter gebruik* van het elektriciteitsnet.
2. Een *beter betaalbaar* elektriciteitsnet (door het verminderen van netverzwaringen).
3. Een elektriciteitsnet dat de invoeding van *meer duurzaam geproduceerde elektriciteit* faciliteert.

Er zijn wereldwijd een groot aantal demonstratie- en onderzoeksprojecten uitgevoerd die inzicht bieden in de effectiviteit van *Time-of-use pricing*, *Critical peak pricing* en *Real-time pricing*. Met uitzondering van *Nodal pricing* - een vorm van real-time pricing - worden zuiver flexibele nettarieven voor zover bekend niet op grote schaal toegepast.

De pilots laten zien dat *Time-of-use pricing*, *Critical peak pricing* en *Real-time pricing* producenten en afnemers kunnen aansporen om hun productie en consumptie aan te passen. In algemene zin is er verder consensus dat *Time-of-use pricing* het eenvoudigst is om in te voeren maar *real-time pricing* (vanwege de directe koppeling met de actuele energieprijzen) de hoogste effecten heeft.

In Tabel 2 worden de genoemde doelen aangaande de *systemaspecten* van elektriciteitsnetbeheer verder geoperationaliseerd door deze uit te splitsen in meetbare subdoelen met prestatie indicatoren. Vervolgens worden de praktijkervaringen met de impact van de drie methoden voor vraagrespons op deze subdoelen samengevat. Geconcludeerd kan worden dat de pilots inzicht bieden in een groot aantal *systemaspecten*, maar tevens dat er nog veel 'blinde vlekken' zijn wat betreft praktijkervaringen met flexibele nettarieven.

Een belangrijk aandachtspunt is dat het nog niet duidelijk is of de kosten van vraagresponsmethoden in het geval van grootschalige uitrol opwegen tegen de waarde die gecreëerd wordt met het leveren van flexibiliteit.

Tabel 2. Overzicht van praktijkervaringen met flexibele nettarieven: De invloed van ToU, CPP en RTNP op de *systemaspecten* van elektriciteitsnetbeheer.

DOELEN	PRESTATIE-INDICATOR	TIME-OF-USE PRICING	CRITICAL PEAK PRICING	REAL-TIME NETWORK PRICING	STURING VANUIT EEN AGGREGATOR (GEEN FLEXIBEL NETTARIEF)
<b>Een efficiënter gebruik van het elektriciteitsnet</b>					
Lagere piekvraag	Lagere piekvraag per 'nuttig aantal aansluitingen' [kW / 'nuttig aantal aansluitingen']	Het project INZET concludeert dat potentieel van vraagrespons vanuit bedrijven op het MS-net zeer beperkt is. Belangrijkste oorzaak is de grote variëteit per sector waardoor het lastiger is om een 'massa-markt' te bereiken.  INZET signaleert tevens dat er op dit moment een prikkel voor zelfverbruik ontbreekt in de flexibele nettarieven (barrière) en stelt voor om praktijkexperimenten uit te voeren met andere reguleringsprikkel.  In de projecten JEM 1.0 en 2.0 stimuleerden flexibele nettarieven huishoudens tot een loadshift waarbij de piekvraag met 31% kon worden gereduceerd. Belangrijkste apparaten omvatten witgoed apparatuur. Interessant om te vernemen is dat er geen grote verschillen gemeten konden worden in de vraagrespons afhankelijk van verschillende prijschema's (indicatie beperkte prijselasticiteit).  In het Sunshine tariff project wordt er een piekvraagreductie van 10% gerealiseerd middels een simpel TOU schema (2 blokken). Voor dit specifieke project was de gerealiseerde piekvraagreductie echter onvoldoende om netverzwaringen te vermijden.		Het project 'Slimme Kantoren' (ProSECco) laat de technische mogelijkheden van RTP (niet RTNP) zien om de piekvraag te beïnvloeden. Er worden geen kwantitatieve uitspraken gedaan over de bereikte <i>load shifts</i> bij de kantorenpanden.	*

DOELEN	PRESTATIE-INDICATOR	TIME-OF-USE PRICING	CRITICAL PEAK PRICING	REAL-TIME NETWORK PRICING	STURING VANUIT EEN AGGREGATOR (GEEN FLEXIBEL NETTARIEF)
<b>Betere aansluiting van aanbod en vraag profielen</b>	Minder inkoop van flexibiliteitsdiensten netbeheerder [MWh / jaar]	x	x	In het project <i>Power Matching City II</i> is de technische haalbaarheid van RTNP pricing bewezen - het 'proof of concept' wordt als succesvol bestempeld.	x
<b>Een beter betaalbaar elektriciteitsnet</b>					
<b>Lagere totale kosten voor elektriciteitstransport (transmissie en distributie)</b>	Totale kosten voor netbeheer per aansluiting [€ / jaar]	x	x	Het project 'Slimme kantoren' (ProSECCo) biedt een indicatie van de financiële voordelen van RTP (niet RTNP) voor energiegebruikers- 5% besparing op de jaarlijkse energiekosten, uitgaande van de toenmalige elektriciteitsprijzen.	In het project 'Ijs van Columbus' (ProSECCo) kwam naar voren dat flexibele nettarieven geen business case hebben wanneer netverzwaringen niet benodigd zijn.
<b>Faciliteren van meer duurzaam geproduceerde elektriciteit</b>					
<b>Meer hernieuwbare elektriciteit in de elektriciteitsvoorziening</b>	Hoeveelheid 'peak trashing' van hernieuwbare elektriciteit ten gevolge van congestie op het net [MWh / jaar]	x	x	x	x
<b>Kleinere herverdelingseffecten op inkomens</b>	Verdeling van het effect op energierekening van afnemers [€ / jaar]	x	x	Het project <i>Power Matching City II</i> biedt inzicht in een manier om het draagvlak voor Real-time network pricing onder huishoudens te vergroten.	Het project 'EnergieKoplopers Heerhugowaard' (ProSECCo) liet zien dat er mogelijk problemen rond draagvlak bij huishoudens is omdat flexibele nettarieven onzekerheid met zich mee brengen in de energielasten.
<b>Minder veiligheidsincidenten</b>	Aantal veiligheidsincidenten per jaar per 1000 aansluitingen. [# incidenten / (jaar * 1000 aansluitingen)]	x	x	x	x

## 4 De behoefte aan flexibiliteit voor het net – een verkenning

### 4.1 Inleiding en aanpak

In dit hoofdstuk wordt aan de hand van een aantal praktijkvoorbeelden geprobeerd om inzicht te verkrijgen in de wijze waarop flexibele nettarieven kunnen worden geïmplementeerd. Hiervoor bestaan verschillende werkwijzen.

Een klassieke aanpak is om te starten met het inschatten van de vraagelasticiteit bij afnemers, zodat op basis daarvan nettarieven kunnen worden bepaald die de juiste financiële prikkels geven om een bepaalde respons (verminderde nettransporten) te realiseren. Het blijkt in de praktijk complex om uniforme (en zinvolle) informatie te vergaren omtrent de prijselasticiteit. Er zijn veel pilots uitgevoerd maar het blijkt lastig om de resultaten hiervan te generaliseren naar afnemers buiten de pilot. We komen hierop in hoofdstuk 5 terug.

Hieronder zal een andere aanpak worden gekozen, en wel een aanpak die uitgaat van de *vermeden kosten*. Deze aanpak komt erop neer dat – omdat flexibele nettarieven netinvesteringen bedoelen uit te stellen of te voorkomen – de jaarlijkse kapitaalslasten die met deze netinvesteringen verband houden, een maximum vertegenwoordigen dat vertaald kan worden in een maximaal ‘budget’ dat de netbeheerder tot zijn beschikking heeft voor de flexibele nettarieven. De gedachte hierbij is dat het hanteren van flexibele nettarieven alleen zinvol is wanneer de jaarlijkse kosten voor de netbeheerder opwegen tegen de jaarlijkse kosten van het alternatief, de netinvesteringen.<sup>36</sup>

Hieronder zullen een aantal referentiecasijs worden beschreven, waarin (modelmatig) een capaciteitsknelpunt zal worden gerealiseerd. De kosten van het alternatief (netverzwaring) zijn dan voor elke casus bekend. Op basis van de modelberekeningen kan vervolgens worden vastgesteld van welk capaciteitstekort (in kW of in kWh) sprake is. Op basis hiervan kan een bovenwaarde voor de flexibele ‘opslag’ op de nettarieven worden bepaald, alsmede een soort ‘bandbreedte’ waaraan gedacht zou kunnen worden, wanneer men flexibele nettarieven overweegt.

### 4.2 Uitgangspunten

#### 4.2.1 Modelrepresentatie

Om inzicht te verkrijgen in de behoefte aan flexibiliteit bij een netbeheerder worden een aantal referentiecasijs gedefinieerd. Deze casus representeren reële netsituaties voor laagspanning (LS) en middenspanning (MS).

Bij de casus moet bedacht worden dat er circa 100.000 laagspanningsnetten in Nederland zijn, waarvan er geen twee aan elkaar gelijk zijn. Niet alleen het aantal afnemers verschilt per net, maar ook het verbruik per afnemer, het afnameprofiel alsmede het aantal en soort zakelijke afnemers dat op ieder net is aangesloten. Verder verschillen ook de technische kenmerken per net: het type distributietransformator, het kabeltype (materiaal, dikte, capaciteit), de leeftijd van de componenten, etc.

---

<sup>36</sup> Deze afweging ligt ook ten grondslag aan de zogenaamde ‘netbeheerder kostenbatenanalyse’. In de regel verdienen, bij gelijke kosten, netinvesteringen/netverzwaringen de voorkeur boven oplossingen met vraagrespons, omdat deze een grotere betrouwbaarheid met zich meebrengen én omdat het verleden heeft aangetoond dat het investeren in adequate elektriciteitsinfrastructuur vrijwel altijd de voorkeur verdient boven operationele oplossingen. Mogelijke overweging om in geval de kosten van investeren en flexibele nettarieven eenzelfde orde van grootte hebben, toch te kiezen voor oplossingen met vraagrespons zou de situatie kunnen zijn dat de extra transportcapaciteit slechts voor een korte periode (enkele jaren?) noodzakelijk is of dat het vanwege operationele problemen niet mogelijk is om de netinvesteringen binnen de gewenste termijn te realiseren.

Desalniettemin zijn casus nuttig omdat ze inzicht geven in de soort effecten die optreden wanneer netten intensiever worden gebruikt én de orde van grootte van de benodigde investeringen. Om die reden worden een aantal representatieve situaties in de vorm van referentiecasijs weergegeven - waarbij dan bedacht moet worden dat in werkelijkheid een veelheid aan varianten bestaat.

In de casus gaan we daarom uit van een gemiddeld net in Nederland. Dit is als volgt opgebouwd:

- ✓ Een gemiddeld laagspanningsnet bestaat uit 75 huishoudens en vijf zakelijke afnemers die op een MS/LS transformator zijn aangesloten. Qua capaciteit gaan we hierbij uit van een standaard distributietransformator van 160 kVA of 250 kVA.<sup>37</sup>
- ✓ Een gemiddeld middenspanningsnet bestaat uit 18.750 huishoudelijke aansluitingen en 1.250 zakelijke aansluitingen op het laagspanningsnet en 60 zakelijke afnemers op het middenspanningsnet. Qua capaciteit gaan we hierbij uit van een standaard HS/MS trafo van 50 MVA.<sup>38</sup>

Alle berekeningen zijn gedaan met behulp van het *D-Cision Systeemmodel*.

#### 4.2.2 Oplossen van capaciteitsknelpunten

In het geval de door afnemers gewenste elektriciteitstransporten groter zijn dan de transportcapaciteit, is sprake van een capaciteitsknelpunt. In de regel is dit een situatie waarin het verbruik bij afnemers hoger is dan de transportcapaciteit van het net. Ook is de situatie denkbaar - bijvoorbeeld op een zonnige zomermiddag met een laag elektriciteitsverbruik - dat de lokale elektriciteitsproductie in de wijk (door zonnepanelen) zo hoog is dat de omvang van de teruggeleverde elektriciteit groter is dan de transportcapaciteit van het net.<sup>39</sup>

Over het algemeen treden capaciteitsknelpunten als eerste op in transformatoren en pas in tweede instantie in ondergrondse kabels. Dit is terug te voeren op het ontwerp én de overwegend radiale bedrijfsvoering van distributienetten voor elektriciteit volgens het klassieke netontwerp. In de transformatorstations komen alle kabelverbindingen samen. Elke kabel is normaliter uitgelegd met een bepaalde reservecapaciteit om onzekerheden in de hoogte van de belasting en toekomstige groei van het elektriciteitsverbruik op te kunnen vangen. De transformatoren zijn gedimensioneerd op de samengestelde belasting van alle afgaande kabels. Op transformatorniveau vindt er dus aggregatie plaats op basis van de wet van de grote getallen. Dit betekent dat eventuele uitschieters in de kabelbelastingen in het grotere geheel van de samengestelde belasting worden uitgemiddeld. Anders geformuleerd: hoe hoger het netvlak, hoe hoger de zogeheten gelijktijdigheidsfactor.

Grosso modo is de capaciteit van de kabels ongeveer twee maal zo hoog als die van de transformator. Dit heeft te maken met de genoemde gelijktijdigheidsfactor: de netkabels worden uitgelegd op de verwachte maximale capaciteit, maar bij de transformator wordt rekening met de maximale gelijktijdigheid. Vanwege de (voor distributietransformatoren vaak gehanteerde) gelijktijdigheidsfactor van 0,6 kan voor de transformator vaak worden volstaan met de halve capaciteit. Om deze reden worden transportbeperkingen vaak als eerste 'voelbaar' in de

<sup>37</sup> Voor de huishoudelijke aansluitingen wordt uitgegaan van een gelijktijdige piekbelasting van circa 1 kW<sub>max</sub>. Voor de zakelijke aansluitingen wordt uitgegaan van een gelijktijdige piekbelasting van 7,5 kW<sub>max</sub>. Verder is aangenomen dat de afnemers zijn aangesloten op vijf afgaande LS strengen van elk gemiddeld 200 m lengte.

<sup>38</sup> Voor de zakelijke middenspanningsaansluitingen wordt uitgegaan van een gelijktijdige piekbelasting van 225 kW<sub>max</sub>. Verder is aangenomen dat de HS/MS transformator 25 afgaande MS strengen heeft van elk gemiddeld 10 km lengte en zich in totaal 250 MS/LS distributietransformatoren in het MS-net bevinden. Zie verder voetnoot 37 voor de uitgangspunten voor de onderliggende LS-netten.

<sup>39</sup> In een situatie van een transportprobleem ten gevolge van te hoge teruglevering aan het net, kunnen tariefprikkel ook werken. In dat geval zal de prikkel wel hoger moeten zijn dan de gederfde inkomsten (vanwege de lagere elektriciteitsproductie en -teruglevering).

transformator. Alleen bij zeer grote capaciteitstekorten (in de orde van grootte van de dubbele transformatorcapaciteit) zullen capaciteitstekorten in de ondergrondse netten optreden.

Een capaciteitsknelpunt in een transformator is relatief snel en goedkoop op te lossen.<sup>40</sup> Een transformator is lokaal bovengronds opgesteld en kan betrekkelijk gemakkelijk worden vervangen. Er is slechts op één plek actie nodig en de overlast voor de omgeving is daardoor doorgaans beperkt.

Het oplossen van capaciteitsknelpunten in ondergrondse kabels is daarentegen altijd (per definitie) een omvangrijk karwei omdat het ondergrondse infrastructuur betreft, die zich uitgestrekt over vele tracékilometers. Het vervangen van ondergrondse kabels door kabels met meer capaciteit (opwaarderen) is daardoor bewerklijker én duurder.<sup>41</sup> Bovendien veroorzaakt het vervangen van ondergrondse kabels veel overlast voor de omgeving.

### 4.3 Beschrijving van de referentiecásus

In het kader van de verkenning van flexibele nettarieven zijn vier referentiecásus gedefinieerd. Drie casus hebben betrekking op een laagspanningsnet (cásus LS-1, LS-2 en LS-3) en één casus heeft betrekking op het middenspanningsnet (cásus MS-1). Deze casus worden hieronder nader toegelicht.

#### 4.3.1 Korte beschrijving casus LS-1: elektrisch vervoer

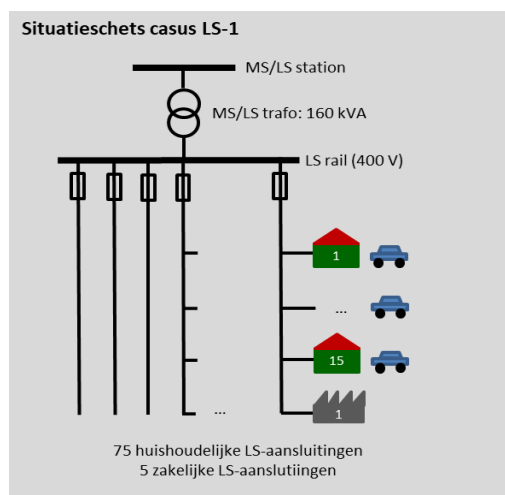
Cásus LS-1 gaat uit van grootschalige opkomst van elektrisch vervoer (EV). Er wordt verondersteld dat in een 'standaardwijk' 75 huishoudelijke klanten en vijf zakelijke klanten zijn aangesloten op het laagspanningsnet (zie Figuur 7).

Verder is verondersteld dat het aantal kilometers per elektrische auto gelijk is aan gemiddeld 15.000 km/jaar. Uitgaande van een elektriciteitsverbruik van 6 km per kWh elektriciteit neemt het elektriciteitsverbruik in de wijk dus toe met 187.500 kWh.<sup>42</sup>

In het basisscenario is uitgegaan van geen elektrische auto's in de wijk. Alle scenario's gaan er bovendien vanuit dat alle elektrische energie vanuit het bovenliggende middenspanningsnet wordt aangevoerd.

In de volgende scenario's wordt uitgegaan van de introductie van 75 elektrische auto's in de wijk, één per huishouden. Het onderscheid tussen de scenario's heeft te maken met verschillende laadstrategieën:

- ✓ SCENARIO 1: De elektrische auto's laden altijd<sup>43</sup> op, d.w.z. geleidelijk gedurende alle 8.760 uur per jaar.



Figuur 7. Schema van casus LS-1.

<sup>40</sup> De kosten liggen in de orde van grootte van circa € 15.000 voor een distributie (MS/LS) transformator en circa € 750.000 tot € 1.000.000 voor een HS/MS transformator, een en ander afhankelijk van het vermogen van de te installeren transformator.

<sup>41</sup> De kosten bedragen indicatief circa € 50.000 per km laagspanningskabel en circa € 150.000 per km middenspanningskabel.

<sup>42</sup> 75 auto's x 15.000 km/jaar / (6 km/kWh).

<sup>43</sup> Het scenario 'altijd opladen' houdt niet in dat iedere auto altijd oplaadt (en nooit rijdt) maar dat de auto's evenredig over de tijd heen rijden en gedurende de andere uren opladen, wat (voor alle auto's tezamen) leidt tot een vlak oplaadprofiel voor alle uren van de dag (en nacht).

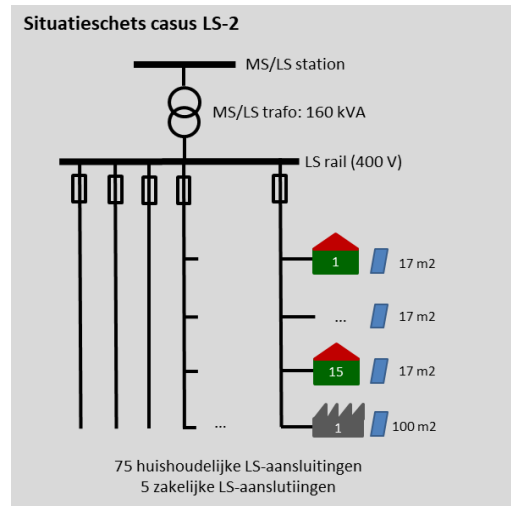
- ✓ SCENARIO 2: De elektrische auto's laden alleen gedurende de nachtelijke uren op, d.w.z. verspreid over circa 3.000 uur per jaar.
- ✓ SCENARIO 3: Alle elektrische auto's laden enkel in de avonduren op, d.w.z. verspreid over circa 800 uur per jaar.

#### 4.3.2 Korte beschrijving casus LS-2: zonnepanelen

Casus LS-2 gaat uit van grootschalige introductie van zonnepanelen in een wijk. Opnieuw wordt uitgegaan van een laagspanningsnet met 75 huishoudelijke klanten en vijf zakelijke klanten (zie Figuur 8).

Het basisscenario gaat uit van geen zonnepanelen in de wijk. In de andere scenario's wordt de uitrol van de zonnepanelen als volgt verondersteld:

- ✓ SCENARIO 1: 25 % dekking van het lokale elektriciteitsgebruik met elektriciteit uit zonnepanelen (122 MWh/jaar).
- ✓ SCENARIO 2: 50 % dekking van het lokale elektriciteitsgebruik met elektriciteit uit zonnepanelen (244 MWh/jaar).<sup>44</sup>
- ✓ SCENARIO 3: 50 % dekking van het lokale elektriciteitsgebruik met elektriciteit uit zonnepanelen in combinatie met 15 elektrische auto's. Omdat verondersteld is dat die zijn uitgerust met *smart charging technology* laden die de accu's automatisch op tijdens zonnige momenten (wat de omvang van de teruglevering aan het bovenliggende net beperkt).



Figuur 8. Schema van casus LS-2.

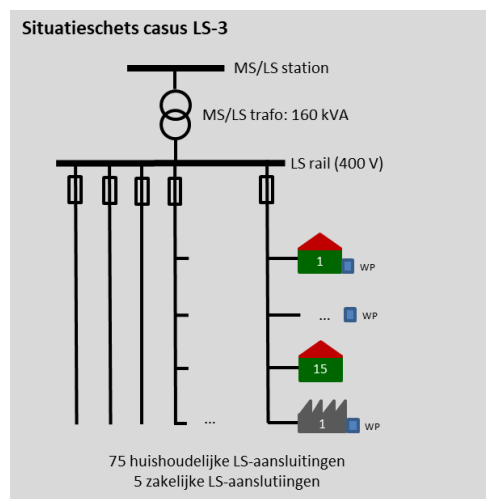
Tijdens zonnrijke momenten ontstaan er capaciteitsknelpunten doordat er op die momenten grote hoeveelheden elektrische energie vanuit het laagspanningsnet in de wijk worden teruggeleverd aan het bovenliggende middenspanningsnet. Daarom is het van belang of de opgewekte zonne-energie in de wijk al of niet lokaal kan worden opgeslagen, bijvoorbeeld in de accu's van elektrische auto's.

#### 4.3.3 Korte beschrijving casus LS-3: warmtepompen

Casus LS-3 gaat uit van de opkomst van warmtepompen in een wijk in het kader van de introductie van aardgasloze (*all electric*) wijken. Opnieuw wordt uitgegaan van een laagspanningsnet met 75 huishoudelijke klanten en vijf zakelijke klanten (zie Figuur 9).

De uitrol van de warmtepompen wordt als volgt verondersteld. In het basisscenario is er geen sprake van warmtepompen. In de scenario's wordt de uitrol van de elektrische warmtepompen als volgt verondersteld:

- ✓ SCENARIO 1: 25 % van de huishoudens (19 afnemers) wordt uitgerust met een warmtepomp en 25 % van de zakelijke klanten (1 afnemer) wordt uitgerust met een elektrische warmtepomp.



Figuur 9. Schema van casus LS-3.

<sup>44</sup> Bij 50 % dekking van het lokale elektriciteitsgebruik gaat het om circa 1.750 m<sup>2</sup> zonnepanelen (oftewel gemiddeld 17 m<sup>2</sup> per huishouden en gemiddeld 100 m<sup>2</sup> per bedrijf).

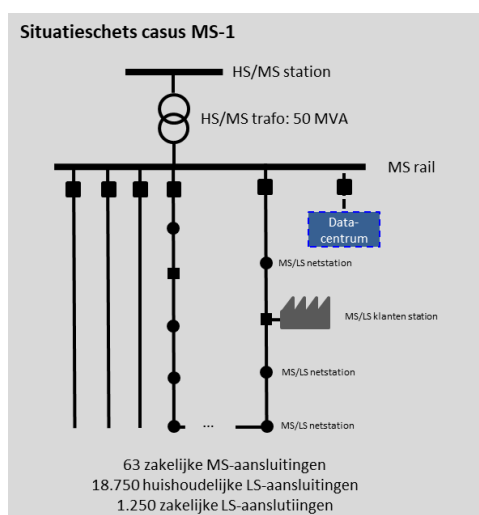


- ✓ SCENARIO 2: 50 % van de huishoudens (38 afnemers) wordt uitgerust met een warmtepomp en 50 % van de zakelijke klanten (3 afnemers).
- ✓ SCENARIO 3: idem als scenario 2, maar nu in combinatie met de veronderstelling dat de huishoudelijke en zakelijke klanten maximaal 20 % van hun reguliere elektriciteitsverbruik overdag (d.w.z. hun elektriciteitsverbruik, exclusief warmtepomp) verleggen naar de nachtelijke uren, d.w.z. dat er sprake is van een reductie van het elektriciteitsgebruik tijdens piekmomenten (vraagrespons).

#### 4.3.4 Korte beschrijving van casus MS-1: datacentrum

Casus MS-1 gaat uit van de aansluiting van een nieuw datacentrum in een middenspanningsnet. Dit net bedient al 18.750 huishoudelijke aansluitingen, 1.250 kleinzakelijke aansluitingen op onderliggende laagspanningsnetten en ruim 60 grootzakelijke aansluitingen op het middenspanningsnet MS-net zelf (zie Figuur 10).

Het basisscenario representeert het net zoals het is vóór de komst van het nieuwe datacentrum. In de andere scenario's wordt de komst van het nieuwe datacentrum als feit verondersteld. De elektriciteitsvraag van het nieuwe datacentrum is zodanig groot (15 MW continu) dat aansluiting op een bestaand hoogspanningsstation (HS/MS station) noodzakelijk is (MS rail).



Figuur 10. Schema van casus MS-1.

De volgende scenario's worden doorgerekend:

- ✓ SCENARIO 1: Aansluiting van een datacentrum van 15 MW op de HS/MS rail, zonder vraagrespons.
- ✓ SCENARIO 2: Aansluiting van een datacentrum van 15 MW met de veronderstelling dat alle huishoudelijke afnemers 20 % van hun reguliere elektriciteitsverbruik tijdens de congestie-uren verleggen naar andere momenten (d.w.z. dat er sprake is van een reductie van het huishoudelijke elektriciteitsgebruik tijdens piekmomenten).
- ✓ SCENARIO 3: Aansluiting van een datacentrum van 15 MW met de veronderstelling dat zowel huishoudelijke als klein-zakelijke laagspanningsklanten 20 % van hun reguliere elektriciteitsverbruik overdag verleggen naar de nachtelijke uren, d.w.z. dat er sprake is van een reductie van het huishoudelijke en klein-zakelijke elektriciteitsgebruik tijdens piekmomenten.

### 4.4 Wanneer de netbeheerder afnemers beloont (modelresultaten)

De in §4.3 genoemde casus zijn gemodelleerd, waarbij het effect op de nettransporten is berekend. De focus hierbij lag op het analyseren van het effect op het optreden van netcongestie.

#### 4.4.1 Flexibele nettarieven en elektrisch vervoer (casus LS-1)

Modelberekeningen voor casus LS-1, waarin de opkomst van elektrisch vervoer wordt verondersteld, laten zien dat geen netcongestie ontstaat in geval het laden van de elektrische auto's gelijkmatig over de dag plaatsvindt. Enkel wanneer deze alle tijdens de avondpiek worden geladen ontstaat een transportprobleem (zie Tabel 3).

Tabel 3. Berekende netcongestie op jaarbasis naar maximale capaciteit (in kW) en jaarlijks volume (in kWh) voor casus LS-1, uitgaande van transformatorcapaciteiten van 160 kVA en 250 kVA.

SCENARIO	160 kVA TRANSFORMATOR		250 kVA TRANSFORMATOR	
Basisscenario	0 kW	0 kWh	0 kW	0 kWh
SCENARIO 1: altijd laden	0 kW	0 kWh	0 kW	0 kWh
SCENARIO 2: laden tijdens nachturen	0 kW	0 kWh	0 kW	0 kWh
SCENARIO 3: laden tijdens avonduren	173 kW	136.000 kWh	83 kW	62.000 kWh

Tabel 4. Identificatie van de oplossing voor de optredende netcongestie voor casus LS-1 in de situatie met een 160 kVA en 250 kVA transformator.

SCENARIO	160 kVA TRANSFORMATOR	250 kVA TRANSFORMATOR
Basisscenario	<i>Geen transportprobleem</i>	<i>Geen transportprobleem</i>
SCENARIO 1: altijd laden	<i>Geen transportprobleem</i>	<i>Geen transportprobleem</i>
SCENARIO 2: laden tijdens nachturen	<i>Geen transportprobleem</i>	<i>Geen transportprobleem</i>
SCENARIO 3: laden tijdens avonduren	<i>Vervanging door 400 kVA trafo + netverzwaring</i>	<i>Vervanging door 400 kVA trafo</i>

De oplossing voor de gesignaleerde netproblemen in scenario 3 is het installeren van een zwaardere transformator en (enkel in geval van de 160 kVA trafo) ook netverzwaring (zie Tabel 4).<sup>45</sup>

Wanneer ervan uitgegaan wordt dat met de inzet van flexibele nettarieven prikkels kunnen worden gegeven, heeft de netbeheerder hiervoor maximaal het 'budget' beschikbaar van het alternatief: de netverzwaring.<sup>46</sup> Omgerekend per kW leidt dit tot een maximale budget per huishouden van € 45 (in geval van de 160 kVA trafo) of € 11 (in geval van de 250 kVA trafo). Dit is het maximale budget voor de netbeheerder om via flexibele nettarieven in deze situatie het congestieprobleem op te lossen; wanneer meer wordt uitgegeven, is het alternatief van netverzwaring voordeliger.

Vertaald naar tarieven leidt dit tot een maximale tariefprikkel (bonus) van ongeveer 20 €/kW/jaar (in geval van de 160 kVA trafo) of 10 €/kW/jaar (in geval van de 250 kVA trafo). Wanneer volumetarieven gehanteerd zouden worden voor deze bonus, worden deze (maximaal) 0,02 €/kWh (in geval van de 160 kVA trafo) of 0,01 €/kWh (in geval van de 250 kVA trafo).

In deze berekening is overigens uitgegaan van volledig efficiënte prikkels en van *real time network pricing*. Dit wil zeggen dat enkel een tariefkorting gegeven wordt aan afnemers die bijdragen aan het opheffen van de netcongestie, de prikkels enkel op momenten gegeven worden dat netcongestie daadwerkelijke optreedt en dat alle afnemers de verwachte vraagresponsook geven (zodat het transportprobleem hierdoor oplost).

#### 4.4.2 Flexibele nettarieven en zonnepanelen (casus LS-2)

Modelberekeningen voor casus LS-2, waarin de opkomst van elektrisch vervoer wordt verondersteld, laten zien dat er netcongestie ontstaat in geval er grootschalig zonnepanelen worden geïnstalleerd (50 % van de jaarlijkse elektriciteitsconsumptie wordt lokaal geproduceerd) en de transformatorcapaciteit beperkt is (160 kVA; zie Tabel 5).

<sup>45</sup> Hierbij is uitgegaan dat wanneer een 160 kVA trafo is geïnstalleerd, het net ook minder zwaar is uitgelegd.

<sup>46</sup> De kosten van plaatsen van een 400 kVA transformator zijn begroot op € 17.000, de kosten van het plaatsen van deze transformator én de verzwaring van het onderliggende laagspanningsnet zijn begroot op € 67.000. Uitgaande van een afschrijvingstermijn van 40 jaar en een rente van 5 % komen de jaarlijkse kapitaalslasten gemiddeld neer op € 850 respectievelijk € 3.350. Deze bedragen gaan uit van lineaire afschrijving en gemiddelde rentelasten over de looptijd.

Tabel 5. Berekende netcongestie op jaarbasis naar maximale capaciteit (in kW) en jaarlijks volume (in kWh) voor casus LS-2, uitgaande van transformatorcapaciteiten van 160 kVA en 250 kVA.

SCENARIO	160 kVA TRANSFORMATOR		250 kVA TRANSFORMATOR	
	kW	kWh	kW	kWh
Basisscenario	0	0	0	0
SCENARIO 1: 25 lokale PV-productie	0	0	0	0
SCENARIO 2: 50 % lokale PV-productie	52	32.000	0	0
SCENARIO 3: 50 % lokale PV-productie en 15 EV	0	0	0	0

Tabel 6. Identificatie van de oplossing voor de optredende netcongestie voor casus LS-2 in de situatie met een 160 kVA en 250 kVA transformator.

SCENARIO	160 kVA TRANSFORMATOR		250 kVA TRANSFORMATOR	
	Oplossing		Oplossing	
Basisscenario	Geen transportprobleem		Geen transportprobleem	
SCENARIO 1: 25 lokale PV-productie	Geen transportprobleem		Geen transportprobleem	
SCENARIO 2: 50 % lokale PV-productie	Vervanging door 250 kVA trafo		Geen transportprobleem	
SCENARIO 3: 50 % lokale PV-productie en 15 EV	Geen transportprobleem		Geen transportprobleem	

De oplossing voor de gesignaleerde netproblemen in scenario 2 is het installeren van een zwaardere transformator (enkel in geval van de 160 kVA trafo) (zie Tabel 6).

Zoals het scenario 3 duidelijk maakt, kan de netcongestie worden opgelost door *smart charging* voor elektrische auto's. Deze *smart charging* kan 'geprikkeld' worden vanuit flexibele nettarieven.<sup>47</sup> De netbeheerder heeft hiervoor maximaal het 'budget' beschikbaar van het alternatief: de netverzwaring.<sup>48</sup> Omgerekend per kW leidt dit tot een maximale budget per huishouden van € 10 (in geval van de 160 kVA trafo).<sup>49</sup> Dit is het maximale budget voor de netbeheerder om via flexibele nettarieven in deze situatie het congestieprobleem op te lossen; wanneer meer wordt uitgegeven, is het alternatief van netverzwaring voordeliger.

Vertaald naar tarieven leidt dit tot een maximale tariefprikkel (bonus) van ongeveer 16 €/kW/jaar (in geval van de 160 kVA trafo). Wanneer volumetarieven gehanteerd zouden worden voor deze bonus, worden deze (maximaal) 0,027 €/kWh (in geval van de 160 kVA trafo). Ook in deze berekening is uitgegaan van volledig efficiënte prikkels en van *real time network pricing*.

<sup>47</sup> Wanneer wordt verondersteld dat *smart charging* 'automatisch' tot stand komt (vanuit netbeheerdersperspectief), bijvoorbeeld doordat de elektriciteitsprijzen tijdens zonnemomenten zodanig gunstig zijn dat de autogebruikers hun vervoermiddel enkel tijdens die uren laden, is het probleem vanzelf opgelost. In dit geval zijn dus geen flexibele nettarieven nodig (scenario 3).

<sup>48</sup> De kosten van plaatsen van een 250 kVA transformator zijn begroot op € 15.000. Uitgaande van een afschrijvingstermijn van 40 jaar en een rente van 5 % komen de jaarlijkse kapitaalslasten gemiddeld neer op € 750.

<sup>49</sup> In dit geval kan aan elk van de 75 huishoudens € 10 per jaar worden aangeboden om het netgebruik tijdens de piekuren met 1 kW te reduceren. Wanneer de genoemde € 750 enkel aan de bezitters van elektrische auto's wordt aangeboden (die immers via *smart charging* relatief eenvoudig de netbelasting kunnen reduceren) is € 50 per jaar beschikbaar voor een reductie tijdens alle piekuren van 1 kW. Het is evenwel niet eenvoudig om een dergelijke prikkel vanuit de nettarieven te geven, omdat alle afnemers in het betreffende laagspanningsnet een soortgelijk tarief moeten ontvangen (non-discriminatiebeginsel). Dat wil zeggen dat alle afnemers hetzelfde recht hebben op een transportovereenkomst én tarief die vraagreductie op eenzelfde wijze beloont.

Overigens kunnen dergelijke prikkels wel via flexibiliteitscontracten worden ingekocht (als de netbeheerder deze contracten met een geselecteerd aantal afnemers afsluit). Flexibiliteitscontracten zijn echter mechanismen waarbij de netbeheerder niet alleen via prikkels stuurt (zoals bij nettarieven) maar zelf dispatch mogelijkheden heeft. Deze vallen echter buiten de scope van deze studie.

#### 4.4.3 Flexibele nettarieven en warmtepompen (casus LS-3)

Modelberekeningen voor casus LS-3, waarin de opkomst van elektrische warmtepompen wordt verondersteld, laten zien dat er netcongestie ontstaat in geval er grootschalig warmtepompen worden geïnstalleerd, dus bij 50 % van de huishoudelijke en zakelijk afnemers op het laagspanningsnet en de transformatorcapaciteit beperkt is (160 kVA; zie Tabel 7).

Tabel 7. Berekende netcongestie op jaarbasis naar maximale capaciteit (in kW) en jaarlijks volume (in kWh) voor casus LS-3, uitgaande van transformatorcapaciteiten van 160 kVA en 250 kVA.

SCENARIO	160 kVA TRANSFORMATOR		250 kVA TRANSFORMATOR	
	kW	kWh	kW	kWh
Basisscenario	0	0	0	0
SCENARIO 1: 25 % warmtepompen	0	0	0	0
SCENARIO 2: 50 % warmtepompen	70	112.000	0	0
SCENARIO 3: 50 % warmtepompen en vraagrespons	59	112.000	0	0

Tabel 8. Identificatie van de oplossing voor de optredende netcongestie voor casus LS-3 in de situatie met een 160 kVA en 250 kVA transformator.

SCENARIO	160 kVA TRANSFORMATOR		250 kVA TRANSFORMATOR	
	Oplossing		Oplossing	
Basisscenario	Geen transportprobleem		Geen transportprobleem	
SCENARIO 1: 25 % warmtepompen	Geen transportprobleem		Geen transportprobleem	
SCENARIO 2: 50 % warmtepompen	Vervanging door 250 kVA trafo		Geen transportprobleem	
SCENARIO 3: 50 % warmtepompen en vraagrespons	Vervanging door 250 kVA trafo		Geen transportprobleem	

De oplossing voor de gesignaleerde netproblemen in scenario 2 is het installeren van een zwaardere transformator (enkel in geval van de 160 kVA trafo) (zie Tabel 8).

Zoals het scenario 3 duidelijk maakt, kan de netcongestie wel worden verminderd maar niet worden opgelost door de inzet van vraagrespons. De reden hiervoor is dat warmtepompen in de wintermaanden een hoge elektriciteitsvraag genereren, die zich slechts beperkt laat verschuiven.

Ervan uitgaande dat de netbeheerder het transportprobleem in scenario 2 toch via vraagrespons zou willen oplossen, dan heeft hij hiervoor maximaal het 'budget' beschikbaar van het alternatief: de netverzwaring.<sup>50</sup> Omgerekend per kW leidt dit tot een maximale budget per huishouden van € 12 (in geval van de 160 kVA trafo). Dit is het maximale budget voor de netbeheerder om via flexibele nettarieven in deze situatie het congestieprobleem op te lossen; wanneer meer wordt uitgegeven, is het alternatief van netverzwaring voordeliger.

Vertaald naar tarieven leidt dit tot een maximale tariefprikkel (bonus) van ongeveer 11 €/kW/jaar (in geval van de 160 kVA trafo). Wanneer volumetarieven gehanteerd zouden worden voor deze bonus, worden deze (maximaal) 0,01 €/kWh (in geval van de 160 kVA trafo). Ook in deze berekening is uitgegaan van volledig efficiënte prikkels en van *real time network pricing*.

#### 4.4.4 Flexibele nettarieven en een datacentrum (casus MS-1)

Modelberekeningen voor casus MS-1, waarin de komst van een groot datacentrum op het middenspanningsnet wordt verondersteld, laten zien dat hierdoor netcongestie ontstaat in geval de HS/MS-transformator onvoldoende zwaar is (50 MVA; zie Tabel 9).

<sup>50</sup> Zie voetnoot 48.

Tabel 9. Berekende netcongestie op jaarbasis naar maximale capaciteit (in kW) en jaarlijks volume (in kWh) voor casus MS-1, uitgaande van transformatorcapaciteiten van 160 kVA en 250 kVA.

SCENARIO	50 MVA TRANSFORMATOR		60 MVA TRANSFORMATOR	
Basisscenario	0 kW	0 kWh	0 kW	0 kWh
SCENARIO 1: Datacentrum	7.500 kW	90.000 kWh	0 kW	0 kWh
SCENARIO 2: Idem met vraagrespon huishoudens	6.000 kW	72.000 kWh	0 kW	0 kWh
SCENARIO 3: Idem met ook vraagrespon mkb	4.600 kW	56.000 kWh	0 kW	0 kWh

Tabel 10. Identificatie van de oplossing voor de optredende netcongestie voor casus MS-1 in de situatie met een 160 kVA en 250 kVA transformator.

SCENARIO	50 MVA TRANSFORMATOR	60 MVA TRANSFORMATOR
Basisscenario	<i>Geen transportprobleem</i>	<i>Geen transportprobleem</i>
SCENARIO 1: Datacentrum	<i>Vervanging door 60 MVA trafo</i>	<i>Geen transportprobleem</i>
SCENARIO 2: Idem met vraagrespon huishoudens	<i>Vervanging door 60 MVA trafo</i>	<i>Geen transportprobleem</i>
SCENARIO 3: Idem met ook vraagrespon mkb	<i>Vervanging door 60 MVA trafo</i>	<i>Geen transportprobleem</i>

Het blijkt dat de komst van het datacentrum tot een capaciteitstekort in de HS/MS transformator leidt. Overbelastingen treden op tijdens zogeheten piekmomenten. De oplossing voor de gesignaleerde netproblemen is het installeren van een zwaardere transformator (vervanging van de 50 MVA in een 60 MVA transformator; zie Tabel 10).

Uit scenario 2 en 3 blijkt dat vraagrespon (bij huishoudens respectievelijk huishoudelijke en zakelijke laagspanningskanten) onvoldoende is om het capaciteitstekort teniet te doen. Dit is verklaarbaar vanwege het gegeven dat een aanmerkelijk deel van het elektriciteitsgebruik op MS-niveau plaatsvindt (vooral ná de komst van het datacentrum). Het totale elektriciteitstransport door de HS/MS transformator is daardoor slechts in beperkte mate beïnvloedbaar door vraagrespon-maatregelen op laagspanningsniveau. Investeren in een nieuwe HS/MS transformator met minstens 10 MVA meer capaciteit blijkt wel een afdoende beheersmaatregel.

Ervan uitgaande dat de netbeheerder het transportprobleem in scenario 1 toch via vraagrespon zou willen oplossen, dan heeft hij hiervoor maximaal het 'budget' beschikbaar van het alternatief: de netverzwaring.<sup>51</sup> Uitgaande van de 18.750 huishoudens op alle onderliggende laagspanningsnetten is een maximaal budget per huishouden beschikbaar van € 2 (in geval van de huidige 50 MVA trafo). In geval prikkels via een flexibel capaciteitstarief worden gegeven, is hiervoor ongeveer 6 €/kW/jaar beschikbaar.

In geval prikkels via een flexibel transporttarief (in kWh) worden gegeven, is hiervoor ruwweg 0,50 €/kWh beschikbaar. Dit is een relatief hoge waarde, die veroorzaakt wordt door het feit dat de overbelasting maar gedurende een zeer beperkt aantal uren per jaar optreedt (enkel tijdens de winterpiek). Deze kortdurende overbelasting leidt (vertaald naar een volume) tot een lage hoeveelheid niet-getransporteerde energie. De waarde van 0,50 €/kWh lijkt daarmee wel hoog, maar omdat de overbelasting slechts gedurende een uur of tien per jaar optreedt, zijn de totale revenuen van vraagrespon op jaarbasis circa € 5 per kW per jaar beschikbare vraagrespon. Zelfs wanneer een huishouden over 2 kW afschakelbaar vermogen zou beschikken, leidt dit in het gunstigste geval tot een maximale opbrengst van circa tien euro per jaar.<sup>52</sup>

<sup>51</sup> De kosten van plaatsen van een 60 MVA transformator zijn begroot op € 900.000. Uitgaande van een afschrijvingstermijn van 40 jaar en een rente van 5 % komen de jaarlijkse kapitaalslasten gemiddeld neer op € 45.000. Wanneer de transformator redundant zou worden verzwared, verdubbelen de kosten.

<sup>52</sup> Voor bedrijven die over een grote hoeveelheid afschakelbaar vermogen beschikken, zijn de potentiële inkomsten aantrekkelijker. Evenwel, het geringe aantal inzeturen per jaar zal maken dat een business case die enkel waarde genereert uit aan het net geleverde flexibiliteit negatief zal uitpakken. Wanneer flexibiliteit ook aan andere markten geleverd wordt, kan dit beeld kantelen.

Ook in deze berekening is uitgegaan van volledig efficiënte prikkels en van *real time network pricing*. Een en ander betekent dat wanneer de tariefprikkels gegeven worden, deze enkel gegeven moeten worden tijdens de piekmomenten waarin congestie zal optreden.

## 4.5 *Lessons learnt* uit de casus

### 4.5.1 Verwachting van transportbeperkingen

De casus laten zien dat het optreden van transportbeperkingen afhangt van de aard van het net. Het hangt niet alleen van het netontwerp af (transformatorcapaciteit, capaciteit van de netkabels, etc.) maar ook van de afnemers (aantal, huishoudelijk of zakelijk, jaarverbruik, profiel, etc.). Vervolgens hangt het ook af van welke ontwikkelingen er bij de afnemers zijn (installeren van zonnepanelen, elektrisch vervoer, warmtepompen, etc.).<sup>53</sup> Al met al zijn geen twee netten aan elkaar gelijk. De vraag komt daarmee op hoe de netbeheerder kan voorspellen bij welke netten schaarste aan transportcapaciteit zal optreden en waar niet.<sup>54</sup>

Bij het voorspellen van de overbelasting gaat het niet alleen om het feit dat deze optreedt, maar ook om de exacte hoeveelheid. Immers, op basis hiervan moet bepaald worden wat de kosten van de netverzwaring inhouden en levert dit een bovengrens op voor de via flexibele nettarieven te geven beloning. Maar als de verwachte omvang van de netcongestie (in kW of kWh's) niet bekend is, kan ook geen reële inschatting gemaakt worden van de juiste waarde van de vraagrespon (zie ook §4.5.3).

Overigens gaat bovenstaande redenering uit van een situatie waarin de netbeheerder afnemers *beloont* om hun netgebruik te verminderen ('bonus'). Een omgekeerde aanpak is ook denkbaar, namelijk waarin netbeheerders een te hoog netgebruik tijdens uren met netcongestie *bestrafen* ('malus'). In dit geval is de hoogte van het nettatarief niet beperkt tot de kosten van het alternatief (de netverzwaring), maar ontstaat het dilemma dat afnemers aan een net met beperkte capaciteit (dus een lagere 'kwaliteit') duurder uit zijn dan afnemers aan een net zonder congestie (dus zonder tariefopslag).<sup>55</sup>

Hieraan gerelateerd is de vraag hoe je als afnemer kunt weten of je aangesloten bent aan een net met een lage transportcapaciteit (en in potentie dus een transportprobleem) of juist aan een net met ruim voldoende transportcapaciteit.<sup>56</sup> Daarbij komt dat in sommige gevallen de netbeheerder zal besluiten om het net tijdig te verzwaren, maar in andere gevallen zou kunnen besluiten tot de toepassing van flexibele nettarieven (ervan uitgaande dat die per net worden vastgesteld; zie ook hieronder). Hoe zou je dit als afnemer van tevoren kunnen weten, laat staan beïnvloeden?

Met betrekking tot dit laatste, transportproblemen in het net zijn sterk locatie-afhankelijk. In het ene net kunnen ze wel optreden, en in het andere net niet. Dat betekent dat het laagspanningsnet in de ene straat over ruim voldoende capaciteit kan beschikken, maar het laagspanningsnet twee straten verderop wel een beperking zou kunnen hebben (bijvoorbeeld als gevolg van de adoptie van elektrisch vervoer of warmtepompen door een aantal aangeslotenen in die straat).

<sup>53</sup> Zie ook *D-Cision* (2013), *De tariefsystematiek van het elektriciteitsnet*, hoofdstuk 5, <https://www.rijks-overheid.nl/documenten/rapporten/2013/12/23/de-tariefsystematiek-van-het-elektriciteitsnet>.

<sup>54</sup> Vanzelfsprekend kan de belastingontwikkeling gemonitord worden. Het probleem is dat, indien transportproblemen voorzien worden, deze qua omvang geschat moeten worden om vervolgens de juiste (hoogte van de) prikkels te geven via flexibele nettarieven (voor het betreffende net).

<sup>55</sup> Zie ook §6.4, waar ook vanuit reguleringsoptiek kanttekeningen geplaatst worden bij een malusbenadering.

<sup>56</sup> Deze informatie is niet openbaar beschikbaar. In theorie zou een netbeheerder informatie kunnen verschaffen over de netcapaciteit, maar dit is weinig zeggend als geen complementaire informatie beschikbaar is over het lokale netgebruik. Dergelijke informatie kan echter als *privacygevoelig* worden gekwalificeerd.

Tevens kan de netbeheerder in verschillende straten een andere oplossingsstrategie volgen: hetzij het net verzwaren voordat de congestie zich zal voordoen, hetzij de invoering van flexibele nettarieven.

De vraag rijst daarmee in hoeverre het toestaan van voortduren van congestie door toepassing van flexibele nettarieven in bepaalde netten (en in andere netten niet) niet in strijd geraakt met het principe van non-discriminatie. Hierop zal in §5.5.2 worden teruggekomen.

#### 4.5.2 Vertaling naar flexibele nettarieven (tijd en plaats)

In de referentiecasijs zijn - op basis van de vermeden kosten van het alternatief van netverzwaring - waarden berekend voor (net)flexibiliteit per kW en per kWh.<sup>57</sup> Het uitgangspunt bij de berekening van deze prikkels is dat de prikkels zodanig gegeven worden dat exact de benodigde respons gerealiseerd wordt op het juiste moment. Hierbij is dus zowel de tijdspecificiteit als de locatie-specificiteit van belang.

##### Tijdspecificiteit:

In de berekening van de maximale hoogte van de prikkel (op basis van de vermeden kosten van netverzwaring) is verondersteld dat de prikkels op precies het juiste moment worden gegeven. In feite veronderstelt dit toepassing van *real time network pricing*. Alleen op die momenten dat vraagrespon een congestieprobleem oplost of voorkomt, wordt de tariefbonus toegekend. Hiervoor is het dus nodig dat de tarieven (in *real time*) kunnen worden afgeleid uit de actuele netsituatie.

In geval geen *real time* tarieven kunnen worden gehanteerd - in de Nederlandse situatie lijkt dit vooralsnog complex - zal het tariefsysteem moeten worden versimpeld. Dit kan door clustering van de momenten waarop vraagrespon nodig is, in tijdsblokken wanneer netcongestie wordt verwacht. Dit komt overeen met de toepassing van *Critical peak pricing* (CPP), waarin voor specifieke uren momenten (die zo goed mogelijk inschatten wanneer congestie zal optreden) de flexibele nettarieven hanteren.

Omdat zulke momenten niet met 100 % zekerheid zijn vast te stellen, zullen de tijdsblokken vermoedelijk ruimer gedefinieerd worden dan strikt noodzakelijk. Een te krappe toepassing van de congestietarieven leidt er mogelijk toe dat er op enig moment toch overbelasting in het net voorkomt. De crux is evenwel dat door afnemers geleverde flexibiliteit (vraagrespon) op uren dat wel het flexibele (CPP) tarief van toepassing is, maar er geen congestie is, tot extra kosten voor de netbeheerder zal leiden. Aangezien de totale waarde van de flexibele nettarieven gemaximeerd is op de kosten van de vermeden netverzwaring, leidt dit dus tot een lagere vaststelling van de prikkel dan in het geval van *real time network pricing*.

Deze 'verdunding' van de prikkel over meer uren treedt nog nadrukkelijker op bij toepassing van *Time-of-use* (ToU) *pricing*. Omdat de prikkel (die voor de jaarlijkse waarde gemaximeerd is op de vermeden kosten van netverzwaring) over nog meer uren (tijdsblokken) moet worden uitgesmeerd, blijft er nog minder prikkel voor de gebruikers over dan in de voorbeelden hierboven.

Ervan uitgaande dat prikkels van enkele eurocent per kWh of 10 à 20 euro per kW op jaarbasis (zoals hierboven in de laagspanningscasus berekend) naar verwachting al nauwelijks effectief zullen zijn, zal het geven van prikkels door het hanteren van andere prijzen per tijdsblok (CPP of ToU) vermoedelijk weinig tot geen effect sorteren.

---

<sup>57</sup> In §5.4 worden hieruit reële tarieven berekend (d.w.z. tarieven die aansluiten bij de in Nederland gehanteerde tariefstructuur).



Locatiespecificiteit:

Omdat transportbeperkingen zich slechts in bepaalde netten zullen voordoen, zullen de flexibele nettarieven locatiespecifiek moeten zijn. Netbeheerders zullen enkel prikkels willen geven aan afnemers van wie de vraagrespons daadwerkelijk bijdraagt aan het oplossen of voorkomen van een netcongestie. Wanneer ook prikkels gegeven worden aan afnemers in netten zonder congestie (zoals bij toepassing van generieke tarieven per netbeheerder kan gebeuren), zal een netbeheerder de geleverde respons in die andere netten wel moeten vergoeden, maar zal deze niet bijdragen aan het oplossen van een transportbeperking. Er is dan wel sprake van kosten van de netbeheerder, maar niet van overeenkomende baten. De consequentie is dat het budget voor de vraagrespons in het net waar de congestie wel optreedt, hierdoor vermindert.

De effectieve toepassing van flexibele nettarieven - in ieder geval in de vorm van een *bonus* voor diegenen die de netbelasting op specifieke momenten verminderen - vraagt dus selectieve implementatie. Alleen voor netten waar daadwerkelijk congestie dreigt of voorkomt, zouden deze flexibele nettarieven moeten worden aangeboden. *In extremo* betekent dit dat zulke tarieven per laagspanningsnet moeten worden bepaald, dus kunnen verschillen tussen de ene en de andere straat.

**4.5.3 Degressieve prikkels met asymptotisch gedrag**

De modelmatig berekende waarde (per kW of kWh) die de netbeheerder maximaal kan inzetten, vormt vermoedelijk een overschatting. Wanneer de jaarlijkse kosten van inzet van vraagrespons en netverzwaring aan elkaar gelijk zijn, zal de netbeheerder een grote voorkeur hebben voor netverzwaring, aangezien deze veel minder operationele risico's met zich meebrengt (bijvoorbeeld de onzekerheid of de respons voldoende geleverd zal worden en of er geen *overshoot* plaatsvindt, met te hoge kosten als gevolg). De netbeheerder kan mogelijk toch een voorkeur hebben voor de inzet van prikkels wanneer de netverzwaring slechts voor korte tijd nodig is - dit kan uitzonderlijke situaties voorkomen, maar zal niet de regel zijn - of wanneer het onmogelijk is om het net op korte termijn te verzwaren.<sup>58</sup>

Tabel 11 toont een modelberekening voor (veronderstelde) overbelasting in een net met respectievelijk 1, 10 en 100 kW gedurende 10, 100 en 1000 uur per jaar. Omdat de waarde van het alternatief (verzwaring van de transformator) in alle situaties gelijk is, daalt de waarde van flexibiliteit wanneer de overbelasting toeneemt. Het bijbehorende flexibele nettariaf zal daarmee degressief worden: hoe hoger de overbelasting, hoe lager de beloning die de netbeheerder aan afnemers kan aanbieden voor het leveren van flexibiliteit.<sup>59</sup> Het neveneffect zal ook zijn dat wanneer een netbeheerder in achtereenvolgende jaren steeds meer flexibiliteit nodig heeft, de beloning (via een tariefprikkel) geleidelijk zal afnemen - wat contra-intuïtief is voor de afnemers die deze flexibiliteit leveren en hun compensatie zien afnemen.

Tabel 11. Berekende netcongestie op jaarbasis naar maximale capaciteit (in kW) en jaarlijks volume (in kWh) in geval van een voorgedefinieerde overbelasting. Verondersteld wordt dat de overbelasting kan worden opgelost door plaatsing van een 250 kVA transformator.

SCENARIO	160 kVA TRANSFORMATOR		WAARDE VAN FLEXIBILITEIT	
	kW	kWh	€/kW	€/kWh
Basisscenario	0 kW	0 kWh	0 €/kW	0 €/kWh
SCENARIO 1: 1 kW overschrijding (10 uur)	1 kW	10 kWh	750 €/kW	75 €/kWh
SCENARIO 2: 10 kW overschrijding (100 uur)	10 kW	1.000 kWh	75 €/kW	0,75 €/kWh
SCENARIO 3: 100 kW overschrijding (1000 uur)	100 kW	100.000 kWh	7,50 €/kW	0,01 €/kWh

<sup>58</sup> De netbeheerder heeft hiervoor dan ook alternatieven, zoals het inkopen van flexibiliteitsdiensten in plaats van het geven van prikkels via de nettarieven.

<sup>59</sup> Idealiter zou dit omgekeerd zijn: hoe hoger de behoefte aan flexibiliteit, hoe hoger de beloning voor afnemers.



Een ander effect van het bovenstaande is dat de waarde per geleverde eenheid flexibiliteit (zowel per kW als per kWh) sterk (bijna asymptotisch) toeneemt als de netcongestie zeer beperkt is.<sup>60</sup> *In extremo* betekent dit dat het oplossen een overschrijding van de transportcapaciteit met 1 kW gedurende 1 uur tot een netverzwaring zou leiden met jaarlijkse kosten van € 750. Toerekening van deze netverzwaring aan dit ene uur leidt tot een onrealistische waarde voor flexibiliteit.<sup>61</sup>

Afgezien hiervan blijkt uit bovenstaande voorbeeld dat flexibele nettarieven vereisen dat de netbeheerder op voorhand een zo precies mogelijke inschatting weet te maken van de verwachtte overbelasting van het net (naar omvang en duur). Een kleine misrekening kan tot grote afwijkingen leiden ten opzichte van de 'optimale' flexibele nettarieven.<sup>62</sup> In de praktijk zal een verwachte overbelasting verder al gauw tot lage flexibele nettarieven leiden (wat het bonusaandeel betreft) vanwege de uitmiddeling van de kosten van het alternatief over veel vermogen (kW) of over veel getransporteerde energie (kWh). Hoe lager de prikkel, hoe lager de zekerheid van de geleverde respons zal worden.

#### 4.5.4 De impact van de werkelijke respons

Bij het vaststellen van de waarde van de prikkels (die via de flexibele nettarieven gegeven worden) is vooralsnog geabstraheerd van de prijselasticiteit. In de casus is uitgegaan van de kosten van het alternatief voor de netbeheerder (netverzwaring) en op basis hiervan de gemiddelde (bonus)waarde (per kW of kWh) berekend die de netbeheerder dus maximaal kan inzetten. Deze waarde voor de flexibele nettarieven garandeert evenwel niet dat de afnemers hiervoor ook daadwerkelijk de gewenste flexibiliteit zullen leveren. Dit laatste hangt namelijk af van de prijselasticiteit (dus van de hoogte van de prijsprikkel om 1 kW respons te realiseren).

In feite is de uitdaging van flexibele nettarieven (in ieder wanneer netbeheerders een bonus geven aan afnemers die respons leveren) om het nettariaf zodanig (flexibel) te verlagen dat *alle* beoogde afnemers (*enkel op het juiste moment*) reageren zodat de congestie wordt opgelost én de kosten hiervan die van het alternatief (netverzwaring) niet overstijgen. Zoals in §4.5.3 geïllustreerd krijgen de tariefprikkels al snel zeer lage waarden, waarvan niet verwacht kan worden dat die voldoende vraagrespons realiseren om de netcongestie te voorkomen of op te lossen.

Tot op dit moment is ervan uitgegaan dat de afnemers de bedoelde vraagrespons zullen leveren, ongeacht de beloning (prikkel) die hiervoor vanuit de tarieven wordt gegeven. Wanneer deze respons niet wordt geleverd, wordt ook de investering effectief niet uitgespaard. Immers, als de respons slechts voor de helft geboden, blijft de overbelasting van het net voor de andere helft bestaan en blijft netverzwaring noodzakelijk. Netto leidt dit tot hogere kosten voor de netbeheerder, namelijk die voor de netverzwaring én de bonus die aan afnemers via de flexibele nettarieven is gegeven.

Overwogen zou kunnen worden om de oplossing dan te zoeken in het geven van een bredere prikkel of van een hogere prikkel. Geen van beide zal juiste effect opleveren:

---

<sup>60</sup> Theoretisch beschouwd zou een overbelasting van 1 kW gedurende 1 uur ook opgelost kunnen worden door de beveiliging hoger in te stellen. Het is niet waarschijnlijk dat een dergelijke minimale overschrijding van de capaciteit tot thermische beschadiging van de transformator of tot uitval van het net leidt. Echter, als instelling voor de beveiligingen moet een waarde worden gekozen, zodat er altijd een minimaal hogere belasting is waarbij de beveiliging wordt aangesproken.

<sup>61</sup> Wanneer een netbeheerder geleverde respons via het nettariaf zou belonen met 750 €/kWh is het niet ondenkbaar dat de respons dusdanig hoog wordt dat veel meer dan 1 kWh geleverd wordt. Het flexibele nettariaf zou daarom begrenst moeten worden op de (vermoedelijk) lagere waarde die uit de prijselasticiteit van de betreffende afnemers volgt.

<sup>62</sup> Hierbij speelt ook de vraag *hoe* de netbeheerder de verwachte overbelasting op voorhand met de genoemde precisie zal kunnen vaststellen.

- ✓ **BREDERE PRIKKEL:** In geval een bredere prikkel wordt gegeven, dus dat deze aan meer afnemers wordt gegeven dan nodig is, is allereerst de vraag of die afnemers er wel zijn. De omvang van een laagspanningsnet is relatief beperkt; alle afnemers krijgen al een soortgelijk tarief, en dus een soortgelijke prikkel. Maar stel dat alle afnemers in de gelegenheid worden gesteld om flexibiliteit te leveren (en dit meer respons zou kunnen opleveren dan benodigd), dan blijft de onzekerheid dat precies het juiste aantal afnemers reageert. Als dit er toch minder blijken, blijft de netcongestie bestaan; als dit er toch meer blijken te zijn, bestaat het risico dat de oplossing duurder is dan het alternatief (netverzwaring).
- ✓ **HOGERE PRIKKEL:** Wanneer ervoor gekozen wordt om de afnemers een hogere prikkel te geven dan de prikkel die hierboven berekend is op basis van de uitgespaarde kosten, zal - als allen reageren - de congestie wel worden opgelost maar betaalt de netbeheerder hiervoor een veel hogere vergoeding dan de uitgespaarde (verzwaring)kosten. Wanneer niet alle afnemers reageren, bestaat trouwens nog steeds het risico dat de netbeheerder meer kwijt is aan de prikkel dan het alternatief, terwijl in dit geval de congestie *niet* wordt opgelost.

Hier ligt derhalve een dilemma voor de netbeheerder. Als er onvoldoende respons op de flexibele nettarieven komt, zal hij het net toch moeten verzwaren. Het bedrag dat dan aan het flexibele nettatarief is besteed, blijkt daarmee niet effectief en realiseert dan automatisch meerkosten ten opzichte van de reguliere vervangingsoptie. De zekerheid van de respons is daarom voor de netbeheerder essentieel. Flexibele nettarieven zullen die zekerheid niet verschaffen.<sup>63</sup>

## 4.6 Flexibiliteit vanuit het perspectief van de afnemer

Tot nu toe is ervan uitgegaan dat afnemers flexibiliteit aan de netbeheerder leveren wanneer hierom (door het geven van prikkels via de nettarieven) om wordt gevraagd. Afgezien van de vraag in hoeverre de nettarieven voldoende financiële prikkel geven voor een effectieve respons (zie hiervoor §4.5.4), speelt ook de vraag of de afnemers flexibiliteit *met voorrang* aan de netbeheerder zullen leveren. Voor dit laatste is van belang na te gaan aan welke partijen afnemers hun flexibiliteit nog meer kunnen aanbieden en welke waarde die voor zulke andere partijen vertegenwoordigt. Een additioneel punt is de relatie tussen de levering van flexibiliteit aan andere partijen en levering aan de netbeheerder.

### 4.6.1 De waarde van flexibiliteit voor de netbeheerder en andere partijen

Uit de casus hiervoor is gebleken dat de waarde van flexibiliteit voor de netbeheerder in de bandbreedte zit van enkele eurocent per kWh (volumetarieven) of enkele tientallen euro per kW (capaciteitstarief). Zoals in §4.5.3 aangegeven, kan de waarde in theorie (fors) hoger zijn in geval van een kleine overbelasting van het net, maar zal dit naar verwachting voor de meeste situaties niet van toepassing zijn.

#### DE WAARDE VAN FLEXIBILITEIT OP DE MARKT

In §2.3.2 is al opgemerkt dat vraagrespons ook waarde heeft op de energiemarkt (voor het opvangen van prijspielen), op de onbalansmarkt (als regelvermogen) en mogelijk ook in de wijk (voor de energie-uitwisseling binnen het lokale energiesysteem).

In zijn algemeenheid kan gesteld worden dat de bandbreedte voor de waarde van flexibiliteit op de energiemarkt potentieel gelijk is aan het verschil tussen de hoogste en laagste prijs. Als uitgegaan wordt van hoge energieprijzen in de orde van 80 €/MWh (tijdens winterpielen) en lage energieprijzen rond 0 €/MWh (tijdens zomerdagen wanneer de vraag laag is maar sprake is van een overschot van met wind- en zonne-energie geproduceerde elektriciteit op de Noordwest-

<sup>63</sup> Mogelijk bieden flexibiliteitscontracten meer zekerheid over de respons. Deze vallen echter buiten de scope van deze studie.

Europese markt), bevindt de waarde voor de markt zich in theorie in de bandbreedte van 0,00–0,08 €/MWh – ruwweg vier maal zo hoog als de waarde voor het netbeheer. Van Hout *et al.* schatten de waarde van flexibiliteit in 2023 in de bandbreedte van 65–110 €/MWh, maar melden erbij dat de prijsvolatiliteit in de toekomst ook zal toenemen.<sup>64</sup>

Hierbij past wel de kanttekening dat levering van flexibiliteit door huishoudens aan de markt op dit moment nog niet mogelijk is als gevolg van de huidige profielsystematiek. Die houdt in dat alle afnemers uiteindelijk afgerekend worden op een vastgesteld profiel (en niet op daadwerkelijke elektriciteitsafname gemeten op elke afzonderlijke aansluiting). De consequentie is dat geleverde flexibiliteit nog niet financieel gewaardeerd kan worden. Het is voorzien dat de ICT-systemen en het allocatie- en reconciliatieproces in de loop van 2019 worden aangepast zodat dynamische leveringstarieven kunnen worden aangeboden.<sup>65</sup>

#### WAARDE VAN FLEXIBILITEIT VOOR DE SYSTEEMBEHEERDER

De prijs voor regelvermogen dat via de onbalansmarkt wordt afgeroepen, zat in 2017 gemiddeld op ongeveer 18 €/MWh voor de uren dat het systeem *short* was (dus in het geval van hogere vraag dan aanbod) en gemiddeld op 25 €/MWh voor de uren dat het systeem *long* was (dus in het geval van een hoger aanbod dan vraag).<sup>66</sup> Deze prijzen fluctueren overigens jaarlijks; voor 2015 lagen de gemiddelde prijzen beduidend hoger (respectievelijk 37 €/MWh en 26 €/MWh).

De verwachting over de ontwikkeling van de onbalansprijzen wanneer meer elektriciteit uit duurzame energiebronnen wordt ingevoerd, verschilt. In Duitsland, waar duurzame productiemiddelen niet mogen worden afgeregeld en basislast niet altijd teruggeregeld kan worden, zijn in 2017 veel hogere onbalansprijzen gerealiseerd, met incidenteel zeer hoge uitschieters. Het is niet ondenkbaar dat onbalansprijzen in Nederland vanwege de toename van het aandeel duurzame elektriciteit ook meer spreiding zullen gaan vertonen.

#### WAARDE VAN FLEXIBILITEIT VOOR DE LOKALE ENERGIEMARKT

Bij de ontwikkeling van lokale energiemarkten speelt flexibiliteit een eigen rol. Wanneer een lokaal elektriciteitssysteem volgens marktprincipes werkt, is er geen verschil in elektriciteitsprijzen. De energieprijzen in lokale energiesystemen in een wijk zijn dan gelijk aan die in de rest van Nederland, tenzij er sprake is van congestie tussen het lokale net en de nationale markt.<sup>67</sup> Echter, wanneer het lokale energiesysteem wordt bedoeld om zelfvoorzienend te functioneren (met zo min mogelijk uitwisseling met het net) of wanneer er een voorkeur bestaat om duurzaam geproduceerde elektriciteit te gebruiken (al dan niet na opslag in batterijen) kan effectief sprake zijn van gemiddeld hogere prijzen. In deze situaties is het vermoedelijk minder waarschijnlijk dat vanuit dit systeem flexibiliteit aan het net zal worden geleverd.

#### WAARDE VAN FLEXIBILITEIT VOOR AGGREGATORS

Ten slotte is ook denkbaar dat afnemers flexibiliteit niet aan één partij verkopen maar deze aan een tussenpersoon ter beschikking stellen, een *aggregator*, die deze vervolgens aanbiedt aan andere partijen. Afhankelijk van de partij die hiervoor de hoogste prijs biedt, wordt de flexibiliteit

<sup>64</sup> M. van Hout, P. Koutstaal, O. Ozdemir en A. Seebregts, *Quantifying flexibility markets*, ECN, 2014, ECN-E--14-039.

<sup>65</sup> Kamerbrief *Tijdpad uitrol slimme meter en dynamische leveringstarieven*, 4 maart 2017, DGETM-EI/16014268.

<sup>66</sup> TenneT, *Market Review 2017*, <https://www.ensoc.nl/files/20180405-market-review-2017-bron-tenneT.pdf>.

<sup>67</sup> D-Cision & TNO, *Sturen op het gebruik van lokale energienetten*, 2012; TNO, *Towards a Future Proof Energy System, Flexibility and Value*, 2015, R11144, [https://www.tno.nl/media/8726/towards\\_a\\_futureproof\\_energy\\_system.pdf](https://www.tno.nl/media/8726/towards_a_futureproof_energy_system.pdf).

aangeboden. In principe zal de ‘arbitrage’ tussen de verschillende doelen voor flexibiliteit dan via de aggregator plaatsvinden.

Wel is van belang dat met name de energiemarkt en de onbalansmarkt geen locatie-afhankelijkheid kennen. Voor deze markten maakt het niet uit op welke locatie de flexibiliteit beschikbaar wordt gesteld. Voor netbeheerders is de locatie wel van belang. Om congestie in een bepaald net op te lossen, zal flexibiliteit in dat specifieke net moeten worden gevonden. Aggregatie van flexibiliteit zonder locatienummer zal daarom van weinig waarde voor netbeheerders zijn.

### VERGELIJKING

De indicatieve bandbreedte voor de waarde van flexibiliteit in de verschillende markten is - zij het op basis van grove schattingen - weergegeven in Tabel 12. Hieruit kan geconcludeerd worden dat flexibiliteit ook voor andere actoren in het energiesysteem waarde heeft en dat deze waarde niet minder hoog lijkt dan voor de netbeheerder. Dit betekent dat de netbeheerder bij het prikkelen van afnemers om flexibiliteit ter beschikking te stellen, zal moeten ‘concurreren’ met andere partijen (tenzij de inzet van flexibiliteit voor een ander doel automatisch de netbeheerder ten dienste is).

Tabel 12. Vergelijking van de indicatieve bandbreedte van de waarde van flexibiliteit op verschillende markten.

MARKT	VOLUMEWAARDE
Waarde voor de netbeheerder	0,00–0,03 €/kWh
Waarde op de onbalansmarkt	0,02–0,04 €/kWh
Waarde op de elektriciteitsmarkt	0,06–0,10 €/kWh
Waarde in het lokale energiesysteem	0,06–0,10 €/kWh

#### 4.6.2 Gevolgen van de inzet van flexibiliteit voor andere partijen

Wanneer flexibiliteit aan andere partijen geleverd wordt, rijst de vraag in hoeverre deze correspondeert met de flexibiliteitsbehoefte van de netbeheerder (waarin dan impliciet ook zou worden voorzien). Met andere woorden: is de aard van de inzet van flexibiliteit universeel en gelijksoortig voor de verschillende partijen?

Wanneer specifiek gekeken wordt naar de waarde op momenten dat netcongestie zou kunnen optreden (dat wil zeggen de winterpiek en het zomerdal) kan het volgende worden gesteld:

- ✓ Tijdens de winterpiek is er een hoge elektriciteitsvraag in combinatie met een lage elektriciteitsproductie op basis van wind en zon. Dit betekent dat de transporten in het net vooral van hogere naar lagere netvlakken zullen gaan. Omdat de energieprijzen hoog zijn, zal verschuiving van de energievraag van hoge prijsmomenten naar lage prijsmomenten een positief effect hebben op de netbelasting (die zal afnemen, waardoor de netbeheerder dus automatisch wordt ‘geholpen’).
- ✓ Tijdens het zomerdal is een relatief lage elektriciteitsvraag bij afnemers maar veel lokale elektriciteitsproductie (vanuit zonnepanelen invoeding op LS en vanuit zonneparken en windparken invoeding op MS). Eventuele netproblemen zullen zich dan vooral manifesteren op het gebied van invoeding naar hogere netvlakken. Omdat de energieprijzen dan meestal zeer laag zijn, zal vraagresponso vanuit de markt tot een hogere afname leiden, wat eveneens de netbeheerder helpt (omdat de netcongestie vermindert vanwege de hogere lokale consumptie).
- ✓ Tijdens andere perioden zal de uitwisseling tussen lagere netten en het hoogspanningsnet afhankelijk zijn van allerlei factoren. Vermoedelijk leveren deze momenten geen extremen op voor de transporten.

Op basis van het bovenstaande kan geconcludeerd worden dat de inzet van flexibiliteit voor de markt vermoedelijk in veel gevallen synchroon zal lopen aan de inzet voor het net. Wanneer de markt om vraagrespons vraagt, wordt ook de netbeheerder daarmee ‘geholpen’.

Dit geldt evenwel niet voor de onbalansmarkt. Het optreden van onbalans is niet gerelateerd aan schaarste of een overschot op de energiemarkt, maar hangt af van de momentane balans tussen productie en afname op het (hele) net. Het is daarom niet automatisch zo dat geleverde flexibiliteit aan de onbalansmarkt automatisch ook de netbeheerder dient.

Afroep van flexibiliteit door TenneT als regelactie voor de onbalansmarkt kan zo leiden tot een verhoging van de transportpiek in het lokale net, wat een mogelijk probleem voor de regionale netbeheerder kan vormen. Wanneer TenneT bijvoorbeeld extra productie nodig heeft tijdens het zomerdal en hiervoor (collectief) het ontladen van accu's van elektrisch vervoer inzet, leidt dit tot een extra elektriciteitstransport vanuit lagere netten naar het hoogspanningsnet (wat de congestie tijdens het zomerdal kan vergroten). Ditzelfde geldt voor een regelactie die wordt opgelost door het inzetten van vraagrespons om de afname te verhogen. Tijdens dagen met grote transporten naar lagere netvlakken (bijvoorbeeld in de winterpiek) kan dit de netcongestie vergroten.

Zoals hierboven al genoemd is de impact van lokale elektriciteitsnetten op het netbeheer moeilijk te duiden. Er lijkt potentie voor lokale elektriciteitsnetten maar gegeven omdat de netkoppeling heel belangrijk is, zullen deze vermoedelijk slechts langzaam en vooralsnog beperkt tot ontwikkeling komen.<sup>68</sup>

Al met al lijkt vooral de inzet van flexibiliteit voor de onbalansmarkt potentieel een conflict te vormen met de inzet van flexibiliteit voor het netbeheer. Dit zal zeker niet in alle gevallen zo zijn, maar er zijn situaties denkbaar dat ingezette flexibiliteit voor de onbalansmarkt het transportprobleem voor de regionale netbeheerder vergroot. Daarbij moet bedacht worden dat de waarde van flexibiliteit voor de onbalansmarkt (in ieder geval wat de kWh-prijs betreft; zie Tabel 12) groter lijkt dan dat wat de netbeheerder vermoedelijk zal kunnen aanbieden (hoewel dit afhankelijk is van de verwachte mate van congestie; zie Tabel 11). In het geval dat regelvermogen (geaggregeerd vanuit kleinverbruikers) geen locatie-component heeft (voor de afnemers die dit aanbieden), kan afroep van vraagrespons voor de onbalansmarkt een afroep door de netbeheerder (qua financiële prikkel) ‘overrulen’ en zo de netproblemen vergroten.

## 4.7 Ten slotte

Mede op basis van het bovenstaande dient een kanttekening gemaakt te worden bij de mogelijke toepassing van flexibele nettarieven voor het opvangen van de gevolgen van de energietransitie. Flexibele nettarieven hebben als doel om netinvesteringen uit te sparen. Vanwege de geleidelijke elektrificatie van het energiesysteem zal de benutting van het elektriciteitsnet geleidelijk toenemen (en die van andere energienetten, zoals het gasnet afnemen). Dit gaat hand in hand met een capaciteitstoename, dus met netinvesteringen.

Zo leiden de elektrificatie van de warmtevoorziening (elektrische warmtepompen) en mobiliteit (elektrisch vervoer) tot een structureel hogere belasting van het elektriciteitsnet:

- ✓ Op dit moment verbruikt een gemiddeld huis 1.500 m<sup>3</sup> aardgas per jaar. Dit komt overeen met een energie-inhoud van ongeveer 15.000 kWh. Als met een elektrische warmtepomp in deze warmtebehoefte wordt voorzien, stijgt het jaarverbruik voor elektriciteit met 5.000 kWh, wat dus (ten minste) een dubbele transportcapaciteit voor elektriciteit vereist.<sup>69</sup>

<sup>68</sup> Zie ook: B. Koirala, *Integrated Community Energy Systems*, TU Delft, 2017.

<sup>69</sup> Uitgaande van een COP-factor van drie. Bedacht moet worden dat de warmtebehoefte vooral in de winterperiode (oktober-maart) bestaat, zodat de netten in deze periode het merendeel van de 5.000 kWh per huishouden moeten kunnen transporteren.

- ✓ De gemiddelde mobiliteit per auto bedraagt ongeveer 15.000 km per jaar. Wanneer een huishouden van een brandstofauto overstapt op een elektrische auto, stijgt de elektriciteitsbehoefte met 2.500 kWh per jaar.<sup>70</sup>

Het gemiddelde jaarverbruik aan elektriciteit voor een huishouden bedraagt circa 3.500 kWh, dus bovengenoemde ontwikkelingen leiden tot circa een verdrievoudiging van de huishoudelijke elektriciteitsvraag. Al met al vraagt een 100 % elektrificatie van de warmtevoorziening en de mobiliteit dus (minstens) om een verdubbeling van de transportcapaciteit (en mogelijk meer<sup>71</sup>). Het is een illusie dat deze capaciteitstoename met flexibele nettarieven kan worden opgevangen. Hoogstens kunnen transportpieken ermee worden afgevlakt.<sup>72</sup>

---

<sup>70</sup> Uitgaande van een verbruik van 6 km/kWh. De impact op de netcapaciteit is afhankelijk van de laadstrategie en de locatie waar geladen wordt (thuis, kantoor, laadstation onderweg).

<sup>71</sup> Mogelijk kan met een verdubbeling worden volstaan als warmtepompen 'slim' (lees: afwisselend) worden ingezet en elektrisch vervoer ook 'slim' wordt geladen.

<sup>72</sup> Een lagere transportpiek vereist minder netinvesteringen. Tegelijkertijd wordt het merendeel van de netverzwaringskosten gevormd door de graafkosten. Verder zijn zwaardere kabels weliswaar duurder dan kabels met lagere capaciteit, maar de kosten voor het productieproces zijn nagenoeg gelijk en enkel de materiaalkosten ( koper of aluminiumkern) verschillen. In de situatie dat het net toch verzaard moet worden, zijn de meerkosten voor het leggen van kabels met extra hoge capaciteit relatief beperkt.

Strikt genomen moet om bovengenoemde reden in de casus niet gerekend worden met de integrale netverzwaringskosten, maar enkel met de marginale (meer)kosten van verzwaring met extra dikke kabels. Immers, als netverzwaring noodzakelijk is, wordt het de afweging tussen het leggen van kabels die de verwachte piektransporten kunnen faciliteren of kabels met wat lagere capaciteit. Het verschil hiertussen (dus de meerkosten voor de extra zware kabels) betreft naar schatting slechts 10-30 % van de integrale investeringskosten van de kabels met lagere capaciteit. De maximale (netbeheerders)waarde van de flexibele nettarieven zoals in de casus in dit hoofdstuk berekend, daalt hierdoor ongeveer met een factor vijf, waarmee het alternatief van flexibele nettarieven nóg onaantrekkelijker wordt.

## 5 Flexibele nettarieven in de praktijk

### 5.1 Inleiding

In de voorgaande hoofdstukken is een beeld geschetst van de theoretische mogelijkheden (hoofdstuk 2 en 3), de praktische ervaringen (hoofdstuk 3.5) en de praktische potentie (hoofdstuk 4) van flexibele nettarieven om vraagrespons te induceren en transportproblemen in het net op te lossen. In dit hoofdstuk gaan we in op hoe flexibele nettarieven in de praktijk zouden kunnen worden geïmplementeerd.

Er worden hieronder vier thema's aangesneden. Allereerst wordt in paragraaf 5.2 stilgestaan bij de fundamentele keuze of de flexibele nettarieven vraagrespons zouden moeten induceren middels een 'beloningsschema' (bonusbenadering) of 'heffingsschema' (malusbenadering). Paragraaf 5.3 geeft vervolgens een overzicht van mogelijke tariefstructuren voor de verschillende tariefopties en de belangrijkste keuzes die hierbij gemaakt moeten worden. In paragraaf 5.4 wordt het voorgaande geïllustreerd met een aantal getallenvoorbeelden voor zowel de bonusbenadering als de malusbenadering. Het vierde en laatste onderdeel betreft een analyse van de impact van de invoering van flexibele nettarieven op de toepassing van de tarifieringsprincipes zoals non-discriminatie en economische efficiëntie (§5.5). Hoofdstuk 5 sluit tenslotte af met een synthese van de genoemde vier thema's.

### 5.2 Een fundamentele keuze

Bij de inrichting van flexibele nettarieven moet een fundamentele keuze worden gemaakt (zie ook §3.4). Deze betreft de soort prikkel die aan afnemers wordt gegeven:

1. **BONUSBENADERING:** De netbeheerder kan de afnemers prikkelen via het geven van een beloning middels de tarieven om het netgebruik tijdens bepaalde uren te verminderen.
2. **MALUSBENADERING:** De netbeheerder kan de afnemers bestraffen voor het netgebruik tijdens uren dat er netcongestie is of dreigt.

In de bonusbenadering zal de netbeheerder de afweging moeten maken tussen investeringen in netverzwaringen of inzet van operationele maatregelen (lees: vraagrespons) om de nettransporten te faciliteren. In dit geval is de maximale waarde van de beloning voor afnemers begrenst tot de kosten van het alternatief (de jaarlijkse kapitaalslasten van een netverzwaring - zie ook hoofdstuk 4).

In de malusbenadering verhoogt de netbeheerder de tarieven om (via de prijsstijging) de transporten te reduceren en zo een verwacht netprobleem tijdig op te lossen. In deze benadering verdient de netbeheerder dubbel: hij spaart én netinvesteringen uit én hij ontvangt hogere tarieven. In dit geval is er ook geen norm voor de tariefstijging. Idealiter wordt deze zodanig ingeregeld dat de gewenste respons (transportreductie) wordt gerealiseerd. Hierbij is de prijselasticiteit van de betreffende afnemers van belang.

De bonusbenadering prikkelt de netbeheerder om een efficiënte keuze te maken tussen netverzwaringen en het induceren van vraagrespons middels flexibele nettarieven. Middels getallenvoorbeelden duiden we in paragraaf 5.4 wat typische grenswaarden zijn voor deze afweging. De malusbenadering is echter gecompliceerder. Omdat de netbeheerder dubbel verdient, ontstaat er een perverse prikkel: de netbeheerder bespaart kosten maar ontvangt meer aan tariefinkomsten door het beperken van zijn of haar afnemers. In §6.4 komen we terug op hoe deze perverse prikkel doorwerkt in de reguleringssystematiek voor de netbeheerders.

## 5.3 Mogelijke tariefstructuren voor flexibele nettarieven

### 5.3.1 Tariefopties

In paragraaf 3.3 zijn de relevante tariefopties geïdentificeerd: *Time-of-use* (TOU)-pricing, *Critical peak pricing* (CPP) en *Real-time network pricing* (RTNP). Hieronder wordt besproken op welke wijze de tariefopties zouden kunnen worden ingevoerd en welke keuzes daarbij door de netbeheerder en de toezichthouder (ACM) gemaakt moeten worden.

### 5.3.2 Tariefcomponenten

Bij alle drie de tariefopties geldt dat voor de tariefstructuur vijf tariefcomponenten kunnen worden onderscheiden (zie ook Tabel 13):

- 1 een eenmalige aansluitvergoeding (voor het realiseren van de aansluiting).
- 2 de werkelijk benutte capaciteit (dus de maximaal gebruikte capaciteit) binnen een gegeven verbruiksblok.
- 3 het werkelijk energieverbruik (dus de hoeveelheid gebruikte energie) binnen een gegeven verbruiksblok.
- 4 een vaste vergoeding voor de aanwezigheid van de aansluiting (vastrecht transport).
- 5 een periodieke aansluitvergoeding (voor het in stand houden van de aansluiting).

De vijf categorieën geven de variabelen weer waarmee de tarieven kunnen worden vastgesteld.

Tabel 13. Tariefcomponenten en mogelijke vormen van invulling voor TOU-pricing, CPP en RTNP.

Tariefcomponenten	Flexibele nettarieven
Eenmalige aansluitvergoeding	[€/kW]
Werkelijk benutte capaciteit	[€/kW*verbruiksblok]
Werkelijke energieverbruik	[€/kWh* verbruiksblok]
Vastrecht transport	[€/factuurperiode]
Periodieke aansluitvergoeding	[€/kW*factuurperiode]

Het is niet noodzakelijk om gebruik te maken van alle variabelen. Er kan bovendien voor gekozen worden om slechts een deel van de tariefcomponenten flexibel te maken (dat wil zeggen verbruiksafhankelijk) en een deel van de tariefcomponenten statisch te houden (dat wil zeggen niet verbruiksafhankelijk). Zo kan mogelijk een balans worden gevonden tussen het geven van een prikkel voor vraagrespons (efficiënt netbeheer), het komen tot een eerlijke verdeling van de kosten (bescherming van de afnemers) en het waarborgen van voldoende inkomsten voor de netbeheerders.

### 5.3.3 Verschillen tussen kleingebruikers en grootverbruikers

Kleinverbruikers en grootverbruikers kennen in de huidige reguleringsystematiek reeds verschillende tariefdragers. Zo betalen kleinverbruikers een eenmalige aansluitvergoeding in het geval van een nieuwe aansluiting, een periodieke aansluitvergoeding en een transportvergoeding.

De eenmalige aansluitvergoeding en periodieke aansluitvergoeding zijn afhankelijk van de capaciteit van de aansluiting. De transportvergoeding bestaat uit een transportafhankelijk gedeelte (capaciteit van de aansluiting heeft hierop geen invloed), het vastrecht transport en een transportafhankelijk gedeelte (het zogenoemde ‘capaciteitstarief’). Het capaciteitstarief is een vaste bijdrage per jaar die afhankelijk is van de capaciteit van de aansluiting. Aansluitingen met een grotere capaciteit zijn duurder dan aansluitingen met een kleinere capaciteit.



Bij grootverbruikers is de tariefssystematiek complexer. Allereerst zijn er twee typen grootverbruikers: grootverbruikers die meer dan 600 uur (qua effectieve bedrijfstijd<sup>73</sup>) per jaar gebruik maken van het net en grootverbruikers die minder dan 600 uur (qua effectieve bedrijfstijd) per jaar gebruik maken van het net. Voor de laatstgenoemden zijn lagere tarieven van toepassing. Dit biedt voordeel aan verbruikers die relatief weinig gebruik maken van het net.

Voor beide typen grootverbruikers kent de tariefstructuur een vast gedeelte (tarief voor vastrecht transport) en een variabel gedeelte.<sup>74</sup> Het variabele gedeelte is grotendeels verbruiksafhankelijk, waarvan de belangrijkste componenten het vooraf gecontracteerd vermogen, het werkelijke energieverbruik en de gemeten piekafname betreffen.

De aangesloten grootverbruikers zijn nog verder onderverdeeld op basis van het netvlak (spanningsniveau) waar de grootverbruiker is aangesloten. Afhankelijk van het netvlak worden er verschillende tariefcomponenten gebruikt. Interessant om te constateren is dat voor een deel van de grootverbruikers in feite al sprake is van flexibele nettarieven (volgens een eenvoudig *Time-of-use* schema).

### 5.3.4 Belangrijke keuzes

Afhankelijk van de gekozen variant van flexibele nettarieven moeten verschillende keuzes gemaakt worden voor de concrete invulling van de tariefvariant. Tabel 14 geeft een overzicht van de belangrijkste keuzes. De invulling van deze keuzes zijn bepalend voor de wijze waarop flexibele nettarieven uiteindelijk op de afnemers uitwerken evenals voor de wijze waarop netbeheerders hun inkomsten genereren. Een voorbeeld van zo'n keuze is bijvoorbeeld de vraag of er maximumtarieven zouden moeten gelden om afnemers te beschermen tegen (extreem) hoge kosten voor netgebruik.

Invulling van de keuzes kan op verschillende manieren plaatsvinden. Van het volledig reguleren van voorschriften voor de tarieven door het ministerie en de toezichthouder tot volledige vrijheid voor netbeheerders. Tussen deze uitersten zijn vele tussenvarianten mogelijk. Een voorbeeld is om de vrijheid van netbeheerders te omkaderen met een bepaalde bandbreedte (bijvoorbeeld voor maximum- en minimumtarieven) of conditioneel te maken aan bepaalde voorwaarden (maximum omzet, rendement, netsituatie, ...).

Een belangrijk onderscheid dat in Tabel 14 naar voren komt is bijvoorbeeld dat bij *Time-of-use pricing* het nog mogelijk is dat de toezichthouder *ex ante* tarieven vaststelt. Bij *real-time network pricing*, althans in haar meest zuivere vorm zonder beperkingen vooraf, is dat onmogelijk. Het is verder goed om te vermelden dat het in principe mogelijk is om *Time-of-use pricing* met *Critical peak pricing* te combineren.

---

<sup>73</sup> Het begrip 'effectieve bedrijfstijd' betekent hier dat het gebruik wordt omgerekend naar het aantal uren gebruik bij volledige benutting. Iemand die 1199 uur voor 50 % van de capaciteit gebruik maakt, valt dus ook nog in de tariefcategorie voor een transport 'minder dan 600 uur'.

<sup>74</sup> Het variabele gedeelte van het tarief bestaat uit de volgende componenten: 1. tarief voor gecontracteerd vermogen (kW), 2. tarief voor werkelijk getransporteerde kilowatturen (kWh), met onderscheid naar normaal (tussen 7.00 en 23.00 uur) en laag verbruik voor LS (dit kan als een flexibel *time-of-use* tarief met twee blokken worden gezien), 3. Een week- of maandtarief voor het maximum transportvermogen dat per week of maand is gemeten (kW), en 4. een maandtarief voor de afgenomen hoeveelheid blindenergie. Voor teruglevering (invoeding) wordt niet betaald.

Tabel 14. Overzicht belangrijke keuzes voor het ministerie, de toezichthouder of de netbeheerder voor de invulling van flexibele nettarieven

	TIME-OF-USE PRICING	CRITICAL PEAK PRICING	REAL-TIME NETWORK PRICING
Duur van de verbruiksblokken	✓ In minuten of uren.		
Hoogte van tarieven per categorie en verbruiksblok	✓ Keuze tariefhoogte en tariefcategorieën per verbruiksblok.	✓ Keuze tariefhoogte en tariefcategorieën per verbruiksblok.	✓ Berekeningsmethode.
Wenselijkheid van maximum en minimum tarieven	✓ Een vorm van begrenzing kan wenselijk zijn om gebonden afnemers te beschermen.		
Methode voor vaststelling tarieven per categorie en verbruiksblok	✓ Omvat in ieder geval de wijze en het moment van communicatie.	✓ Omvat de berekeningsmethodiek, de wijze en het moment van communicatie.	✓ Omvat de berekeningsmethodiek, de wijze en het moment van communicatie.
Frequentie van vaststelling tarieven	✓ Periodiek (bijv. jaarlijks vs. maandelijks).	✓ Case-by-case om specifieke vraagreductie te bewerkstelligen.	✓ Onderdeel van de berekeningsmethode.
Afbakening van toepassingsgebied flexibele nettarieven	✓ Mogelijkheden omvatten toepassing voor alle aangeslotenen tot per netvlak tot voor specifieke aangeslotenen.		
Mate van vrijheid voor netbeheerder in toepassing van flexibele nettarieven	✓ Mate van vrijheid wordt vastgelegd in wet- en regelgeving of besluiten.		

De genoemde *tariefcomponenten* en keuzes over deze tariefcomponenten per *tariefoptie* (ToU, CPP en RTNP) bieden de knoppen waaraan de netbeheerder en de toezichthouder kunnen draaien. In de volgende paragraaf wordt eerst de doorwerking van een aantal verschillende invullingen van de tariefopties geduid aan de hand van voorbeeldtariefschema's (§5.4). Vervolgens, worden flexibele nettarieven, en de relevante tariefopties in dezen, in de context van de tariefreguleringsprincipes geplaatst om de voor en nadelen van de verschillende tariefopties tegen elkaar te kunnen afwegen (§5.5).

## 5.4 Berekening van voorbeeldtarieven

### 5.4.1 Inleiding

Het uitwerken van tariefvoorbeelden geeft inzicht in de grootte van de prijsprikkel om een bepaalde vraagrespons te kunnen induceren. Met andere woorden, wat is de prijselasticiteit van elektriciteitsgebruik? In deze paragraaf worden drie voorbeelden van tariefvarianten uitgewerkt volgens de bonusbenadering (§5.4.2) en de 'malusbenadering' (§5.4.3). Als uitgangspunt wordt er uitgegaan van een laagspanningsnet dat vergelijkbaar is met referentiecasus LS-1, dat wil zeggen met 75 aangesloten huishoudens en 5 zakelijke aansluitingen. De drie voorbeelden die worden uitgewerkt zijn de energiegebruiksafhankelijke varianten ToU-I, CPP-I en RTP-I (in kWh per verbruiksblok).<sup>75</sup>

Zoals aangegeven is de *prijselasticiteit* van elektriciteitsgebruik bepalend voor de verwachte vraagrespons. Tabel 15 geeft een overzicht van de prijselasticiteit van elektriciteitsgebruik in verschillende landen. Hierbij wordt een onderscheid gemaakt tussen prijselasticiteit op de korte termijn en op de lange termijn. In de praktijk geeft dit een inschatting weer voor hoe afnemers hun elektriciteitsgebruik zullen aanpassen als de prijsprikkel op de korte termijn plaatsvindt, of gedurende een langere periode aanwezig is. Een negatieve waarde in Tabel 15 moet als volgt worden geïnterpreteerd: bij een stijging van de prijs zal een afnemer zijn of haar vraag verlagen overeenkomstig met de weergegeven prijselasticiteit. Omdat er grote onzekerheid bestaat over

<sup>75</sup> In §3.3 is een overzicht gegeven van verschillende relevante tariefopties voor deze studie (Tabel 1). De genoemde selectie van deze varianten wordt nader besproken in deze paragraaf.

de juiste waarde van de elasticiteit van elektriciteitsgebruik wordt er in deze paragraaf gerekend met twee elasticiteiten: de meest recente gemiddelde waarde voor Nederland (-0,274) en de hoogste waarde uit verschillende onderzoeken (-1,4) om de potentie van flexibele nettarieven voor het induceren van vraagrespons te schetsen.

Tabel 15. Overzicht van prijselasticiteiten van elektriciteitsgebruik in verschillende landen, onderscheiden naar korte termijn elasticiteit, lange termijn elasticiteit en een gemiddelde voor verschillende vraagsectoren. De groene velden betreffen de prijselasticiteiten die gebruikt worden in deze studie.

LANDEN/ REGIO	ELASTICITEIT KORT	ELASTICITEIT LANG	GEMIDDELDE	SECTOR	STUDIE
Nederland	-0,15	-0,25	-0,2	Huishoudens	H. Jeeninga en M.G. Boots (2001). <i>Ontwikkelingen van het huishoudelijke energieverbruik in een geliberaliseerde markt: Effecten op aankoop- en gebruiksgedrag.</i>
Nederland	Geen gegevens	Geen gegevens	-0,274	Huishoudens	Chandra Kiran Krishnamurthy (2015). <i>A cross-country analysis of residential electricity demand in 11 OECD countries.</i>
Gemiddelde van 11 OECD landen	-0,27	-1,4	-0,835	Huishoudens	Chandra Kiran Krishnamurthy (2015). <i>A cross-country analysis of residential electricity demand in 11 OECD countries.</i>
VS	-0,1	-0,7	-0,4	Huishoudens	Alberini and Filipini (2011). <i>Responses of residential electricity demand to price: the effect of measurement error.</i> Energy Econ. 33 (2011).
VS	-0,1	-1,0	-0,55	Alle sectoren	Burke (2018). <i>The Price elasticity of electricity demand in the US: A three dimensional Analysis.</i> In: Energy Journal.
VS	-0,1	-0,4	-0,25	Alle sectoren	Labandeira et al. (2017). <i>A meta-analysis on the price elasticity of energy demand.</i> Energy Policy.
South Australia	-0,363	-0,428	-0,3955	Alle sectoren	Fan Shu (2011). <i>The price elasticity of electricity demand in South Australia.</i> Energy policy.
Japan	-0,034	-0,146	-0,09	Alle sectoren	Otsuka, <i>Demand for industrial and commercial electricity: Evidence from Japan.</i> J. Econ. Structures.

#### 5.4.2 Voorbeeldtarieven met prijsverlaging (bonusbenadering)

##### UITGANGSPUNTEN

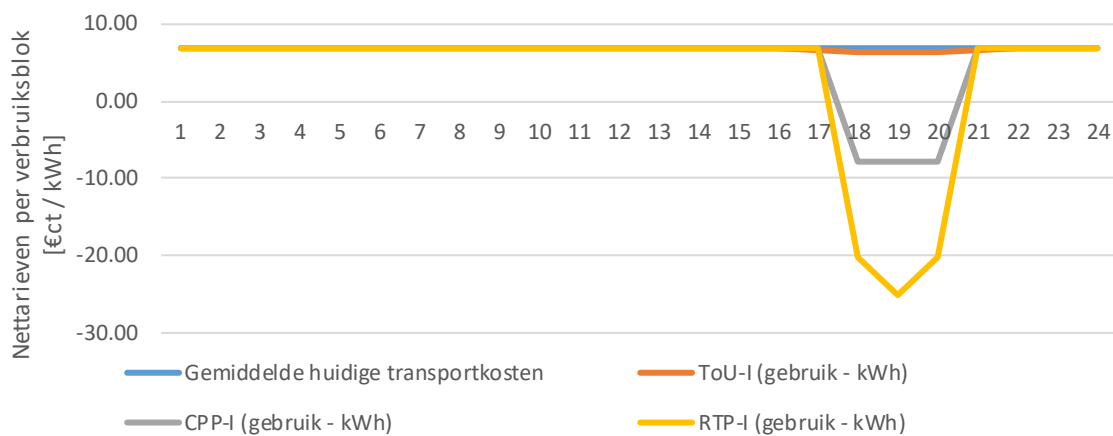
Wanneer men ervoor kiest om via de ‘bonusbenadering’ afnemers te prikkelen om hun vraag te reduceren, krijgen afnemers ‘ex-post’ een korting wanneer zij hun vraag reduceren ten opzichte van hun ‘normale verbruiksprofiel’ gedurende de piekuren (zie ook Paragraaf 3.4). Figuur 11 toont een aantal mogelijke prijsschema’s voor de drie tariefopties ToU-I, CPP-I en RTP-I. De figuur toont de tarieven vanuit het perspectief van een netbeheerder. Doordat op piekmomenten een bonus wordt betaald zijn juist op die momenten de opbrengsten lager. Op piekmomenten zijn de ‘opportunitykosten’ voor afnemers juist hoger, als zij tijdens de piekmomenten netcapaciteit gebruiken komen ze immers niet in aanmerking voor de bonus. Omdat het concept van negatieve prijzen uit Figuur 11 lastig te interpreteren is tonen we tevens in Figuur 12 de opportunitykosten, gezien vanuit een afnemer, wanneer men de bonusbenadering zou toepassen.

Bij vaststelling van de tariefopties is rekening gehouden met de volgende uitgangspunten:

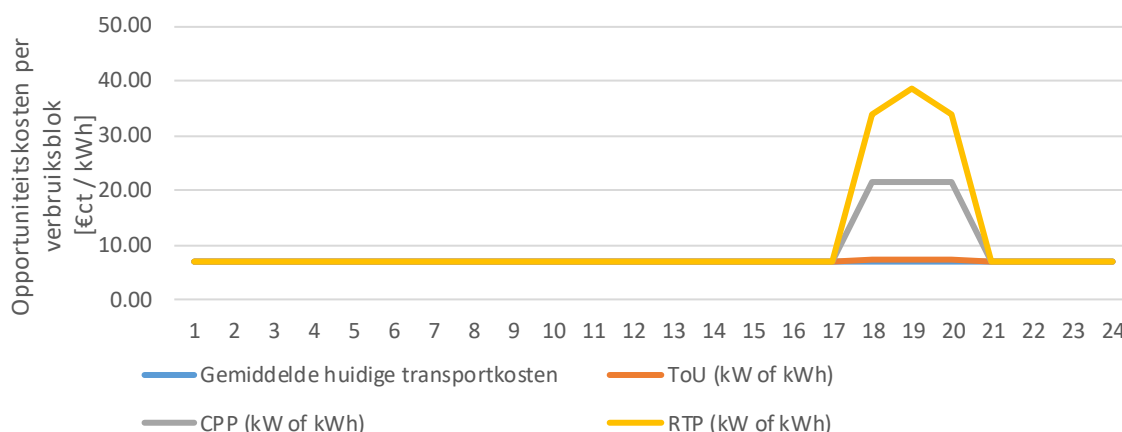
- ✓ Conform UseCase LS-1 scenario 3 (zie paragraaf 4.3.1 en paragraaf 4.4.1) zijn de tariefschema’s er op gericht om een tekort van 62.000 kWh te verhelpen middels het induceren van vraagrespons. Het genoemde tekort komt overeen met een netsituatie waarin de 250 kVA transformator moet worden vervangen met een zwaardere transformator van 400 kVA.
- ✓ Om bovengenoemd tekort te verhelpen mag maximaal een bedrag worden uitgegeven dat gelijk is aan het alternatief: het verzwaren van de transformator. Per jaar komt dit er op neer dat de netbeheerder 850 euro te besteden heeft aan bonussen voor één net.
- ✓ Het berekende bovengenoemde tekort komt tot stand onder de aanname dat er elke dag congestie plaatsvindt verspreid over ongeveer 750 uren in het jaar. Dat wil zeggen ongeveer

2 uur per dag gedurende de avonduren (hoogste piek van de dag). In de berekeningen in dit hoofdstuk nemen we het blok van congestie iets breder, namelijk 3 uur per dag tussen 17:00 en 20:00, omdat het moment van congestie waarschijnlijk niet precies gelijktijdig zal zijn met twee verbruiksblokken, maar zal overlappen met drie verbruiksblokken.

- ✓ In werkelijkheid zal er naar verwachting niet iedere dag congestie plaatsvinden op het net, maar enkel op specifieke dagen in het jaar wanneer de vraag naar elektriciteit hoog is. Om inzicht te bieden in de sterkte van de prikkel die kan worden geboden wanneer men uitgaat van de inzet van flexibele nettarieven voor slechts een aantal momenten per jaar versus elke dag maken we per tariefschema onderscheid aangaande op welke momenten de tariefschema's worden ingezet.
- ✓ Het tariefschema 'Time-of-use pricing' is een breed schema dat 365 dagen per jaar moet worden ingezet omdat de netbeheerder niet precies weet op welk moment - welke dag én welk tijdstip - de congestie plaats zal vinden.
- ✓ Het tariefschema 'Critical peak pricing' (CPP) is een smal schema dat gericht wordt ingezet wanneer de netbeheerder *verwacht* dat er congestie kan optreden. Wij nemen aan dat de netbeheerder aan de voorzichtige kant zal opereren en daarom wordt de prikkel iets vaker ingezet dan de werkelijke momenten van congestie. Stel dat er 12 dagen in het jaar het risico is op congestie dan gaan we er hiervan uit dat CPP 20 dagen per jaar voor 3 uur per dag wordt ingezet.
- ✓ Het tariefschema 'Real-time network pricing' (RTNP) is een smal schema dat gericht wordt ingezet wanneer congestie kan optreden. Conform bovengenoemde aanname wordt RTNP 12 dagen in het jaar voor 3 uur per dag ingezet.



Figuur 11. Voorbeeldtarieven met prijsverlaging (bonus) voor vier verschillende tariefopties. De figuur toont de tarieven vanuit het perspectief van een netbeheerder. Doordat op piekmomenten een bonus wordt betaald zijn juist op die momenten de opbrengsten lager. Getoonde voorbeeldtarieven zijn gedimensioneerd op bovengenoemde uitgangspunten - i.e. 850 euro te besteden budget per net en verschillende aannames voor het aantal keer per jaar dat het tariefschema geldt. De aangenomen prijselasticiteit volgt de gemiddelde inschatting voor Nederland van -0,274.



Figuur 12. Opportunitetskosten van elektriciteitsverbruik gezien vanuit de afnemer bij een prijsverlaging voor netgebruik gedurende de piekuren (bonus). Het betreft dus opbrengsten die de afnemer niet krijgt als hij gedurende die periode toch elektriciteit afneemt. Deze kunnen economisch gezien als kosten worden beschouwd. Figuur 12 toont vier verschillende tariefoplossingen. Getoonde voorbeeldkosten zijn gedimensioneerd op dezelfde uitgangspunten als in Figuur 11 - i.e. 850 euro te besteden budget per net en verschillende aannames voor het aantal keer per jaar dat het tariefschema geldt. De aangenomen prijselasticiteit volgt de gemiddelde inschatting voor Nederland van  $-0,274$ .

In bovenstaande voorbeelden bestaan de kosten voor netgebruik voor elektriciteitsafnemers uitsluitend uit een verbruiksafhankelijk tarief, uitgedrukt in eurocent (€ct) per kWh. De blauwe lijn fungeert als proxy voor de huidige situatie. Door de gemiddelde kosten voor elektriciteitsdistributie<sup>76</sup> te delen door het gemiddeld energieverbruik<sup>77</sup> kan een gemiddeld verbruiksafhankelijk elektriciteitstarief voor netbeheer worden berekend - zijnde ongeveer 6,77 €ct per kWh.

In lijn met de uitgangspunten van de verschillende tariefoplossingen wordt het budget van ToU-I 'uitgesmeerd' over een periode 365 dagen. Hierdoor is de prikkel die per verbruiksblok gegeven kan worden slechts heel klein (zie de donker oranje lijn). De tariefschema's CPP-I en RTP-I worden daarentegen op minder momenten ingezet - respectievelijk 20 en 12 keer per jaar. Hierdoor kunnen er sterkere prijsprikkels per verbruiksblok worden gegeven dan in het geval van ToU-I. CPP-I is verder gedefinieerd als een vlakke, scherpe, prijsprikkel enkel op het moment van congestie. RTP-I laat een 'vlakker' verloop van de prijs zijn omdat dit tariefschema de werkelijke waarde van congestie in de tijd volgt. Merk op dat met het beschikbare budget van 850 euro per jaar in het geval van CPP-I en RTP-I prijsprikkels ontstaan met negatieve prijzen. Dat houdt in dat elektriciteitsafnemers niet alleen een gereduceerd tarief betalen wanneer zij hun vraag naar beneden bijstellen gedurende de piekuren, maar zelfs geld *ontvangen*. Dat wil zeggen, voor elke niet-verbruikte kWh ontvangt de afnemer een bonus die hoger is dan de transportprijs die betaald zou worden in het geval van verbruik buiten de piekuren.

Bovenstaande prijschema's voor voorbeeldtarieven zijn iteratief vastgesteld middels een door Ecorys ontwikkeld simulatiemodel waarmee de verwachte vraagrespons van elektriciteitsafnemers op prijsprikkels berekend kan worden. Uitgangspunt van de simulatie is dat afnemers rationeel reageren op prijsprikkels door hun vraag te verminderen tijdens de piekuren. Dit gebeurt middels een gelijkmatig verdeelde volledige 'load-shift' van piekuren naar daluren. De aanname is dat afnemers hun totale elektriciteitsvraag niet zullen vermeerderen gedurende de daluren

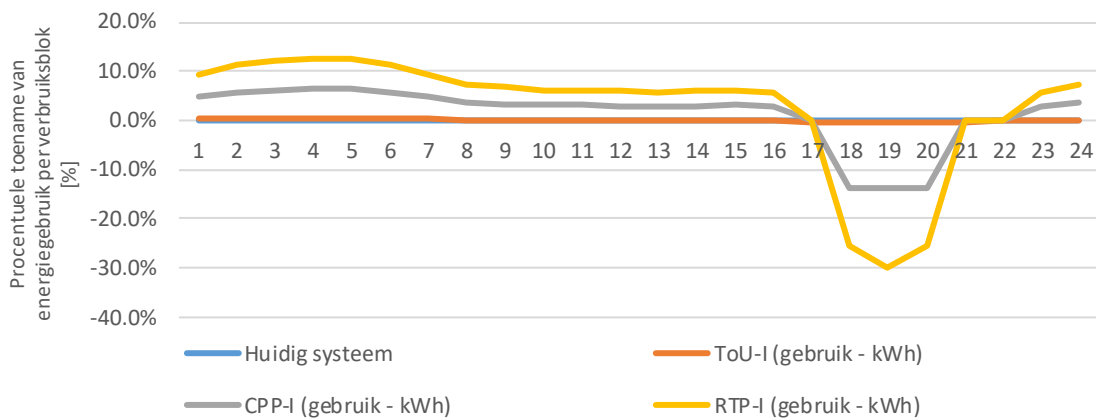
<sup>76</sup> In 2018 bedroegen de netbeheerkosten voor stroom van een standaard huishouden €236,79 in het netgebied van Stedin (de netbeheerders onderling kennen kleine verschillen). Zie: <https://www.independent.nl/energie/info/netbeheerder/netbeheerkosten.aspx>.

<sup>77</sup> Wij nemen een gemiddeld elektriciteitsverbruik van 3.500 kWh per huishouden aan.

ondanks dat zij (dankzij de bonus) nu ‘meer geld te besteden hebben’ aan netgebruik (*rebound effect*).

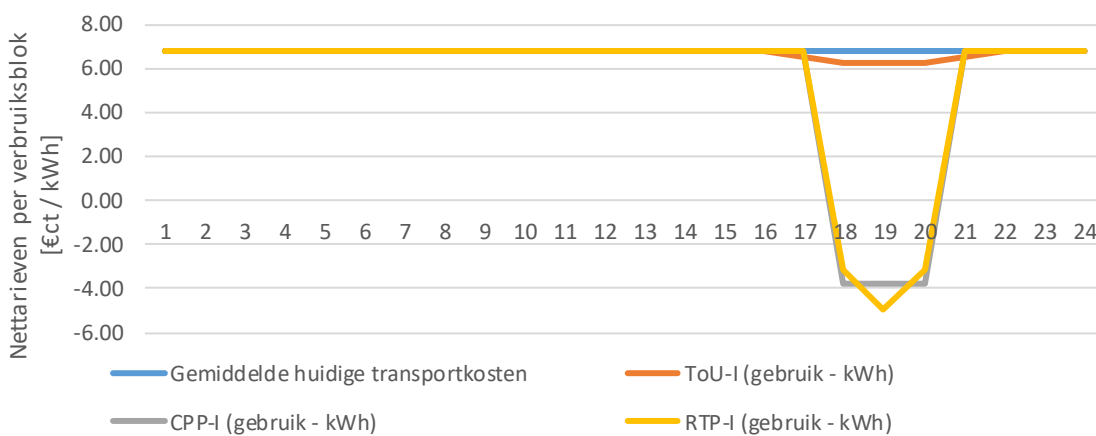
**GESCHATTE IMPACT OP HET NETGEBRUIK**

Figuur 13 toont de vraagrespons van elektriciteitsafnemers voor de vier verschillende voorbeeldtarieven bij een prijselasticiteit van  $-0,274$ . Zoals tevens naar voren kwam in hoofdstuk 4, is de vraagrespons van afnemers slechts zeer klein bij het geven van een kleine bonus. In Figuur 13 wordt dan ook duidelijk dat bij een beperkt ‘bonus-budget’ van slechts 850 euro per jaar per net de vraagrespons in het geval van ToU-I verwaarloosbaar is. De vraagrespons van CPP-I en RTP-I zijn wel beiden substantieel omdat het ‘bonus-budget’ voor deze tariefschema’s niet wordt uitgesmeerd over een groot aantal dagen, maar slechts over respectievelijk 20 en 12 momenten.

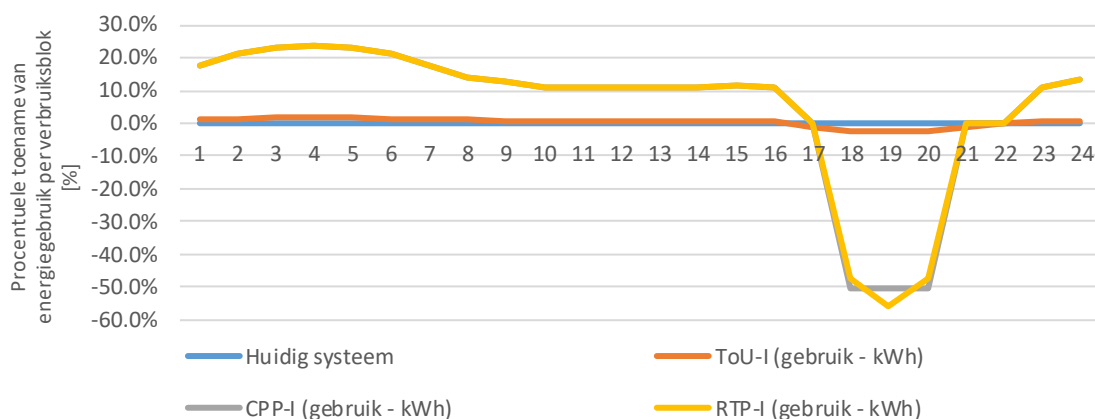


Figuur 13. Vraagrespons bij voorbeeldtarieven met prijsverlaging (bonus) voor vier verschillende varianten van tariefopties. Uitgangspunt is een prijselasticiteit van  $-0,274$ .

Zoals benoemd is de vraagrespons sterk afhankelijk van de aangenomen prijselasticiteit. Wanneer een sterkere prijselasticiteit van  $-1,4$  wordt aangehouden zullen afnemers sterker reageren op prijsprikkels. Dit betekent dat er met kleinere prijsprikkels meer vraagrespons bereikt kan worden binnen hetzelfde ‘bonus-budget’. Figuur 14 laat vier tariefschema’s zien die denkbaar zijn bij een prijselasticiteit van  $-1,4$ . De bijbehorende vraagrespons bij deze vier tariefschema’s wordt weergegeven in Figuur 15.



Figuur 14. Voorbeeldtarieven met prijsverlaging (bonus) voor vier verschillende tariefopties. Getoonde voorbeeldtarieven volgen dezelfde uitgangspunten als in Figuur 11 met één andere aanname: De aangenomen prijselasticiteit volgt de uiterste inschatting van  $-1,4$ .



Figuur 15. Vraagrespons bij voorbeeldtarieven met prijsverlaging (bonus) voor vier verschillende varianten van tariefopties. Uitgangspunt is een prijselasticiteit van  $-1,4$ . De vraagrespons is hier vergelijkbaar met de vraagrespons in Figuur 13, maar vergt een veel kleinere prijsprikkel (verschil tussen de tariefvarianten uit Figuur 14 en Figuur 11).

Om een beeld te geven van wat de genoemde vraagrespons percentages betekenen wordt in Tabel 16 een overzicht gegeven van de gerealiseerde ‘nuttige vraagrespons’ (vraagrespons tussen 17:00 en 20:00) per tariefvariant en welke jaarlijkse inkomstendervingen van de netbeheerder daarmee gepaard gaan (voor het uitdelen van het ‘bonus-budget’). Tabel 17 toont de resultaten uitgaande van de tariefvarianten welke zijn gedimensioneerd op een prijselasticiteit van  $-0,274$  (overeenkomstig met Figuur 11 en Figuur 13) en op een prijselasticiteit van  $-1,4$  (overeenkomstig met Figuur 14 en Figuur 15). De ‘nuttige vraagrespons’ dient vergeleken te worden met de referentie voor benodigde vraagrespons, i.e. 62.000 kWh in het geval van ToU-I en respectievelijk  $-3.397$  voor CPP-I en  $-2.038$  voor RTP-I. De inkomstenderving is conform de maximum vermeden netverzwaringkosten gelijk aan 850 euro per jaar (zie ook hoofdstuk 4).

Tabel 17 laat zien dat bij een prijselasticiteit van  $-0,274$  een bonusbudget van 850 euro per jaar niet voldoende vraagrespons kan induceren in alle tariefvarianten. In het geval van een prijselasticiteit van  $-1,4$  lukt het om voldoende vraagrespons te induceren bij zowel CPP-I als bij RTP-I. In het schema ToU-I is de geïnduceerde vraagrespons nog steeds (veel) te klein. Goed om te vermelden is dat het de verwachting is dat de prijselasticiteit in de toekomst zal toenemen en naar verwachting verder richting de nu nog vrij uiterste waarde van  $-1,4$  bewegen. Belangrijkste oorzaken voor deze trend is de toename van ‘slimme’ regelbare elektrische apparatuur zoals de elektrische auto en de elektrische warmtepomp alsmede de groeiende aandacht voor vraagrespons zowel energiepartijen als energieafnemers (zoals huishoudens).

Tabel 16. Overzicht totaal geïnduceerde vraagrespons (bonusbenadering) en het resulterende inkomstenverschil voor de netbeheerder. Cijfers zijn op jaarbasis en gelden voor één net met dezelfde dimensies als casus LS-1 scenario 3. Groen gearceerde velden zijn wenselijke uitkomsten, oranje gearceerde velden tonen aan dat het doel niet is bereikt binnen de randvoorwaarden van de prijsprikkel.

	REFERENTIE	ToU-I (GEBRUIK - KWH)	CPP-I (GEBRUIK - KWH)	RTP-I (GEBRUIK - KWH)
Inzet flexibele tariefschema's (aantal dagen per jaar)	365	365	20	12
Referentie benodigde vraagrespons [kWh/jaar]	-62.000	-62.000	-3.397	-2.038
<b>UITGANGSPUNT: PRIJSELASTICITEIT VAN -0,274</b>				
Nuttige (tussen 17:00 en 20:00) geïnduceerde vraagrespons [kWh]	0	-615	-918	-1.087
Inkomsten zonder vraagrespons	45.670			
Inkomsten mét vraagrespons		44.820	44.820	44.820
Inkomstenverschil	0	-850	-850	-850
<b>UITGANGSPUNT: PRIJSELASTICITEIT VAN -1,4</b>				
Nuttige (tussen 17:00 en 20:00) geïnduceerde vraagrespons [kWh]	0	-3.201	-3.397	-2.038
Inkomsten zonder vraagrespons	45.670			
Inkomsten mét vraagrespons		44.820	45.315	45.459
Inkomstenverschil	0	-850	-354	-211

#### IMPACT OP DE NETBEHEERDERSOMZET

Om de impact van de toepassing van flexibele nettarieven volgens de bonusbenadering te schetsen kan men een eenvoudige berekening uitvoeren. Nederland telt ongeveer 100.000 LS-netten. Wanneer de netbeheerders in bijvoorbeeld 10.000 netten een jaar lang CPP-1 zouden toepassen, uitgaande van het prijschema uit Figuur 11 en een prijselasticiteit van -0,274, dan betreft de omzetsderving van de netbeheerders ongeveer 8,5 miljoen euro per jaar. De totale netbeheerdersomzet bedroeg in 2016 voor regionaal elektriciteitsnetbeheer ongeveer 2,6 miljard euro.<sup>78</sup>

#### 5.4.3 Voorbeeldtarieven met prijsverhoging (*malusbenadering*)

##### UITGANGSPUNTEN

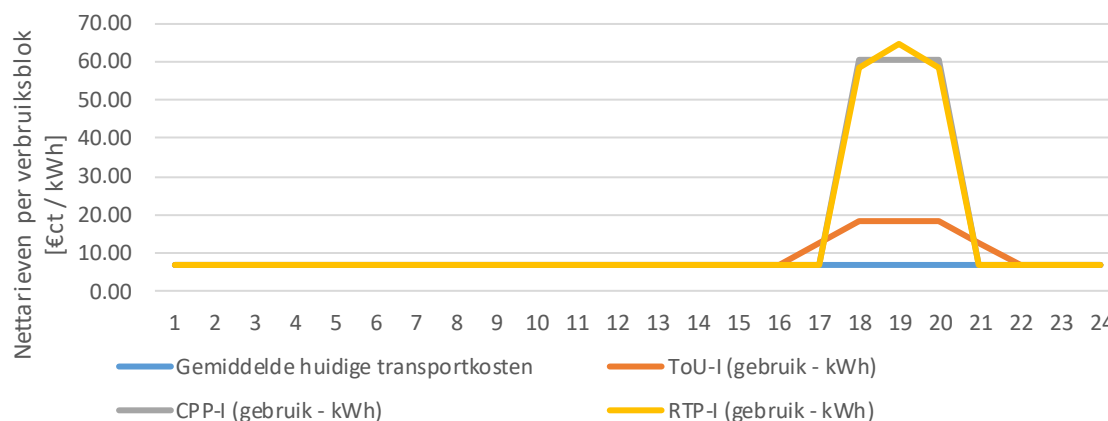
Wanneer men ervoor kiest om via de 'malusbenadering' afnemers te prikkelen om hun vraag te reduceren, kunnen de afnemers 'ex-ante' kennisnemen van het prijschema dat bepaalt hoeveel netgebruik op welk moment kost. De benadering houdt in dat netgebruik duurder is gedurende de piekuren (zie ook Paragraaf 3.4). Anderzijds volgen de berekeningen in deze paragraaf dezelfde uitgangspunten als in paragraaf 5.4.2. Figuur 16 toont een aantal mogelijke prijschema's voor de drie tariefopties ToU-I, CPP-I en RTP-I.

De tariefvarianten in Figuur 16 zijn zodanig gedimensioneerd dat de netbeheerder maximaal de totale investeringskosten van een 400 kVA transformator mag verhalen op haar afnemers (In hoofdstuk 4 zijn die begroot op 17.000 euro). In de bonusbenadering vormden de kosten van het alternatief (netverzwarende) het budgetplafond voor de netbeheerder. In de malusbenadering is dat niet het geval omdat de netbeheerder geen kosten maakt. Toch is het aannemelijk dat er in de praktijk een plafond zal zijn, daarom is (enigszins willekeurig) gerekend met het investeringsbedrag. Het beschikbare 'budget' is hierdoor wel aanzienlijk hoger dan de jaarlijkse kosten van de investering (850 euro) waarmee in de bonusbenadering is gerekend. De reden voor de keuze

<sup>78</sup> Bron: ACM (2016). *X-factorberekening bij x-factor besluiten RNB's elektriciteit 2017-2021*. Link: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/16351/X-factorberekening--bij-x-factorbesluiten-RNBs-energie-2017-2021>.



voor een plafond dat in deze mate hoger is dan het 'budget' in de bonus benadering is omdat we willen laten zien welke vraagresponso er bereikt kan worden met grotere prijsprikkels.



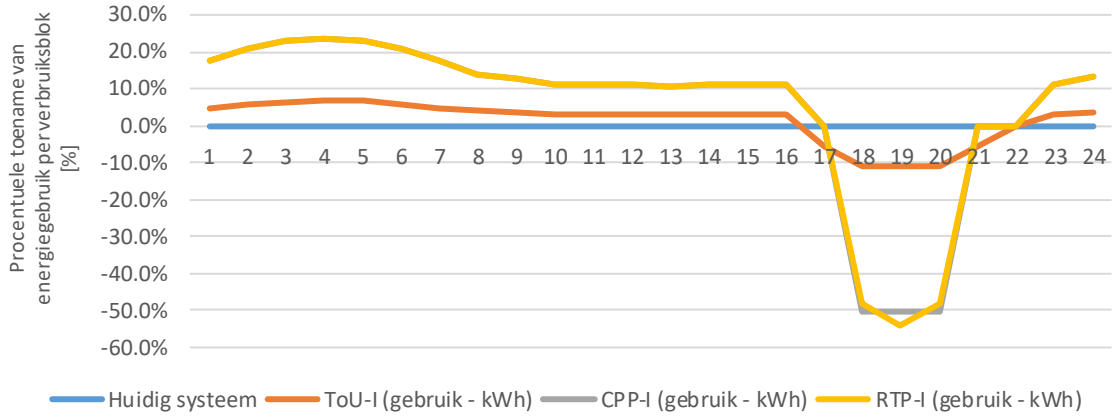
Figuur 16. Voorbeeldtarieven met prijsverhoging (malus) voor 4 verschillende varianten van tariefopties. Uitgangspunt is een prijselasticiteit van -0,274.

Wederom zijn de kosten voor netgebruik voor elektriciteitsafnemers uitsluitend uitgedrukt in een verbruiksafhankelijk tarief in eurocent (€ct) per kWh. In lijn met de definities van de verschillende tariefopties bestaat ToU-I uit een simpel schema met relatief grofmazige blokken (de rode lijn), CPP-I uit een scherpe prijsprikkel enkel op het moment van congestie, en RTP-I uit een vlakker verloop van de prijs, in lijn met de waarde van congestie op dat moment.

De prijsschema's zijn in het simulatiemodel verwerkt om de verwachte vraagresponso van elektriciteitsafnemers te kunnen berekenen. De aanname is dat afnemers hun totale vraag niet zullen verminderen ten gevolge van de hogere kosten voor netgebruik, maar dat zij enkel hun vraag zullen verplaatsen middels een gelijkmatig verdeelde volledige load-shift van de piekuren naar de daluren. Op de korte termijn achten wij deze aanname aanvaardbaar. Op de lange termijn is deze echter niet realistisch aangezien afnemers op zoek zullen gaan naar mogelijkheden om hun piekverbruik te verminderen door bijvoorbeeld energiebesparende maatregelen te nemen of opslagcapaciteit aan te schaffen als daar een positieve business-case voor is.

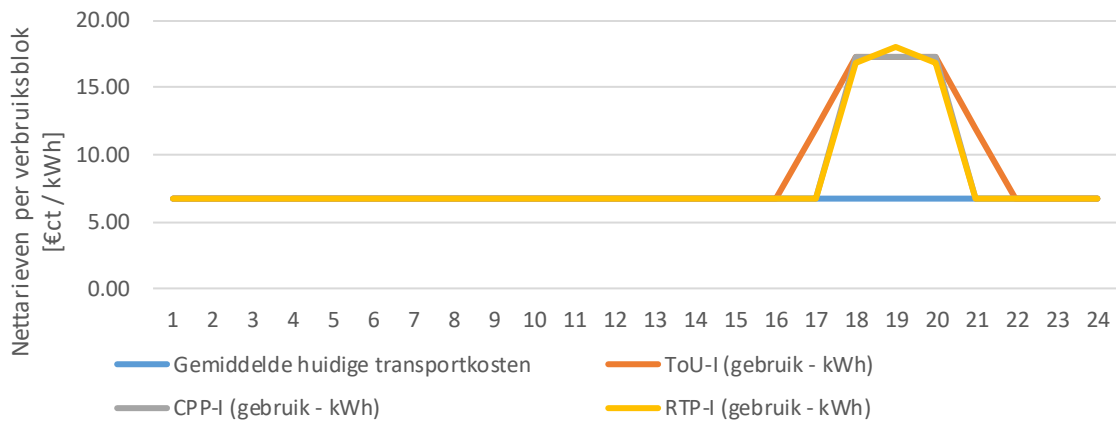
#### GESCHATTE IMPACT OP HET NETGEBRUIK

Figuur 17 toont de vraagresponso van elektriciteitsafnemers voor vier verschillende voorbeeldtarieven bij een prijselasticiteit van -0,274. De vraagresponso is nu groter dan in de bonusbenadering, omdat de prijsschema's uitgaan van een sterkere prijsprikkel. Immers, het is nu niet nodig om het inkomstenverschil te beperken tot de kosten van het alternatief aangezien de netbeheerder extra inkomsten verkrijgt dankzij de flexibele nettarieven en geen inkomsten misloopt. De tariefschema's zijn iteratief zo vastgesteld dat ze voldoende vraagresponso induceren én niet een groter inkomstenverschil veroorzaken dan 17.000 euro per net per jaar. In het geval van ToU-I kan bij een prijselasticiteit van -0,274 niet voldoende vraagresponso worden geïnduceerd binnen dit budget (zie ook Tabel 17).



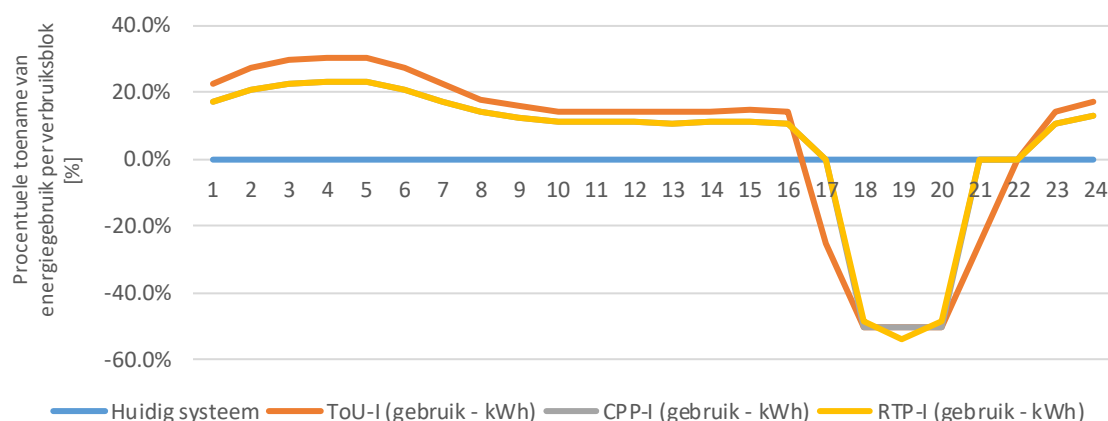
Figuur 17. Vraagrespons bij voorbeeldtarieven met prijsverhoging (malus) voor 4 verschillende varianten van tariefopties. Uitgangspunt is een prijselasticiteit van -0,274.

In Figuur 18 en Figuur 19 is goed te zien dat de vraagrespons sterk samenhangt met de aangenomen prijselasticiteit. Wanneer wordt uitgegaan van een prijselasticiteit van -1,4 kan met veel kleinere prijsprikkels dezelfde ordegrrootte van vraagrespons worden geïnduceerd. Bovendien, zijn de kosten die nu op afnemers worden verhaald veel lager én lukt het zelfs in het breed uitgesmeerde ToU-I schema om voldoende vraagrespons te induceren (zie ook Tabel 17).



Figuur 18. Voorbeeldtarieven met prijsverhoging (malus) voor vier verschillende tariefopties. Getoonde voorbeeldtarieven volgen dezelfde uitgangspunten als in Figuur 16 met één andere aanname: De aangenomen prijselasticiteit volgt de uiterste inschatting van -1,4.

Tabel 17 geeft een overzicht van de gerealiseerde ‘nuttige vraagrespons’ (vraagrespons tussen 17:00 en 20:00) per tariefvariant en welke jaarlijkse inkomstendervingen van de netbeheerder daarmee gepaard gaan (bij het heffen van een ‘malus’ op piekverbruik). Tabel 17 toont de resultaten uitgaande van de tariefvarianten welke zijn gedimensioneerd op een prijselasticiteit van -0,274 én -1,4 (overeenkomstig met Figuur 16 tot en met Figuur 19). De ‘nuttige vraagrespons’ dient vergeleken te worden met de referentie voor benodigde vraagrespons, dat wil zeggen 62.000 kWh in het geval van ToU-I en respectievelijk -3.397 voor CPP-I en -2.038 voor RTP-I. De inkomstenderving is maximaal gelijk aan de totale investeringskosten van een 400 kVA transformator á 17.000 euro.



Figuur 19. Vraagrespons bij voorbeeldtarieven met prijsverhoging (malus) voor 4 verschillende varianten van tariefopties. Uitgangspunt is een prijselasticiteit van -1,4. In het geval van ToU-I is de vraagrespons hier een stuk groter dan in Figuur 17.

Tabel 17 laat zien dat bij een prijselasticiteit van -0,274 en een malus heffing van maximaal 17.000 euro per jaar er niet voldoende vraagrespons geïnduceerd kan worden bij ToU-I, maar wél bij CPP-I en RTP-I. In het geval van een prijselasticiteit van -1,4 lukt het bovendien om voldoende vraagrespons te induceren bij alle tariefvarianten. Let wel dat de benodigde prikkel in het geval bij ToU-I erg hoog moet zijn in termen van de kosten die over de afnemers worden verhaald: 17.000 euro per jaar bij een prijselasticiteit van -0,274 zónder doelbereik en 9.357 euro per jaar bij een prijselasticiteit van -1,4 mét doelbereik. Deze cijfers staan in sterk contrast met het alternatief van vermeden netverzwarkosten van 850 euro per jaar.

Tabel 17. Overzicht totaal geïnduceerde vraagrespons (malusbenadering) en het resulterende inkomstenverschil voor de netbeheerder. Cijfers zijn op jaarbasis en gelden voor één net met dezelfde dimensies als casus LS-1 scenario 3. Groen gearceerde velden zijn wenselijke uitkomsten, oranje gearceerde velden tonen aan dat het doel niet is bereikt binnen de randvoorwaarden van de prijsprikkel.

	REFERENTIE	TOU-I (GEBRUIK - kWh)	CPP-I (GEBRUIK - kWh)	RTP-I (GEBRUIK - kWh)
Inzet flexibele tariefschema's (aantal dagen per jaar)	365	365	20	12
Referentie benodigde vraagrespons [kWh jaar]	-62.000	-62.000	-3.397	-2.038
<b>UITGANGSPUNT: PRIJSELASTICITEIT VAN -0,274</b>				
Nuttige (tussen 17:00 en 20:00) geïnduceerde vraagrespons [kWh]	0	-13.561	-3.397	-2.038
Inkomsten zónder vraagrespons	45.670			
Inkomsten mét vraagrespons		62.670	47.480	46.753
Inkomstenverschil	0	17.000	1.810	1.083
<b>UITGANGSPUNT: PRIJSELASTICITEIT VAN -1,4</b>				
Nuttige (tussen 17:00 en 20:00) geïnduceerde vraagrespons [kWh]	0	-62.000	-3.397	-2.038
Inkomsten zónder vraagrespons	45.670			
Inkomsten mét vraagrespons		55.027	46.024	45.882
Inkomstenverschil	0	9.357	354	212

#### IMPACT OP DE NETBEHEERDERSOMZET

Om de impact van de toepassing van flexibele nettarieven volgens de malusbenadering te schetsen kan men een eenvoudige berekening uitvoeren. Nederland telt ongeveer 100.000 LS-netten. Wanneer de netbeheerders in bijvoorbeeld 10.000 netten een jaar lang CPP-1 zouden toepassen, uitgaande van het prijsschema uit Figuur 16 en een prijselasticiteit van -0,274, dan betreft de

omzettoename van de netbeheerders ongeveer 18,1 miljoen euro per jaar. De totale netbeheerdersomzet bedroeg in 2016 voor regionaal elektriciteitsnetbeheer ongeveer 2,6 miljard euro.<sup>79</sup>

## 5.5 Flexibele nettarieven en de tarifieringsprincipes

### 5.5.1 Tarifieringsprincipes

In de regel worden bij het vaststellen van de nettarieven drie reguleringsdoelen gehanteerd:<sup>80</sup>

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

Het eerstgenoemde doel vormt de grondslag voor netregulering. De laatste twee doelen zijn vereist vanuit Europese regelgeving.<sup>81</sup> Afgezien van deze reguleringsdoelen worden daarnaast vaak ook een aantal extra randvoorwaarden<sup>82</sup> gehanteerd zoals:

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

Hieronder zal de relatie tussen flexibele nettarieven en de tarifieringsprincipes nader worden besproken.

### 5.5.2 Non-discriminatie en *fairness* bij flexibele nettarieven

Nettarieven behoren non-discriminerend te zijn. Dit betekent dat soortgelijke afnemers met eenzelfde netgebruik dezelfde nettarieven zouden moeten betalen.<sup>83</sup> Toepassing van flexibele nettarieven kan, afhankelijk van de implementatie hierop van invloed zijn:

- ✓ Wanneer flexibele nettarieven voor *alle afnemers* van een net worden ingevoerd - wat dus inhoudt dat alle afnemers op dezelfde wijze worden beloond voor het aanpassen van hun netbelasting - is het principe van non-discriminatie niet in het geding. Nadeel van universele toepassing van flexibele nettarieven is dat deze dan gelden zowel voor afnemers in netten met een transportbeperking als voor afnemers in andere netten. Deze

<sup>79</sup> Bron: ACM (2016). *X-factorberekening bij x-factor besluiten RNB's elektriciteit 2017-2021*. Link: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/16351/X-factorberekening--bij-x-factorbesluiten-RNBs-elektriciteit-2017-2021>

<sup>80</sup> D-Cision, ECN & TU Delft, *De tariefssystematiek van het elektriciteitsnet*, 2013.

<sup>81</sup> EU Richtlijn 2009/72/EC en EU verordening 2009/714.

<sup>82</sup> Aan de drie genoemde 'reguleringsdoelen' moet minimaal worden voldaan. De randvoorwaarden hebben als oogmerk dat hieraan zo goed mogelijk wordt voldaan. Zie ook CEER, *Electricity Distribution Network Tariffs, CEER Guidelines of Good Practice*, C16-DS-27-03, 23 January 2017.

<sup>83</sup> "Non-discriminatory: there should be no undue discrimination among network users The same use of the network should result in the same network tariff under the same circumstances." (CEER, *Electricity Distribution Network Tariffs, CEER Guidelines of Good Practice*, p.15).

laatste profiteren dan op dezelfde wijze van de tariefvoordelen, maar de netbeheerder heeft hiervan geen baat in zijn bedrijfsvoering. Bij een dergelijke benadering zullen de afnemers de tarieven wel als *fair* kwalificeren.

- ✓ Wanneer flexibele nettarieven alleen worden ingevoerd voor *afnemers in een net met een transportbeperking*, ligt de situatie anders. In dit geval worden de andere afnemers mogelijk ‘benadeeld’ (doordat zij geen tariefkorting verkrijgen bij het aanpassen van hun netgebruik). Men zou ook omgekeerd kunnen stellen dat de betreffende afnemers worden benadeeld. Immers, zij zijn aangesloten op een net van ‘mindere kwaliteit’ aangezien er transportbeperkingen gelden. De vraag is dan in hoeverre de flexibele nettarieven hiervoor voldoende compenseren én of de netbeheerder wel of niet voornemens is om de netbeperking duurzaam op te heffen (door netverzwaring). In dit geval kunnen afnemers de tarieven niet als *fair* kunnen percipiëren.

In dit kader is de volgende passage uit de *CEER Guidelines of Good Practice* over nettarifering vermeldenswaard:<sup>84</sup>

Interruptible load controlling can also be a means to support flexibility (e.g. utilisation of storage capacity and/or enabling smart grid technologies). The term “interruptible” indicates that the DSO is technically equipped and eligible to interrupt system usage of its customers for security of system reasons. ... To reward this type of network usage, DSO can use an interruptible tariff. The incentive to choose such a tariff to compensate the disadvantage of not having a permanent connection to the grid of the customers is a lower tariff compared to a non-interruptible equivalent. For example, no capacity component or taxes are being charged and the tariff often is combined with separate charges for day time and night time. A lower interruptible tariff must not violate the principle of full cost recovery of the network costs and lead to an unintended socialisation of costs between customer groups. *Therefore the granted reduction in the tariff should reflect the value of the provided flexibility* (e.g. the avoided costs or generated benefits) for the system.

The interruption should also meet certain criteria: the actual interruption should happen automatically and support the network only during emergencies and risky situations. Such situations happen mostly on a very local scale and only for very limited periods a year. Therefore, it is necessary that the interruption is done with consumers’ consent and triggered automatically. This should not be done at contractually predetermined times and should only be used when benefit can be proven by the DSO. *This also should guarantee that the interruption does not discriminate between and within network users and market participants or interfere with flexibility options or other usages provided by the market.*

Hoewel het hier gaat over *interruptible loads* (en niet over flexibele nettarieven) wordt hier een relatie gelegd tussen de hoogte van de flexibele nettarieven en de waarde van de flexibiliteit. Mogelijkerwijs kan dit als argument gehanteerd worden dat gebruikers in een net met een capaciteitsbeperking en een flexibel nettarief toch vergelijkbaar geacht kunnen worden met gebruikers in een net zonder capaciteitsbeperking en zonder flexibel tarief.

### 5.5.3 Economische efficiëntie van flexibele nettarieven en kostenveroorzaking

Flexibele nettarieven lijken economisch efficiënter dan nettarieven zonder differentiatie naar netbelasting, omdat deze meer rekening houden met de actuele netsituatie.

Tegelijkertijd moet vastgesteld worden dat het in de praktijk het heel lastig is om vast te stellen hoe efficiënt een tariefstructuur is. Dit heeft ermee te maken dat er een onderscheid gemaakt kan worden tussen efficiëntie op de korte termijn (efficiënte benutting van het huidige net) en efficiëntie op de lange termijn (efficiënte vervangingen en investeringen).

Op de korte termijn geven flexibele nettarieven prikkels aan afnemers om het netgebruik aan te passen aan de netbelasting. Wanneer deze prikkels alleen gegeven worden aan afnemers die kunnen bijdragen aan het oplossen van de transportbeperking (zoals bij locatie-afhankelijke *real-*

<sup>84</sup> CEER, *Electricity Distribution Network Tariffs, CEER Guidelines of Good Practice*, p.24.

*time network pricing*) gebeurt dit op meer efficiënte wijze dan wanneer alle afnemers deze prikkels ontvangen of wanneer de tijdsafhankelijk naar tijdsblokken is omgezet (*Critical peak pricing*, *Time-of-use pricing*). Echter, hierbij moet ook gemeld worden dat de casus in hoofdstuk 4 hebben duidelijk gemaakt dat de (daar berekende) tariefprikkels relatief laag zijn. Vanuit dat perspectief kan de vraag gesteld worden of zulke tarieven wel effectief (en dus efficiënt) zijn.

Op de lange termijn kunnen flexibele nettarieven investeringen uitsparen. Zolang de jaarlijkse kosten van inzet van flexibele nettarieven structureel lager blijven dan die van het alternatief (de kapitaallasten van de netverzwaring), zouden flexibele nettarieven op de lange termijn als efficiënt kunnen worden beschouwd.<sup>85</sup> Deze redenering gaat echter uit van de aanname van *all other things equal*. Het is de vraag of deze aanname juist is:

- ✓ Operationele oplossingen (met vraagrespons) zijn veel complexer in de uitvoering en geven meer onzekerheid over het gewenste resultaat. Anders geformuleerd: wanneer de verzwaringsoptie en de inzet van flexibele nettarieven economisch beschouwd even duur zouden zijn, heeft netverzwaring toch de voorkeur vanwege het veel lagere risico dat hiermee gepaard gaat. Anders geformuleerd: zelfs bij gelijke kosten is verzwaring efficiënter (vanuit integraal bedrijfsvoeringsperspectief).
- ✓ Hieraan gerelateerd heeft de inzet van flexibele nettarieven het risico van meerkosten, en wel wanneer deze allereerst worden ingezet maar de respons onvoldoende blijkt om de netverzwaring uit te sparen. In zo'n geval zijn de kosten van de (tijdelijke) inzet van flexibele nettarieven en netverzwaring vermoedelijk hoger dan die van direct netverzwaring toepassen.
- ✓ Ten slotte gaat de inzet van flexibele nettarieven ervan uit dat afnemers in staat zijn om op de tarieven te reageren. Zeker bij toepassing van meer tijds- en locatie-afhankelijke tarieven zullen afnemers over ICT moeten beschikken om te kunnen reageren. Strikt genomen moeten de transactiekosten bij de inzet van flexibele nettarieven meegenomen worden in de afweging (terwijl dat in het geval van netverzwaring niet nodig is).

In dit kader kan ook worden ingegaan op het principe van kostenveroorzaking. Dit principe leidt ertoe dat afnemers die een hogere netbelasting veroorzaken een hoger nettatarief zouden moeten betalen dan afnemers met een lagere netbelasting, wat ook een vorm van efficiëntie is. De huidige tariefstructuur houdt hiermee al rekening.

De vraag is vervolgens of in geval van congestie de afnemers die bijdragen aan de transportproblemen nog meer zouden moeten betalen (*malusbenadering*), of dat afnemers die de congestie helpen oplossen, een tariefkorting verdienen (*bonusbenadering*).

Kostenveroorzaking is in de nettarieven geïmplementeerd op het niveau van de gemiddelde netkosten. Dat wil zeggen dat afnemers hun aandeel betalen in de gemiddelde kosten die aan hun afnemerscategorie kunnen worden toegerekend. In geval van flexibele nettarieven vindt de toepassing van het kostenveroorzakingsprincipe plaats op basis van de uitgespaarde incrementele kosten (*bonusbenadering*) of de vraagrespons. Beide leiden tot andere effecten.

- ✓ In de *bonusbenadering* ontvangen afnemers een flexibele netprikkel die gerelateerd is aan de kosten van het alternatief, de netverzwaring. Er vindt dus geen kostentoerekening plaats van gerealiseerde kosten maar een soort omgekeerde kostentoerekening van vermeden kosten. Vanuit netbeheerdersperspectief is de inzet van deze flexibele nettarieven bij inzet kennelijk voordelig (dit vormt de basis voor de zogenoemde 'netbeheerder kostenbatenanalyse'), maar voor de afnemer kan de prikkel anders uitvallen, omdat de

---

<sup>85</sup> Zie evenwel ook voetnoot 72.

toegerekende vermeden kosten van de netverzwaring specifiek voor de betreffende afnemers zijn, maar het tarief gebaseerd is op de gemiddelde netkosten. Hier kan een verschil tussen bestaan.

- ✓ In de *malusbenadering* ontvangen afnemers een flexibele netprikkel om hun netgebruik tijdens de transportpiek te reduceren. Wil deze prikkel de netbelasting effectief reduceren, dan zal die gerelateerd moeten zijn aan de prijselasticiteit. Naar verwachting gaat het hierbij om significante prikkels voor afnemers. Deze prikkels zullen geen directe relatie hebben met de kosten van het alternatief (de netverzwaring), zodat in dit geval het kostenveroorzakingsprincipe geen toepassing vindt.
- ✓ Ten slotte vormt ook de interactie met andere flexibiliteitsmarkten een issue (zie ook §4.6). Wanneer afnemers hun flexibiliteit aan bijvoorbeeld marktpartijen verkopen, en hierdoor impliciet ook de netbeheerder helpen, worden zij tweemaal beloond: hun respons leidt tot waarde voor de markt én voor de netbeheerder. In principe hoeft dit geen conflict met het kostenveroorzakingsprincipe op te leveren, maar evident is wel dat in dit geval kostenveroorzaking voor de markt en voor het net kunnen gaan interfereren.

#### 5.5.4 Transparantie, eenvoud en stabiliteit van de flexibele nettarieven

Een meer algemene criteria voor nettarieven is transparantie. Dit criterium houdt in dat de methodiek van bepaling van de tarieven alsmede de methode wanneer en op welke wijze deze bij gebruikers in rekening moeten worden gebracht, voor alle netgebruikers helder is. In principe kan de methodiek van flexibele nettarieven helder beschreven en vastgesteld worden. Lastiger is het om inzicht te krijgen - als afnemer maar ook als toezichthouder - in de mate van netcongestie. Wanneer netbeheerders melden dat een transportprobleem dreigt, is dit zonder gedetailleerde technische analyse niet te verifiëren en evenmin van tevoren te voorspellen.<sup>86</sup> Dit is een beperking voor de toepassing van locatie-afhankelijke flexibele nettarieven. Wanneer deze tarieven universeel worden toegepast, speelt dit niet - maar zijn de tarieven ook minder efficiënt.

Het criterium van eenvoud is hieraan gerelateerd. De systematiek voor nettarieven kan (vanwege de verschillende tariefcategorieën) niet als 'eenvoudig' worden gekarakteriseerd. Bij toepassing van flexibele nettarieven in bepaalde netten neemt de complexiteit toe. Dit zal des te meer het geval zijn wanneer de gehanteerde tijdsblokken of momenten dat er congestie in het net dreigt, van de locatie in het net afhangt en de uren van de flexibele nettarieven dus voor elk net anders zullen zijn.

Ten slotte de stabiliteit van de flexibele nettarieven. In ieder geval in de bonusbenadering zijn de nettarieven gerelateerd aan het verwachte optreden van overbelasting in het net. Deze overbelasting kan van dag tot dag en van jaar tot jaar variëren. De flexibele nettarieven zullen daarmee in de tijd wijzigen.

Tussen de genoemde criteria zit een afweging. Want hoe beter de nettarieven de verwachte netsituatie weerspiegelen, hoe vaker deze zullen moeten worden aangepast en dus hoe minder stabiel de tarieven zijn. Het criterium van eenvoud, en in mindere mate ook dat van transparantie, zijn daarentegen gediend met nettarieven die van tevoren bekend zijn en voor langere periode ongewijzigd blijven.

---

<sup>86</sup> De prikkels die via de tarieven gegeven worden hangen in de bonusbenadering af van de *verwachting* van de op te treden overbelasting. Vooraf is deze niet exact bekend (omdat het een verwachting betreft, die afhangt van rekenmodellen). Naderhand is deze evenmin exact bekend (omdat de flexibele nettarieven deze overbelasting als het goed is hebben voorkomen). Een beoordeling of de flexibele nettarieven de juiste hoogte hadden, zal daarom niet eenvoudig zijn.

### 5.5.5 De tarifieringsprincipes en de tariefopties (ToU, CPP en RTP)

Een beoordeling van de uitwerking van de hierboven genoemde tarifieringsopties op de eerder geïdentificeerde tariefopties (*Time-of-use pricing*, *Critical peak pricing* en *real-time pricing*) zijn opgenomen in Tabel 18.

Tabel 18. Impact van verschillende tariefopties van flexibele nettarieven op de ‘tarifieringsprincipes’.

	TIME-OF-USE PRICING	CRITICAL PEAK PRICING	REAL-TIME NETWORK PRICING
TARIFERINGSPRINCIPES VOOR DE REGULERINGSDOELEN			
Kostendekkendheid	Afhankelijk van <i>bonusbenadering (+)</i> of <i>malusbenadering (-)</i>		
Non-discriminatie	Afhankelijk van <i>eventuele locatie-afhankelijkheid</i>		
Transparantie	+/?	+/?	-
ALGEMENE TARIFERINGSPRINCIPES			
Economische efficiëntie	--	-	+
Kostenveroorzaking	Afhankelijk van <i>bonusbenadering (+)</i> of <i>malusbenadering (-/?)</i>		
Fairness	Afhankelijk van <i>eventuele locatie-afhankelijkheid</i>		
Eenvoud	+	+	-
Stabiliteit	+/-	+/-	-

## 5.6 Synthese

In dit hoofdstuk is de invoering van flexibele nettarieven in de praktijk van verschillende kanten beschouwd. Als eerste stap is de fundamentele keuze benoemd of men afnemers wil *belonen* voor het reduceren van hun piekvraag middels een ‘bonusbenadering’, of dat men afnemers wil *bestraffen* om hen te stimuleren hun piekvraag te verminderen middels een ‘malus benadering’.

Vervolgens is in dit hoofdstuk geïllustreerd dat flexibele nettarieven kunnen worden verwerkt in verschillende *tariefcomponenten*. Naast de keuze van de tariefcomponent is het ook nodig om een aantal keuzes te maken aangaande de *wijze van invoering* van de flexibele nettarieven. Het ministerie, de toezichthouder en de netbeheerder zullen in een vorm van samenwerking tot een adequate tarifieringsmethodiek moeten komen waarin keuzes zoals de gekozen tariefoptie (ToU versus CPP versus RTNP) en de invulling van de tariefoptie worden vormgegeven. Invullingskeuzes van de tariefopties omvatten verder onder andere de duur van de verbruiksblokken, de wenselijkheid van minimum- en/of maximumtarieven en de mate van vrijheid van de netbeheerder om zelf de berekeningswijze of hoogte van de tarieven vast te stellen.

Dit hoofdstuk heeft een overzicht gegeven van de hoofdvarianten van de tariefopties en invullingskeuzes. Tariefopties kunnen echter ook worden gecombineerd, zoals de variant waarin ToU met CPP wordt gecombineerd. Daarnaast zijn er vele vrijheidsgraden tussen strakke regulering van hoe flexibele nettarieven mogen worden toegepast *versus* volledige vrijheid voor de netbeheerder om keuzes te maken aangaande de wijze van toepassing van flexibele nettarieven.

De voorbeeldberekeningen hebben de impact van verschillende tariefopties op de vraagrespons van afnemers en de kosten van toepassing van flexibele nettarieven inzichtelijk gemaakt. Er kunnen drie lessen worden getrokken.

Ten eerste zijn er bij de huidige mate van prijselasticiteit (-0,274) *zeer grote prijsprikkels benodigd* om voldoende vraagrespons te induceren dat congestie kan worden verholpen. Vanwege de hoogte van de benodigde prijsprikkel is in de bonus benadering onvoldoende budget beschikbaar voor flexibele nettarieven om effectief te zijn.

Ten tweede, in de malus benadering is het nog steeds relatief duur om congestie op te lossen met flexibele nettarieven (in vergelijking met de kosten van het alternatief). Wanneer de congestie niet structureel is, maar momenteel (bijvoorbeeld tussen de 12 en 20 dagen per jaar), dan zijn



de kosten voor afnemers om congestie op te lossen wel in verhouding met de kosten van het alternatief (verzwaren van een transformator), althans in de casus zoals door ons geïllustreerd.

Ten slotte liet de doorrekening van de vraagrespons bij een prijselasticiteit van  $-1,4$  zien dat flexibele nettarieven relevant kunnen worden wanneer de prijselasticiteit van elektriciteit toeneemt in zowel de bonus- als de malusvariant. In beide benadering lukte het om effectief congestie te verhelpen tegen ‘redelijke kosten’ voor alle tariefvarianten. De tariefvariant ToU – voor structurele congestie problematiek – is verreweg de duurste variant. Ook de doorrekening met een sterke prijselasticiteit bevestigt het beeld dat flexibele nettarieven voornamelijk interessant zijn in het geval van *momentele congestieproblemen* en minder interessant bij *structurele capaciteitstekorten*.

In algemene zin lijkt het induceren van vraagrespons via de malusbenadering vanuit het perspectief van het genereren van vraagrespons kansrijker, omdat hier niet de economische begrenzing geldt om de tarieven zo vorm te geven dat het inkomstenverschil voor de netbeheerder overeenkomt met de jaarlijkse kapitaalkosten voor netverzwaring. Hierbij ontstaat echter een spanningsveld met de gepercipieerde *fairness* van de tarieven. De vraag is namelijk of het ‘eerlijk’ is dat aangeslotenen in een net met flexibele nettarieven volgens de ‘malusbenadering’ substantieel meer betalen voor een net *met* beperkingen terwijl aangeslotenen in een net zonder flexibele nettarieven voor lagere tarieven een net *zonder* beperkingen krijgen. Bovendien is er sprake van een perverse prikkel: netbeheerders die de malusbenadering toepassen, sparen netverzwaringskosten uit én ontvangen extra inkomsten dankzij de hogere tarieven tijdens de piekuren. Dit leidt mogelijk tot problemen in de reguleringsystematiek.<sup>87</sup>

In zowel de bonusbenadering als de malusbenadering is er ten slotte sprake van een spanningsveld aangaande de concrete invulling van flexibele nettarieven en de impact op de tarifieringsprincipes. Grofweg gezien is de impact van *Time-of-use pricing* en *Critical peak pricing* ongeveer gelijk aan elkaar, anders dan het feit dat *Critical peak pricing* aan afnemers een economisch efficiëntere prikkel geeft omdat deze enkel van toepassing is wanneer er écht sprake is van congestie op het net. *Real-time network pricing* levert economisch gezien de meest efficiënte oplossing. Daartegenover staat echter dat de tarieven bij zo’n tarifieringsschema niet transparant zijn wat (mogelijk niet aanvaardbare) onzekerheid in de kosten voor netgebruik meebrengt voor afnemers. Toepassing van *Real-time network pricing* is bovendien niet eenvoudig en zeer veranderlijk omdat de situatie op het net zeer dynamisch is.

---

<sup>87</sup> Hierop gaan we in het volgende hoofdstuk nader in.



## 6 Impact van flexibele nettarieven op de reguleringssystematiek

### 6.1 Inleiding

In Nederland zijn er zeven regionale elektriciteitsnetbeheerders<sup>88</sup> die elk een geografisch afgebakend gebied van consumenten en producenten bedienen. De maximumtarieven die deze netbeheerders hanteren voor elektriciteitsdistributie worden jaarlijks per netbeheerder en per tariefcategorie vastgesteld door de Autoriteit Consument en Markt (ACM). Wanneer gekozen wordt voor invoering van flexibele nettarieven rijst de vraag wat dit betekent voor het behalen van de doelstellingen van tariefregulering. Als de doelstellingen van tariefregulering met flexibele nettarieven niet of minder goed behaald kunnen worden, is het van belang om te bezien of aanpassingen in de systematiek mogelijk zijn waardoor eventuele bezwaren ondervangen kunnen worden. Deze problematiek is het thema van dit hoofdstuk.

Allereerst gaan wij in op de doelstellingen van tariefregulering (§6.2). Vervolgens bespreken wij mede aan de hand van voorbeelden de impact die flexibele nettarieven kunnen hebben op het behalen van die doelen. We maken daarbij wederom onderscheid tussen de bonusbenadering (waarin de netbeheerder afnemers *beloont* om hun netgebruik aan te passen; §6.3) en de malusbenadering (waarbij de netbeheerder een te hoog netgebruik tijdens uren met netcongestie *bestraft*; §6.4). Vervolgens besteden we aandacht aan de vraag of er verschillen zijn in de impacts tussen verschillende vormen van flexibele nettarieven (§6.5). We sluiten dit hoofdstuk af met een synthese waarin onze bevindingen en enkele mogelijke oplossingsrichtingen worden samengevat (§6.6).

### 6.2 Doelstellingen van tariefregulering

De reguleringssystematiek voor elektriciteitsnetbeheerders kent verschillende doelstellingen. In een recent document rapporteert de Council of European Energy Regulators de resultaten van een inventarisatie van de verschillende doelen die met tariefregulering worden nagestreefd in Europa. Uitkomst van de inventarisatie is een brede lijst met doelen (zie Tekstbox 1 op pagina 76).

Voor de context van deze studie zijn niet alle doelen relevant. Zo gaat deze studie niet expliciet over innovaties of over leveringszekerheid; wel kunnen flexibele nettarieven uiteindelijk een instrument zijn dat kan bijdragen aan innovaties of leveringszekerheid. Vanuit een Nederlands perspectief bezien zijn al de genoemde zaken belangrijk, maar worden deze in veel gevallen op andere wijze geborgd dan het systeem van tariefregulering (bijvoorbeeld door andere onderdelen van de Elektriciteitswet). Dat blijkt bijvoorbeeld uit de wijze waarop ACM de doelstellingen van regulering beschrijft in haar methodebesluit, met een rangschikking naar taken/doelen enerzijds en zaken waarmee rekening gehouden dient te worden bij de vaststelling van tarieven:

*Als gevolg van het wettelijk monopolie, ondervinden netbeheerders bij het beheer van hun netten geen concurrentie. Het ontbreken van concurrentie kan ertoe leiden dat een netbeheerder onvoldoende doelmatig werkt, te hoge tarieven rekent of tussen verschillende typen afnemers discrimineert. De afnemers worden in dergelijke gevallen benadeeld. Afnemers zijn gebaat bij bevordering van de doelmatigheid van de bedrijfsvoering van de netbeheerder en de meest doelmatige kwaliteit van het transport. Ook indien de netbeheerder een hoger rendement behaalt dan in het economisch verkeer gebruikelijk, worden afnemers benadeeld. Dat afnemers in dergelijke gevallen benadeeld worden klemt des te meer, omdat zij niet in*

---

<sup>88</sup> In de Nederlandse wetgeving voor netbeheer worden er vijf soorten netbeheerders onderscheiden: 1. de regionale elektriciteitsnetbeheerders, 2. de landelijke elektriciteitsnetbeheerder (TenneT), 3. de regionale gasnetbeheerders, 4. de landelijke gasnetbeheerder (GTS) en 5. de netbeheerder voor het net op zee (TenneT). Voor elke van deze vijf soorten netbeheerders stelt ACM de nettarieven vast. Voor deze studie is het eerste type netbeheerder van belang: de regionale elektriciteitsnetbeheerders.

staat zijn om te kiezen voor een aansluiting op een distributienet van een andere netbeheerder waar zij “meer waar voor hun geld krijgen.” De wetgever heeft ACM daarom belast met de taak om een methode vast te stellen waarmee netbeheerders “een prikkel krijgen om net zo doelmatig te handelen als bedrijven op een markt met concurrentie” en “netbeheerders financiële prikkels voor zowel kwaliteit als efficiencyverbetering” krijgen. Daarnaast moet ACM bij de vaststelling van de methode rekening houden met het belang van voorzieningszekerheid, het belang van duurzaamheid en het belang dat netbeheerders een redelijk rendement op investeringen kunnen realiseren. De wetgever draagt ACM aldus op een balans te vinden tussen verschillende maatschappelijke belangen die betrokken zijn bij de uitvoering van wettelijke taken van de netbeheerder, zoals de prijs en de kwaliteit van de geleverde diensten.<sup>89</sup>

#### TEKSTBOX 1: DOELSTELLINGEN VAN TARIEFREGULERING VOLGENS DE CEER

- ✓ **Ensuring a level-playing field:** Acting in a non-discriminatory manner to all parties, including non-discriminatory network access, and acting as neutral market facilitators, for example in buying flexibility services from the market.
- ✓ **Promoting cost efficiency:** Promoting cost efficiency in the absence of competitive pressure. DSOs perform their core tasks in a way which meets the reasonable expectations of network users and other stakeholders in the most efficient and economical way.
- ✓ **Ensuring financial viability:** Ensuring that DSOs have sufficient financial means to operate efficiently based on a cost of capital which reflects national circumstances and their regulated status.
- ✓ **Improving quality of service:** Ensuring that DSOs offer the right services, including secure and timely data management when applicable, with a service quality level that is satisfactory for network users and contributes to security of supply for the whole system.
- ✓ **Facilitating innovation:** Promoting a regulatory environment that removes barriers to the pursuit of innovative approaches by DSOs and which have the potential to bring savings or benefits to consumers, without foreclosing competition in new activities.
- ✓ **Ensuring security of supply:** Promoting security of supply (including resilience of networks to extreme climatic events) and safety in service operations.
- ✓ **Facilitating the improvement of sustainability, including the promotion of energy efficiency:** Regulation should facilitate the improvement of sustainability across the energy system and promote the reduction of energy losses along the grid.
- ✓ **Introducing a holistic view:** Ensuring a coordinated whole system approach.
- ✓ **Ensuring that DSOs safeguard customer privacy:** Ensuring secure data management and non-discriminatory access to data, considering the growing need for higher levels of cybersecurity.

ACM vat de doelen van tariefregulering samen in de volgende hoofddoelen:<sup>90</sup>

- ✓ Voorkomen dat netbeheerders tarieven in rekening brengen die hoger zijn dan de (efficiënte) kosten;
- ✓ Netbeheerders een prikkel geven om doelmatig te opereren;
- ✓ Netbeheerders een passend rendement op investeringen toestaan;
- ✓ Een optimale kwaliteit van het transport bevorderen.

De doelstelling rondom de optimale kwaliteit van het transport vult ACM in door een zogenaamde q-factor vast te stellen.<sup>91</sup> Deze q-factor geeft aan netbeheerders financiële prikkels om een optimale kwaliteit na te streven, zoals gemeten door de betrouwbaarheid van het transport (onderbrekingsfrequentie, gemiddelde onderbrekingsduur en jaarlijkse uitvalduur).

<sup>89</sup> ACM, *Methodebesluit regionale netbeheerders elektriciteit 2017-2021*, randnummers 31 en 32.

<sup>90</sup> ACM, *Incentive regulation of gas and electricity networks in the Netherlands*, mei 2017, Figuur 2.

<sup>91</sup> ACM, *Methodebesluit regionale netbeheerders elektriciteit 2017-2021*, randnummer 307, 313 en 314.

De invoering van flexibele nettarieven heeft geen impact op het functioneren van het systeem van tariefregulering voor wat betreft de doelstelling van een optimale kwaliteit. De kwaliteitsregulering met de q-factor kan ook met flexibele nettarieven onverkort toegepast worden. Om deze reden gaan wij niet nader in op de impact van verschillende vormen van flexibele nettarieven op de doelstelling van een optimale netkwaliteit omdat flexibele nettarieven geen impact hebben op dit onderdeel van het huidige tariefreguleringsstelsel en de huidige kwaliteitsindicatoren.<sup>92</sup>

De drie overblijvende doelen van tariefregulering kunnen wij als volgt herformuleren en toelichten:

- 1 BESCHERMING VAN AFNEMERS TEGEN TARIEVEN DIE HOGER ZIJN DAN DE (EFFICIËNTE) KOSTEN: De gedachte achter dit reguleringsdoel is dat netbeheerders zonder tariefregulering excessieve tarieven in rekening zouden kunnen brengen die niet in lijn zijn met de kosten. Elektriciteitsnetbeheerders beschikken immers over een lokaal monopolie. Noch afnemers noch producenten beschikken over een alternatief voor het transport en de distributie van elektriciteit via het netwerk van de netbeheerder.
- 2 EFFICIËNT NETBEHEER STIMULEREN: Dit reguleringsdoel houdt in dat de tariefreguleringsystematiek prikkels moet geven die doelmatigheid beloont, bij voorkeur zodanig dat netbeheerders een prikkel krijgen om net zo doelmatig te handelen als bedrijven op een markt met concurrentie. In de huidige reguleringssystematiek worden efficiënte netbeheerders beloond doordat zij een hoger rendement kunnen behalen dan het redelijke rendement; minder dan gemiddeld efficiënte netbeheerders behalen een lager rendement dan het redelijke rendement.
- 3 NETBEHEERDERS EEN PASSEND RENDEMENT OP INVESTERINGEN TOESTAAN: Bij dit reguleringsdoel gaat het erom dat netbeheerders in staat worden gesteld om een redelijk rendement te verdienen op efficiënte investeringen en om hen in staat te stellen financiering voor deze investeringen aan te trekken. Een te laag rendement brengt het risico met zich mee dat netbeheerders niet goed in staat zijn om hun wettelijke taken uit te voeren. Hierbij gaat het met name om de investeringen die een netbeheerder moet doen in zijn netten, om deze in werking te hebben, te onderhouden, te vernieuwen en uit te breiden.<sup>93</sup> Deze doelstelling houdt niet in dat netbeheerders een gegarandeerd inkomen hebben of dat netbeheerders ook ondoelmatige investeringen moeten kunnen terugverdienen. Een te hoog rendement zorgt ervoor dat afnemers teveel betalen en minder 'waar voor hun geld' krijgen. Het begrip 'passend rendement' brengt dan ook het streven tot uitdrukking dat een netbeheerder niet meer en niet minder dan een redelijk rendement zou moeten behalen.<sup>94</sup>

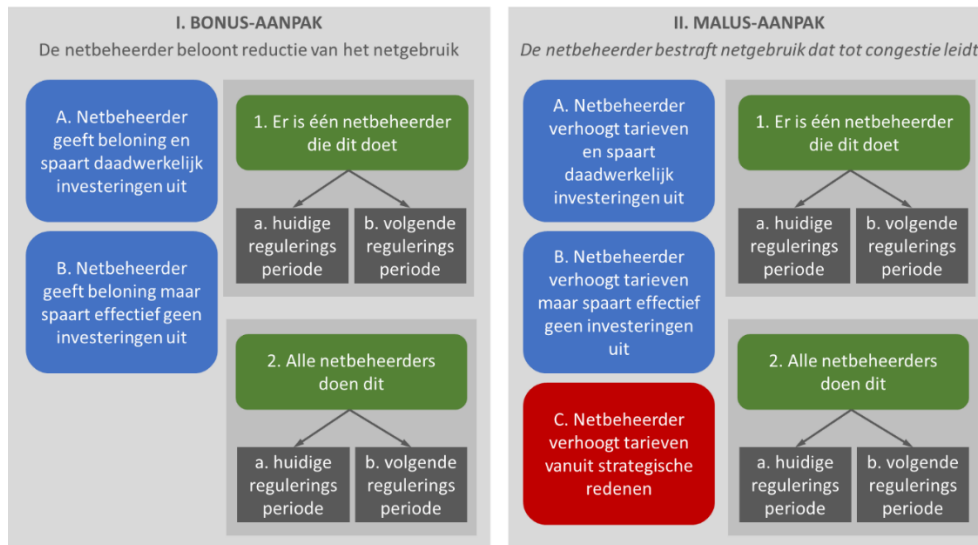
Als startpunt van onze analyse onderzoeken we eerst welke impact de inpassing van flexibele nettarieven zou hebben tegen de achtergrond van de genoemde drie doelen van tariefregulering (bescherming van afnemers, efficiënt netbeheer en een passend rendement).

Om de analyse toegankelijk te houden, maken we in de rest van het hoofdstuk, waar relevant, onderscheid tussen de bonusbenadering (waarin de netbeheerder afnemers beloont om hun netgebruik aan te passen) en de malusbenadering (waarin netbeheerders een te hoog netgebruik tijdens uren met netcongestie bestraffen). Steeds maken we daarbij een onderscheid tussen de situatie waarin één netbeheerder flexibele nettarieven toepast of dat meerdere netbeheerders dit doen (zie Figuur 20). Ook zal de impact beoordeeld worden als een combinatie van de bonus- en malusbenadering wordt toegepast. Ten slotte besteden we aandacht aan het vraagstuk van strategisch gedrag, waarbij netbeheerders een malus toepassen zonder dat hier kostenbesparingen tegenover staan.

<sup>92</sup> In de toekomst is het denkbaar dat de beschikbare netcapaciteit als kwaliteitsindicator wordt meegenomen. Een dergelijke aanpassing is vermoedelijk goed inpasbaar in het huidige systeem met een q-factor.

<sup>93</sup> Zie bijvoorbeeld ook het *Besluit Financiering Netbeheer* uit 2008.

<sup>94</sup> ACM, *Methodebesluit regionale netbeheerders elektriciteit 2017-2021*, randnummer 371.



Figuur 20. Overzicht verschillende situaties die in de voorbeeldberekeningen aan de orde komen.

## 6.3 Impact van de *bonusbenadering* (lagere tarieven dan ‘normaal’)

### 6.3.1 Reguleringsdoel 1: Bescherming van afnemers

Op het eerste gezicht is het reguleringsdoel “bescherming van afnemers tegen tarieven die hoger zijn dan de (efficiënte) kosten” goed geborgd in een situatie waarin afnemers geconfronteerd worden met tarieven die lager zijn dan ze anders gehad zouden hebben.

Een nuance hierbij is dat de lagere tarieven die sommige afnemers (op sommige tijdstippen) krijgen, weliswaar overeenkomen met de uitgespaarde kosten van netverzwaringen, maar dat de totale tarieven tegelijkertijd (vanuit de reguleringssystematiek) zodanig waren vastgesteld dat deze de totale *historische* netkosten reflecteren. In die zin dienen de nettarieven (die via de prikkel worden verlaagd) als compensatie voor eerder gemaakte kosten. Het effect is dat wanneer deze opbrengsten (door de tariefverlaging) niet worden gerealiseerd, deze door andere afnemers of door dezelfde afnemers op andere tijdstippen opgebracht zullen moeten worden. In het eerste geval is sprake van een herverdeling van afnemers zonder bonus naar afnemers met bonus.

Als het aantal netvlakken waar een bonus wordt toegekend, beperkt of sterk in de minderheid is, zal de impact op de overige afnemers verwaarloosbaar zijn. Als de bonus wordt gefinancierd door diezelfde afnemers omdat zij meer betalen op een ander tijdstip (of door een andere aanpassing van de tarieven, bijvoorbeeld een hogere aansluitvergoeding) dan is er geen impact op dit reguleringsdoel. Hierbij kan aangetekend worden dat er voor een individuele afnemer wel degelijk een impact kan zijn door het netgebruik van die afnemer, maar voor de groep als geheel die geconfronteerd wordt met flexibele nettarieven kan de financiële impact neutraal uitpakken.

### 6.3.2 Reguleringsdoel 2: Efficiënt netbeheer

Op dit moment wordt de doelmatigheid bevorderd door netbeheerders een prikkel te geven (dat wil zeggen: financieel te belonen) voor doelmatig handelen. Deze prikkel vloeit voort uit het feit dat de tarieven zodanig worden vastgesteld dat een gemiddeld efficiënte netbeheerder een redelijk rendement behaalt. Efficiëntie wordt daarbij gezien door de totale kosten (inclusief een redelijk rendement) te relateren aan de output van de netbeheerder. Meer details over de wijze waarop dergelijke prikkels op dit moment in Nederland worden gegeven staan in Tekstbox 2 over de huidige reguleringssystematiek.

### TEKSTBOX 2: HOOFDLIJNEN HUIDIGE REGULERINGSSYSTEMATIEK

De doelen voor tariefregulering – voldoende middelen, bescherming van afnemers en efficiënt netbeheer – worden in Nederland geborgd middels een tariefreguleringsstelsel dat op hoofdlijnen bestaat uit vier onderdelen: (1) het vaststellen van de *efficiënte kosten per eenheid output*, (2) de *toegestane inkomsten* per netbeheerder, (3) de *x-factor* per netbeheerder en (4) de *q-factor* per netbeheerder.

De *efficiënte kosten per eenheid output* is de som van de totale kosten van alle regionale netbeheerders samen gedeeld door hun output. De output wordt berekend door de diensten die de netbeheerder levert (rekenvolumina) te vermenigvuldigen met de sectorgemiddelde tarieven die gelden voor het type diensten per aansluitingstype (tariefdragers).

Aan het begin van een reguleringsperiode worden de *toegestane inkomsten* van een netbeheerder gelijkgesteld aan de efficiënte (dat wil zeggen sectorgemiddelde) kosten. De tarieven van netbeheerders worden zodanig vastgesteld dat (uitgaande van de rekenvolumes) de verwachte omzet van elke netbeheerder gelijk is aan de toegestane inkomsten. Op deze wijze worden de consumenten beschermd tegen excessieve tarieven, netbeheerders kunnen alleen een hogere omzet genereren dan de toegestane inkomsten door volume-groei. Tijdens een reguleringsperiode worden de tarieven aangepast op basis van de inflatieontwikkeling (CPI), de ‘x-factor’ en de ‘q-factor’.

De *x-factor* heeft als doel om de toegestane inkomsten van een netbeheerder aan einde van een reguleringsperiode gelijk te stellen aan de efficiënte kosten in dat jaar. Doordat aan het begin van een reguleringsperiode toegestane inkomsten gelijk worden gesteld aan efficiënte kosten is de x-factor vooral afhankelijk van de ‘productiviteitsverandering’ die de ACM vaststelt.

De *q-factor* is een maatstaf die aangeeft in hoeverre de netbeheerder het aantal en de duur van de leveringsonderbrekingen beter of minder goed in de hand houdt dan mede netbeheerders. Afhankelijk van de prestaties van de netbeheerder op de kwaliteitsindicatoren ten opzichte van haar mede netbeheerders zal zij gekort of geplust worden op haar omzetplafond met de q-factor (percentage van de totale toegestane inkomsten).

De beschreven systematiek van maatstafconcurrentie heeft als resultaat dat een relatief efficiënte netbeheerder met kosten die lager zijn dan het sectorgemiddelde winstgevender is dan een netbeheerder met een relatief hoog kostenniveau. Een belangrijke veronderstelling in dit systeem is dat netbeheerders onderling vergelijkbaar zijn. Het systeem van maatstafconcurrentie gaat er van uit dat elke netbeheerder dezelfde kosten moet maken om een eenheid samengestelde output te kunnen leveren.

De impact van flexibele nettarieven op de doelmatigheidsprikkels bespreken wij aan de hand van enkele voorbeelden.

Tabel 19 toont een voorbeeldsituatie met drie netbeheerders met drie ‘producten’ die geïnterpreteerd kunnen worden als drie netvlakken of drie tijdvakken waarin verschillende tarieven van toepassing zijn. Alle drie netbeheerders hebben alleen kapitaalkosten (afschrijvingen + GAW \* WACC) en geen operationele kosten (“OPEX”). Netbeheerder A is relatief inefficiënt, B is relatief efficiënt en C is gemiddeld efficiënt. De tarieven worden vastgesteld door middel van maatstafconcurrentie, waarbij het gemiddelde niveau van de kosten per eenheid output de ‘norm’ is. Als gevolg hiervan is de omzet van netbeheerder A lager dan zijn kosten (inclusief een redelijk rendement), netbeheerder B maakt meer omzet dan zijn kosten, en netbeheerder C behaalt precies het redelijke rendement (in de tabel blijkt dit door een winst van 0). Omdat er in de *base case* niets verandert van periode 1 naar periode 2 blijft de winst gelijk in periode 2.

Vervolgens introduceert netbeheerder A een bonus waardoor het tarief van product 1 verlaagd wordt. Daarmee worden netgebruikers beloond die hun afname terugbrengen (Q1 daalt ten opzichte van de base case). Het effect in reguleringsperiode 1 is een omzetverandering en kostendaling voor netbeheerder A, maar er gebeurt (nog) niets bij de overige netbeheerders. Tevens neemt de output van netbeheerder A af.

Tabel 19. Voorbeeldsituatie met drie netbeheerders waarin netbeheerder A flexibele nettarieven invoert via de bonusbenadering (1).

<b>Baseline</b>					<b>Bonus aan verbruikers die verbruik reduceren, Kapitaalkosten-besparing=500</b>				
Netbeheerder	A	B	C	Sector	Netbeheerder	A	B	C	Sector
Product 1 - P	12	12	12		Product 1 - P	8	12	12	
Product 2 - P	12	12	12		Product 2 - P	12	12	12	
Product 3 - P	14	14	14		Product 3 - P	14	14	14	
Product 1 - Q	100	100	100		Product 1 - Q	80	100	100	
Product 2 - Q	50	50	50		Product 2 - Q	50	50	50	
Product 3 - Q	150	150	150		Product 3 - Q	150	150	150	
Product 1 - Omzet	1.200	1.200	1.200		Product 1 - Omzet	640	1.200	1.200	
Product 2 - Omzet	600	600	600		Product 2 - Omzet	600	600	600	
Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100		Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100	
<b>Omzet</b>	<b>3.900</b>	<b>3.900</b>	<b>3.900</b>		<b>Omzet</b>	<b>3.340</b>	<b>3.900</b>	<b>3.900</b>	
Wegingsfactor - 1	12	12	12		Wegingsfactor - 1	11	11	11	
Wegingsfactor - 2	12	12	12		Wegingsfactor - 2	12	12	12	
Wegingsfactor - 3	14	14	14		Wegingsfactor - 3	14	14	14	
<b>Samengestelde output</b>	<b>3.900</b>	<b>3.900</b>	<b>3.900</b>	<b>11.700</b>	<b>Samengestelde output</b>	<b>3.569</b>	<b>3.786</b>	<b>3.786</b>	<b>11.140</b>
					Samengestelde output obv niet-flex tarieven	3.900	3.900	3.900	11.700
					Delta Kapitaalkosten als gevolg van flextarieven	-500			
Kapitaalkosten	4.100	3.700	3.900	11.700	Kapitaalkosten	3.600	3.700	3.900	11.200
OPEX	-	-	-		OPEX	-	-	-	
TOTEX	4.100	3.700	3.900	11.700	TOTEX	3.600	3.700	3.900	11.200
Totex/SO				1,00	Totex/SO (flextarieven)				1,01
					Totex/SO (niet-flex tarieven)				0,96
Toegestane inkomsten	3.900	3.900	3.900	11.700	Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (flextarieven)	3.588	3.806	3.806	11.200
					Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (niet-flex tarieven)	3.733	3.733	3.733	11.200
<b>Effecten winst:</b>					<b>Effecten winst:</b>				
<b>Gedurende reguleringsperiode 1:</b>					<b>Gedurende reguleringsperiode 1:</b>				
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet (delta)	-560	-	-	
Totex	4.100	3.700	3.900		TOTEX (delta)	-500	-	-	
Winst	-200	200	-		Winst (delta)	-60	-	-	
<b>Reguleringsperiode 2: (geen veranderingen in dit scenario)</b>					<b>Reguleringsperiode 2 (SO obv flextarieven)</b>				
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet	3.588	3.806	3.806	
Totex	4.100	3.700	3.900		Totex	3.600	3.700	3.900	
Winst	-200	200	-		Winst	-12	106	-94	
					<b>Reguleringsperiode 2 (SO obv niet-flex tarieven)</b>				
					Omzet	3.733	3.733	3.733	
					Totex	3.600	3.700	3.900	
					Winst	133	33	-167	
					Winst periode 1+2 (SO obv flextarieven)	-272	306	-94	
					Winst periode 1+2 (SO obv niet-flex tarieven)	-127	233	-167	
					Zonder invoering van flex	-400	400	-	

In reguleringsperiode 2 worden de tarieven herijkt op basis van het nieuwe efficiënte kostenniveau en de nieuwe outputs. Een belangrijke keuze hierbij is of de output vastgesteld dient te worden inclusief de flexibele nettarieven of exclusief de flexibele nettarieven. Beide keuzes zijn verdedigbaar (dit zal hieronder worden toegelicht). Netbeheerder A profiteert in beide gevallen, netbeheerders B en C zien hun winst dalen als netbeheerder A de flexibele nettarieven toepast.

In Tabel 19 is een voorbeeld gebruikt waarbij de daling van de kapitaalkosten de omzetsdaling voor netbeheerder A grotendeels compenseert. Tabel 20 bevat een voorbeeld waarbij de besparing bij een gelijke bonus veel kleiner is. Kennelijk is in dit voorbeeld de kostenbesparing te laag ten opzichte van de tariefverandering. Voor netbeheerder A is deze handelwijze derhalve niet rationeel. Het punt waarop er evenwicht is tussen de kosten van de tariefverandering en de besparing op kapitaalkosten is afhankelijk van het aandeel van de netbeheerder in de totale sector-output.



Tabel 20. Voorbeeldsituatie met drie netbeheerders waarin netbeheerder A flexibele nettarieven invoer via de bonusbenadering (2).

Baseline					Bonus aan verbruikers die verbruik reduceren, Kapitaalkosten-besparing=100				
Netbeheerder	A	B	C	Sector	Netbeheerder	A	B	C	Sector
Product 1 - P	12	12	12		Product 1 - P	8	12	12	
Product 2 - P	12	12	12		Product 2 - P	12	12	12	
Product 3 - P	14	14	14		Product 3 - P	14	14	14	
Product 1 - Q	100	100	100		Product 1 - Q	80	100	100	
Product 2 - Q	50	50	50		Product 2 - Q	50	50	50	
Product 3 - Q	150	150	150		Product 3 - Q	150	150	150	
Product 1 - Omzet	1.200	1.200	1.200		Product 1 - Omzet	640	1.200	1.200	
Product 2 - Omzet	600	600	600		Product 2 - Omzet	600	600	600	
Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100		Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100	
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet	3.340	3.900	3.900	
Wegingsfactor - 1	12	12	12		Wegingsfactor - 1	11	11	11	
Wegingsfactor - 2	12	12	12		Wegingsfactor - 2	12	12	12	
Wegingsfactor - 3	14	14	14		Wegingsfactor - 3	14	14	14	
Samengestelde output	3.900	3.900	3.900	11.700	Samengestelde output	3.569	3.786	3.786	11.140
					Samengestelde output obv niet-flex tarieven	3.900	3.900	3.900	11.700
Kapitaalkosten	4.100	3.700	3.900	11.700	Delta Kapitaalkosten als gevolg van flextarieven	-100			
OPEX	-	-	-		Kapitaalkosten	4.000	3.700	3.900	11.600
TOTEX	4.100	3.700	3.900	11.700	OPEX	-	-	-	
Totex/SO				1,00	TOTEX	4.000	3.700	3.900	11.600
Toegestane inkomsten	3.900	3.900	3.900	11.700	Totex/SO (flextarieven)				1,04
					Totex/SO (niet-flex tarieven)				0,99
Effecten winst:					Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (flextarieven)	3.716	3.942	3.942	11.600
Gedurende reguleringsperiode 1:					Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (niet-flex tarieven)	3.867	3.867	3.867	11.600
Omzet	3.900	3.900	3.900		Effecten winst:				
Totex	4.100	3.700	3.900		Gedurende reguleringsperiode 1:				
Winst	-200	200	-		Omzet (delta)	-560	-	-	
					TOTEX (delta)	-100	-	-	
Reguleringsperiode 2: (geen veranderingen in dit scenario)					Winst (delta)	-460	-	-	
Omzet	3.900	3.900	3.900		Reguleringsperiode 2 (SO obv flextarieven)				
Totex	4.100	3.700	3.900		Omzet	3.716	3.942	3.942	
Winst	-200	200	-		Totex	4.000	3.700	3.900	
					Winst	-284	242	42	
					Reguleringsperiode 2 (SO obv niet-flex tarieven)				
					Omzet	3.867	3.867	3.867	
					Totex	4.000	3.700	3.900	
					Winst	-133	167	-33	
					Winst periode 1+2 (SO obv flextarieven)	-944	442	42	
					Winst periode 1+2 (SO obv niet-flex tarieven)	-793	367	-33	
					Zonder invoering van flex	-400	400	-	

Een andere variant is dat alle drie de netbeheerders flexibele nettarieven inzetten (zie Tabel 21). In dit voorbeeld zijn de tariefaanpassingen zodanig vormgegeven dat de omzeteffecten gelijk zijn aan de daling van de kapitaalkosten, alle drie de netbeheerder komen uit op hetzelfde rendement als voor de toepassing van flexibele nettarieven.

Tabel 21. Voorbeeldsituatie met drie netbeheerders waarin alle drie netbeheerder flexibele nettarieven toepassen.

<b>Baseline</b>				<b>Bonus aan verbruikers die verbruik reduceren, Kapitaalkosten-besparing=omzetverandering</b>					
Netbeheerder	A	B	C	Sector	Netbeheerder	A	B	C	Sector
Product 1 - P	12	12	12		Product 1 - P	8	8	8	
Product 2 - P	12	12	12		Product 2 - P	12	12	12	
Product 3 - P	14	14	14		Product 3 - P	14	14	14	
Product 1 - Q	100	100	100		Product 1 - Q	80	80	80	
Product 2 - Q	50	50	50		Product 2 - Q	50	50	50	
Product 3 - Q	150	150	150		Product 3 - Q	150	150	150	
Product 1 - Omzet	1.200	1.200	1.200		Product 1 - Omzet	640	640	640	
Product 2 - Omzet	600	600	600		Product 2 - Omzet	600	600	600	
Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100		Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100	
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet	3.340	3.340	3.340	
Wegingsfactor - 1	12	12	12		Wegingsfactor - 1	8	8	8	
Wegingsfactor - 2	12	12	12		Wegingsfactor - 2	12	12	12	
Wegingsfactor - 3	14	14	14		Wegingsfactor - 3	14	14	14	
Samengestelde output	3.900	3.900	3.900	11.700	Samengestelde output	3.340	3.340	3.340	10.020
					Samengestelde output obv niet-flex tarieven	3.900	3.900	3.900	11.700
Kapitaalkosten	4.100	3.700	3.900	11.700	Delta Kapitaalkosten als gevolg van flextarieven	-560	-560	-560	
OPEX	-	-	-		Kapitaalkosten	3.540	3.140	3.340	10.020
TOTEX	4.100	3.700	3.900	11.700	OPEX	-	-	-	
Totex/SO				1,00	TOTEX	3.540	3.140	3.340	10.020
					Totex/SO (flextarieven)				1,00
Toegepaste inkomsten	3.900	3.900	3.900	11.700	Totex/SO (niet-flex tarieven)				0,86
					Toegepaste inkomsten reguleringsperiode 2 (flextarieven)	3.340	3.340	3.340	10.020
					Toegepaste inkomsten reguleringsperiode 2 (niet-flex tarieven)	3.340	3.340	3.340	10.020
Effecten winst:					Effecten winst:				
Gedurende reguleringsperiode 1:					Gedurende reguleringsperiode 1:				
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet (delta)	-560	-560	-560	
Totex	4.100	3.700	3.900		TOTEX (delta)	-560	-560	-560	
'Winst'	-200	200	-		'Winst' (delta)	-	-	-	
Reguleringsperiode 2: (geen veranderingen in dit scenario)					Reguleringsperiode 2 (SO obv flextarieven)				
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet	3.340	3.340	3.340	
Totex	4.100	3.700	3.900		Totex	3.540	3.140	3.340	
'Winst'	-200	200	-		'Winst'	-200	200	-	
					Reguleringsperiode 2 (SO obv niet-flex tarieven)				
					Omzet	3.340	3.340	3.340	
					Totex	3.540	3.140	3.340	
					'Winst'	-200	200	-	
					Winst periode 1+2 (SO obv flextarieven)	-400	400	-	
					Winst periode 1+2 (SO obv niet-flex tarieven)	-400	400	-	
					Zonder invoering van flex	-400	400	-	

Om het instrument 'tariefbonus' voor de netbeheerder aantrekkelijker te maken zou ervoor gekozen kunnen worden om de tariefverlaging (ten opzichte van het oorspronkelijke tarief) in de regulering als een *kostenpost* te beschouwen, net zoals de netinvestering ook een kostenpost zou zijn geweest wanneer de netbeheerder voor die optie had gekozen. Door de lagere flexibele nettarieven mee te nemen als kostenpost wordt tevens bereikt dat een andere netbeheerder die voor de optie 'investeren' heeft gekozen, tevens meeprofiteert van de inzet van flexibele nettarieven door netbeheerder A. Op deze wijze concurreren netbeheerders met elkaar om de beste afweging te maken tussen flexibele nettarieven en investeren. Dit betekent wel een aanpassing ten opzichte van het huidige systeem van tariefregulering.<sup>95</sup>

Tabel 22 laat het effect zien op de inkomsten en het rendement van de drie netbeheerders als de tariefverlaging van netbeheerder A als een kostenpost wordt meegenomen in de kosten van die netbeheerder. De OPEX van netbeheerder A nemen nu toe met de omzetzijde die uit Tabel 20 bleek. Net als in het voorbeeld in Tabel 20 nemen de kapitaalkosten met 100 af. Netbeheerder A gaat er per saldo nog steeds op achteruit ten opzichte van de situatie zonder toepassing van flextarieven hoewel zijn winstgevendheid ten opzichte van het voorbeeld in Tabel 20 wel verbetert.

De andere netbeheerders gaan erop vooruit, maar als netbeheerder A had gekozen voor de optie 'investeren' (in plaats van een tariefbonus), dan waren de andere netbeheerders er ook op vooruit

<sup>95</sup> Hiervoor is een aanpassing van de regulatorische accountingregels nodig.

gegaan. Van belang is daarnaast dat het ‘meenemen als kostenpost’ gebaseerd is op de omzetimepact van de toepassing van flexibele nettarieven. Dat vereist dat het omzetverschil wordt bepaald ten opzichte van de oorspronkelijke tarieven. Zonder ijkpunt van wat de tarieven oorspronkelijk waren, zal het in de praktijk niet goed mogelijk zijn om te bepalen welk bedrag als kosten meegenomen moet worden.

Tabel 22. Voorbeeldberekening voor de inkomsten en het rendement van de drie netbeheerders als de tariefverlaging van netbeheerder A als een kostenpost wordt meegenomen in de kosten van die netbeheerder (bij een bonusbenadering).

Baseline (zie tabel 20)					Bonus aan verbruikers die verbruik reduceren, Kapitaalkosten-besparing=560				
Netbeheerder	A	B	C	Sector	Netbeheerder	A	B	C	Sector
Kapitaalkosten	4.000	3.700	3.900	11.600	Kapitaalkosten	4.000	3.700	3.900	11.600
OPEX	-	-	-	-	OPEX	560	0	0	-
TOTEX	4.000	3.700	3.900	11.600	TOTEX	4.560	3.700	3.900	12.160
Totex/SO (flextarieven)				1,04	Totex/SO (flextarieven)				1,09
Totex/SO (niet-flextarieven)				0,99	Totex/SO (niet-flextarieven)				1,04
Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (flex)	3.716	3.942	3.942	11.600	Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (flex)	3.895	4.132	4.132	12.160
Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (niet-flex)	3.867	3.867	3.867	11.600	Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (niet-flex)	4.053	4.053	4.053	12.160
Effecten winst:					Effecten winst:				
Reguleringsperiode 2 (SO obv flextarieven)					Reguleringsperiode 2 (SO obv flextarieven)				
Omzet	3.716	3.942	3.942		Omzet	3.895	4.132	4.132	
Totex	4.000	3.700	3.900		Totex	4.560	3.700	3.900	
Winst	-284	242	42		Winst	-665	432	232	
Reguleringsperiode 2 (SO obv niet-flextarieven)					Reguleringsperiode 2 (SO obv niet-flextarieven)				
Omzet	3.867	3.867	3.867		Omzet	4.053	4.053	4.053	
Totex	4.000	3.700	3.900		Totex	4.560	3.700	3.900	
Winst	-133	167	-33		Winst	-507	353	153	
Winst periode 1+2 (SO obv flextarieven)	-944	442	42		Winst periode 1+2 (SO obv flextarieven)	-1.325	632	232	
Winst periode 1+2 (SO obv niet-flextarieven)	-793	367	-33		Winst periode 1+2 (SO obv niet-flextarieven)	-1.167	553	153	
Zonder invoering van flex	-400	400	-		Zonder invoering van flex	-400	400	-	

De bovengenoemde voorbeelden roepen de vraag op in hoeverre de prestaties (outputs) van de netbeheerders nog vergelijkbaar zijn bij de toepassing van flexibele nettarieven en welke maat hiervoor gehanteerd dient te worden. Levert een netbeheerder die met een bonus de afname reduceert eenzelfde prestatie als een netbeheerder die dat niet doet (en dus investeert in netverzwaaring)?

In het huidige systeem (en met toepassing van de flexibele nettarieven bij de outputbepaling) kan een netbeheerder die een bonus geeft eenzelfde rendement blijven behalen als vóór de inzet van flexibele nettarieven als de besparing op kapitaalkosten voldoende is.<sup>96</sup> Toepassing van het bonusinstrument is wel een dure optie voor een netbeheerder, omdat de netbeheerder dit immers meteen merkt in zijn omzet. Daar komt bij dat de prijselasticiteit van de vraag beperkt is. Hierdoor kost het geven van een bonus relatief veel in verhouding tot de vraagresponso die ermee wordt bewerkstelligd. Zoals de voorbeelden hebben laten zien betekent dit niet dat de toepassing van een bonus geheel onaantrekkelijk is. Een praktische uitwerking zou kunnen zijn dat de bonus gericht wordt ingezet met kleine verbruiksblokken.

Als de omvang van de benodigde bonus te groot is ten opzichte van de kapitaalkosten-besparing kan overwogen worden om de omzetsdaling door flexibele nettarieven mee te nemen als netkosten. Dit kan ervoor zorgen dat netbeheerders een betere afweging maken tussen toepassing van een bonus en investeren, omdat beide immers voor vergoeding in aanmerking komen.

Deze optie lijkt evenwel in de praktijk moeilijk toepasbaar. Het vereist immers inzicht in de omzetsdaling als gevolg van de flexibele nettarieven. Het bepalen van de omzet en output op basis van de oorspronkelijke nettarieven kan na verloop van tijd steeds moeilijker plaatsvinden. Na bijvoorbeeld tien jaar toepassing van flexibele nettarieven zal het naar verwachting moeilijk zijn

<sup>96</sup> De vraag zou gesteld kunnen worden of twee situaties (het geven van een bonus versus investeren) met elkaar vergeleken mogen worden. Immers, in de bonusvariant bestaat het risico dat er alsnog iets verandert in het afnamepatroon waardoor de investering alsnog gedaan moet worden. Aangezien in beide gevallen met jaarlijkse kostenposten wordt gerekend, concluderen wij dat deze twee situaties inderdaad vergelijkbaar zijn en vanuit reguleringsoptiek geen problemen oplevert.

om vast te stellen wat de nettarieven en volumes in een situatie zonder flexibele nettarieven zouden zijn geweest, tenzij de bonus een zeer incidenteel karakter heeft.

Ditzelfde geldt evenzeer voor benaderingen waarin de output van netbeheerders gecorrigeerd wordt aan de hand van de waarde van niet-beschikbaar gestelde netcapaciteit. Deze zou berekend kunnen worden op basis van de verandering van het tarief maal de verandering van het afgenomen volume als gevolg van het toepassen van flexibele nettarieven. De verandering van het afgenomen volume is alleen te benaderen; die hangt namelijk af van de elasticiteit van de vraag van verbruikers, en ook voor deze benadering is het tarief zonder flexibele nettarieven benodigd.

Al met al lijken flexibele nettarieven (in de bonusbenadering) geen grote impact op de doelmatigheidsprikkels te hebben. Het geven van een bonus is wel een relatief dure variant, waardoor deze naar verwachting alleen in een beperkt aantal gevallen gericht ingezet kan gaan worden. De bonusbenadering is evenwel vanuit het perspectief van de doelmatigheidsprikkels goed inpasbaar in het huidige reguleringsstelsel.

### 6.3.3 Reguleringsdoel 3: Een passend rendement

De doelstelling dat een netbeheerder over voldoende financiële middelen moet kunnen beschikken komt in de Elektriciteitswet 1998 tot uitdrukking in de doelstelling dat een netbeheerder geen rendement zou mogen maken dat hoger is dan in het economisch verkeer gebruikelijk. Uiteindelijk gaat het erom dat netbeheerders in staat zijn om de noodzakelijke kosten terug te verdienen om te voldoen aan de wettelijke beheertaken (inclusief een redelijk rendement op het daadwerkelijk geïnvesteerde vermogen voor de kapitaalverschaffers).

Zoals aangegeven kan een netbeheerder die een bonus geeft in het huidige systeem (en met toepassing van de flexibele nettarieven bij de outputbepaling) eenzelfde rendement blijven behalen als voor de inzet van flexibele nettarieven. Voorwaarde hiervoor is dat de bonus ten hoogste gelijk is aan de verwachte jaarlijkse kapitaalkosten-besparing. Daarmee lijkt er vanuit deze reguleringsdoelstelling gezien geen probleem voor de inzet van flexibele nettarieven volgens de bonusbenadering.

## 6.4 Impact van de *malusbenadering* (hogere tarieven dan 'normaal')

### 6.4.1 Reguleringsdoel 1: Bescherming van afnemers

De essentie van het vaststellen van maximumtarieven door een toezichthouder is dat daarmee afnemers beschermd worden tegen excessieve tarieven. Als netbeheerders door de inzet van flexibele nettarieven de gelegenheid krijgen om hogere tarieven vast te stellen dan zij anders hadden gedaan, dan worden individuele afnemers minder goed beschermd. Daar komt bij dat het (zonder nadere regels hierover) lastig zal zijn om de benodigde tariefverandering (gericht op het verminderen van de afname) objectief vast te stellen. Informatie over wat de afname was geweest met andere tarieven is immers niet beschikbaar. Op basis van ervaringsgegevens kan na verloop van tijd mogelijk wel een inschatting worden gemaakt, maar hierbij zal altijd enige beoordelingsruimte voor de netbeheerder bestaan om te bepalen welke tariefverhoging benodigd is. Voor een onafhankelijk toezichthouder is dit lastig of niet te toetsen.

Vanuit het perspectief van de bescherming van afnemers is dit problematisch, omdat netbeheerders daarmee een prikkel hebben om, waar mogelijk, de tarieven te verhogen. Hogere tarieven zorgen immers voor meer inkomsten én een lagere vraag (het beoogde doel van de flexibele nettarieven). De lagere vraag naar transportcapaciteit kan er op termijn voor zorgen dat netinvesteringen worden uitgespaard, wat ook een gunstige impact heeft op het rendement van een netbeheerder. Wanneer een (veel) hoger nettatarief wordt toegestaan dan nu het geval is, bestaat het risico dat de gemiddelde lasten over alle afnemers (sterk) stijgen. Daar komt bij dat - in tegenstelling tot de bonusbenadering - de verhoging van het nettatarief niet beperkt is tot de kosten van het alternatief (de netverzwaring).

Voor het beschermen van de afnemers zijn verschillende oplossingsrichtingen denkbaar:

- ✓ Zo zou de toezichthouder ervoor kunnen kiezen om de vrijheid van invulling van flexibele nettarieven te beperken binnen een bepaalde bandbreedte, met bijvoorbeeld maximum- en minimumtarieven.
- ✓ Ook zou de toezichthouder de netbeheerder kunnen verplichten om de tarieven periodiek te toetsen. Wanneer de energielasten van bepaalde groepen afnemers, of van alle afnemers, te hoog worden, zou de netbeheerder vervolgens zijn tarieven moeten aanpassen voor de volgende periode. Dit laatste staat echter op gespannen voet met de doelstelling van flexibele nettarieven om met de tarieven de netbelasting te sturen.
- ✓ Een derde mogelijkheid is om, al dan niet in combinatie met de twee eerdere voorgenoemde opties, een maximum energierekening voor netgebruik te definiëren. Zo blijft de prikkel voor vraagrespons in stand, namelijk de prikkel om te besparen op de energierekening, maar kunnen afnemers nooit met ‘torenhoge’ lasten voor netgebruik worden geconfronteerd.

De keerzijde van de medaille is dat flexibele nettarieven enkel werken als een voldoende hoge prikkel aan de afnemers wordt gegeven (die tot een wijziging van het netgebruik leidt). Inperking van de bandbreedte van flexibele nettarieven zou ertoe kunnen leiden dat de respons van afnemers onvoldoende blijkt om de gewenste besparingen in netinvesteringen te realiseren.

We concluderen dat een malusbenadering problematisch is vanuit het perspectief van de bescherming van afnemers. Spelregels over de hoogte van de malus kunnen wellicht helpen, maar de naleving van die spelregels is moeilijk toetsbaar en kan complex uitvoerbaar zijn. Bij meer bescherming van afnemers verwatert ook de respons van de afnemers.

#### 6.4.2 Reguleringsdoel 2: Efficiënt netbeheer

De prikkels voor efficiënt netbeheer vanuit de malusbenadering illustreren wij opnieuw vanuit een voorbeeldsituatie (zie Tabel 23). Net als in de vorige voorbeelden gaan we uit van drie netbeheerders, waarbij netbeheerder A relatief inefficiënt is, B relatief efficiënt en C gemiddeld efficiënt (inkomsten zijn daardoor gelijk aan de kosten). De tarieven worden vastgesteld door middel van maatstafconcurrentie, waarbij het gemiddelde niveau van de kosten per eenheid output de ‘norm’ is. Als gevolg hiervan is de omzet van netbeheerder A lager dan zijn kosten (inclusief een redelijk rendement), netbeheerder B maakt meer omzet dan zijn kosten, en netbeheerder C behaalt precies het redelijke rendement (wat in de tabel blijkt door een winst van 0). Omdat er in de base case niets verandert van periode 1 naar periode 2 blijft de winst gelijk in periode 2.

Vervolgens introduceert netbeheerder A een flexibel tarief (in de vorm van een malus) waardoor het tarief van product 1 verhoogd wordt. Daarmee worden netgebruikers geprikkeld om hun afname van product 1 terug te dringen. Het effect in reguleringsperiode 1 is een omzetstijging en kostendaling voor netbeheerder A; er gebeurt niets bij de overige netbeheerders. Tevens neemt de output van netbeheerder A toe.

In reguleringsperiode 2 worden de tarieven herijkt op basis van het nieuwe efficiënte kostenniveau en de nieuwe outputs. Een belangrijke keuze hierbij is de vraag of de output vastgesteld dient te worden inclusief de flexibele nettarieven of exclusief de flexibele nettarieven. Het voorbeeld laat zien dat netbeheerder A er in beide gevallen flink op vooruit gaat en een hogere winst kan realiseren. Daarnaast weet netbeheerder A zijn outputaandeel te vergroten vanwege het hogere tarief dat hij hanteert. Het gevolg is dat zowel netbeheerder B als C er op vooruit gaan als de output wordt bepaald op basis van de flexibele nettarieven, als de ‘oude’ tarieven worden gebruikt dan gaan deze netbeheerders erop achteruit.

Tabel 23. Voorbeeldsituatie met drie netbeheerders waarin netbeheerder A flexibele nettarieven invoert via de malusbenadering.

Baseline					Toepassing malus, kapitaalkostenbesparing=500				
Netbeheerder	A	B	C	Sector	Netbeheerder	A	B	C	Sector
Product 1 - P	12	12	12		Product 1 - P	16	12	12	
Product 2 - P	12	12	12		Product 2 - P	12	12	12	
Product 3 - P	14	14	14		Product 3 - P	14	14	14	
Product 1 - Q	100	100	100		Product 1 - Q	80	100	100	
Product 2 - Q	50	50	50		Product 2 - Q	50	50	50	
Product 3 - Q	150	150	150		Product 3 - Q	150	150	150	
Product 1 - Omzet	1.200	1.200	1.200		Product 1 - Omzet	1.280	1.200	1.200	
Product 2 - Omzet	600	600	600		Product 2 - Omzet	600	600	600	
Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100		Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100	
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet	3.980	3.900	3.900	
Wegingsfactor - 1	12	12	12		Wegingsfactor - 1	13	13	13	
Wegingsfactor - 2	12	12	12		Wegingsfactor - 2	12	12	12	
Wegingsfactor - 3	14	14	14		Wegingsfactor - 3	14	14	14	
Samengestelde output	3.900	3.900	3.900	11.700	Samengestelde output	3.751	4.014	4.014	11.780
					Samengestelde output obv niet-flex tarieven	3.900	3.900	3.900	11.700
Kapitaalkosten	4.100	3.700	3.900	11.700	Delta Kapitaalkosten als gevolg van flextarieven	-500			
OPEX	-	-	-		Kapitaalkosten	3.600	3.700	3.900	11.200
TOTEX	4.100	3.700	3.900	11.700	OPEX	-	-	-	
					TOTEX	3.600	3.700	3.900	11.200
Totex/SO				1	Totex/SO (flextarieven)				1
					Totex/SO (niet-flex tarieven)				0,96
Toegestane inkomsten	3.900	3.900	3.900	11700	Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (flextarieven)	3.567	3.817	3.817	11.200
					Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (niet-flex tarieven)	3.733	3.733	3.733	11.200
Effecten winst:					Effecten winst:				
Gedurende reguleringsperiode 1:					Gedurende reguleringsperiode 1:				
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet (delta)	80	-	-	
Totex	4.100	3.700	3.900		TOTEX (delta)	-500	-	-	
'Winst'	-200	200	-		'Winst' (delta)	580	-	-	
Reguleringsperiode 2: (geen veranderingen in dit scenario)					Reguleringsperiode 2 (SO obv flextarieven)				
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet	3.567	3.817	3.817	
Totex	4.100	3.700	3.900		Totex	3.600	3.700	3.900	
'Winst'	-200	200	-		'Winst'	-33	117	-83	
					Reguleringsperiode 2 (SO obv niet-flex tarieven)				
					Omzet	3.733	3.733	3.733	
					Totex	3.600	3.700	3.900	
					'Winst'	133	33	-167	
					Winst periode 1+2 (SO obv flextarieven)	347	317	-83	
					Winst periode 1+2 (SO obv niet-flex tarieven)	513	233	-167	
					Zonder invoering van flex	-400	400	-	

De impact op de vergelijkbaarheid van netbeheerders kan als volgt worden ingezien. Zonder toepassing van flexibele nettarieven stellen netbeheerders aan alle verbruikers de benodigde capaciteit beschikbaar, zonder onderlinge verschillen. Met toepassing van flexibele nettarieven vraagt (in dit voorbeeld) netbeheerder A op bepaalde momenten een hoger tarief om een vraagverschuiving tot stand te brengen. Het gevolg hiervan is dat de output voor alle netbeheerders verandert.<sup>97</sup> Maar de output van een netbeheerder die flexibele nettarieven toepast om netverzwaringen te vermijden is niet langer per definitie vergelijkbaar met de output van een netbeheerder die dat niet doet (en dus ervoor zorgt dat altijd capaciteit voldoende beschikbaar is). Door het hogere tarief dat netbeheerder A hanteert, levert deze netbeheerder volgens de reguleringssystematiek meer output, en deze outputstijging gaat ten koste van de andere netbeheerders. Het reguleringssysteem zorgt er in dit geval dus voor dat het effect op de andere netbeheerders wordt versterkt.

Voor een individuele netbeheerder is de mogelijkheid van hogere flexibele nettarieven (malus) daarom aantrekkelijk. In Tabel 24 laten we zien wat er gebeurt als alle netbeheerders flexibele nettarieven toepassen. In dit voorbeeld is aangenomen dat de besparing als gevolg van de toepassing van flextarieven gelijk is aan nul.

<sup>97</sup> De output verandert voor alle netbeheerders doordat in de systematiek van ACM elke aanpassing van de tarieven een effect heeft op de wegingsfactoren op basis waarvan de samengestelde output bepaald wordt. De samengestelde output is immers het product van volumes en rekenvolumes die afhankelijk zijn van de tarieven van alle netbeheerders.

Tabel 24. Voorbeeldberekening waarbij alle drie netbeheerders een malusbenadering toepassen.

<i>Baseline</i>					<i>Malus aan verbruikers die verbruik reduceren, kapitaalkosten-besparing = 0</i>				
Netbeheerder	A	B	C	Sector	Netbeheerder	A	B	C	Sector
Product 1 - P	12	12	12		Product 1 - P	16	16	16	
Product 2 - P	12	12	12		Product 2 - P	12	12	12	
Product 3 - P	14	14	14		Product 3 - P	14	14	14	
Product 1 - Q	100	100	100		Product 1 - Q	80	80	80	
Product 2 - Q	50	50	50		Product 2 - Q	50	50	50	
Product 3 - Q	150	150	150		Product 3 - Q	150	150	150	
Product 1 - Omzet	1.200	1.200	1.200		Product 1 - Omzet	1.280	1.280	1.280	
Product 2 - Omzet	600	600	600		Product 2 - Omzet	600	600	600	
Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100		Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100	
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet	3.980	3.980	3.980	
Wegingsfactor - 1	12	12	12		Wegingsfactor - 1	16	16	16	16
Wegingsfactor - 2	12	12	12		Wegingsfactor - 2	12	12	12	
Wegingsfactor - 3	14	14	14		Wegingsfactor - 3	14	14	14	
Samengestelde output	3.900	3.900	3.900	11.700	Samengestelde output	3.980	3.980	3.980	11940
					Samengestelde output obv niet-flex tarieven	3.900	3.900	3.900	11700
					Delta Kapitaalkosten als gevolg van flextarieven				
Kapitaalkosten	4.100	3.700	3.900	11.700	Kapitaalkosten	4.100	3.700	3.900	11700
OPEX	-	-	-		OPEX	-	-	-	
TOTEX	4.100	3.700	3.900	11.700	TOTEX	4.100	3.700	3.900	11700
Totex/SO				1,00	Totex/SO (flextarieven)				0,9799
					Totex/SO (niet-flextarieven)				1
Toegestane inkomsten	3.900	3.900	3.900	11700	Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (flextarieven)	3.900	3.900	3.900	11700
					Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (niet-flextarieven)	3.900	3.900	3.900	11700
Effecten winst:					Effecten winst:				
Gedurende reguleringsperiode 1:					Gedurende reguleringsperiode 1:				
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet (delta)	80	80	80	
Totex	4.100	3.700	3.900		TOTEX (delta)	-	-	-	
'Winst'	-200	200	-		'Winst' (delta)	80	80	80	
Reguleringsperiode 2: (geen veranderingen in dit scenario)					Reguleringsperiode 2 (SO obv flextarieven)				
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet	3.900	3.900	3.900	
Totex	4.100	3.700	3.900		Totex	4.100	3.700	3.900	
'Winst'	-200	200	-		'Winst'	-200	200	-	
					Reguleringsperiode 2 (SO obv niet-flextarieven)				
					Omzet	3.900	3.900	3.900	
					Totex	4.100	3.700	3.900	
					'Winst'	-200	200	-	
					Winst periode 1+2 (SO obv flextarieven)	-320	480	80	
					Winst periode 1+2 (SO obv niet-flextarieven)	-320	480	80	
					Zonder invoering van flex	-400	400	-	

Uit Tabel 24 blijkt dat in dit geval de winst van alle drie de netbeheerders in gelijke mate toeneemt. Als er wel besparingen zijn nemen de winsten van netbeheerders verder toe.

We concluderen dat het mogelijk maken van 'hogere dan normale tarieven' de vergelijkbaarheid van netbeheerders aantast en daarmee ook de prikkels tot doelmatigheid. Netbeheerders krijgen tevens te maken met een meer dan passend rendement, terwijl de doelmatigheid slechts in beperkte mate is toegenomen. Wat hiervan de implicaties van zijn bespreken we in de volgende paragraaf.

### 6.4.3 Reguleringsdoel 3: Een passend rendement

Het toestaan van een "malus" leidt ertoe dat het rendement van een netbeheerder hoger wordt dan een passend rendement. Voordat wij ingaan op mogelijke benaderingen om hiervoor te corrigeren lichten wij eerst enkele kernbegrippen toe.

#### KERNBEGRIPPEN

De netbeheerders verdienen hun (efficiënte) kosten terug via de tarieven. Als tarieven flexibel worden, betekent dit dat de tarieven kunnen gaan afwijken van de tarieven die in afwezigheid van flexibele nettarieven tot stand waren gekomen (hierna aangeduid als de 'normtarieven', waarmee dus bedoeld wordt op de tarieven zonder flexibele component). Een en ander betekent dat de inkomsten van netbeheerders zullen gaan afwijken van de inkomsten die in afwezigheid van flexibele nettarieven tot stand waren gekomen (hierna: de 'norminkomsten'). Afhankelijk van de omvang en het aantal netvlakken waar met flexibele nettarieven wordt gewerkt, kan er een significant verschil ontstaan tussen de werkelijke inkomsten en de norminkomsten.

Daarnaast is er nog een derde belangrijk begrip, en wel het ‘redelijk rendement’ dat door de toezichthouder wordt vastgesteld, de zogenaamde WACC (*Weighted Average Cost of Capital*). Dit is het rendement dat een gemiddeld efficiënte netbeheerder moet kunnen behalen. Een netbeheerder kan een hoger rendement behalen dan het redelijke rendement (de WACC) door zijn bedrijfsvoering efficiënter in te richten dan op basis van de efficiëntiemaatstaf nodig is. Een netbeheerder die inefficiënt is, behaalt juist een lager rendement dan het redelijk rendement.

Tabel 25. Enkele kernbegrippen ten behoeve van de analyse van de impact van flexibele nettarieven op tariefregulering.

BEGRIJP	TOELICHTING
<b>Werkelijke tarieven</b>	Tarieven <i>inclusief</i> flexibele component.
<b>Werkelijke inkomsten</b>	De werkelijke tarieven maal de werkelijke volumes (aantal eenheden tariefdrager).
<b>Normtarieven</b>	Tarieven <i>exclusief</i> flexibele component.
<b>Norminkomsten</b>	De normtarieven maal de werkelijke volumes (aantal eenheden tariefdrager).
<b>Normrendement</b>	Het rendement dat tot stand komt bij toepassing van de normtarieven.
<b>Redelijk rendement</b>	Het rendement dat een (gemiddeld) efficiënte netbeheerder behaalt. In de huidige reguleringssystematiek is dit gelijk aan de WACC ( <i>Weighted Average Cost of Capital</i> , oftewel de gewogen gemiddelde kostenvoet van eigen en vreemd vermogen). Een (meer dan gemiddeld) efficiënte netbeheerder haalt een hoger rendement dan de WACC, een minder dan efficiënte netbeheerder haalt een lager rendement. Het redelijk rendement in euro's wordt berekend door de WACC te vermenigvuldigen met de geldende gestandaardiseerde activawaarde (GAW).

#### METHODEN OM OP EEN PASSEND RENDEMENT UIT TE KOMEN

Zoals hierboven aangegeven komen netbeheerders bij een malusbenadering uit op een meer dan passend rendement (hoger dan het redelijke rendement), terwijl de doelmatigheid slechts in beperkte mate is toegenomen. Om flexibele nettarieven te kunnen toepassen en tegelijk het reguleringsdoel ‘een passend rendement’ te kunnen bereiken dienen de inkomsten van netbeheerders derhalve gecorrigeerd te worden om uit te komen op een passend rendement.

Een voor de hand liggende manier hiervoor is een correctie voor de omzeteffecten van de toepassing van flexibele nettarieven. Dit gebeurt door de omzet te corrigeren voor het verschil tussen werkelijke inkomsten en de norminkomsten. Aldus wordt de omzetstijging als gevolg van flexibele nettarieven ‘nagecalculeerd’.

In het eerdere voorbeeld waarin alleen netbeheerder A een malus toepast op product 1 (zie Tabel 23) kan de omzetcorrectie worden toegevoegd. In dit voorbeeld wordt dan alleen netbeheerder A geraakt door de omzetcorrectie; het rendement van de overige netbeheerders verandert er niet door. Netbeheerder A maakt een lager rendement, maar nog steeds aanzienlijk hoger dan het rendement dat werd behaald voor de toepassing van flexibele nettarieven. Dit komt door het feit dat netbeheerder A meer output weet te realiseren. Een en ander zou opgevangen kunnen worden door ook de output te corrigeren, maar dit zal na verloop van tijd moeilijk worden naarmate flexibele nettarieven langer worden toegepast. We concluderen dat deze correctiemethode er niet in slaagt om ervoor te zorgen dat netbeheerders een passend rendement maken.

Een andere manier om een correctie van de inkomsten van netbeheerders te bereiken is om voor elke netbeheerder een referentieomzet vast te stellen. Deze aanpassing kan ook een oplossing bieden voor het probleem dat het bij sommige vormen van flexibele nettarieven moeilijk is voor de toezichthouder om tarieven *ex ante* vast te stellen. In dat geval zou gewerkt kunnen worden met een normomzet die netbeheerders in principe niet mogen overschrijden. Mocht toch sprake zijn van een over- of onderschrijding, dan zou het normrendement voor de volgende jaren kunnen worden aangepast (nacalculatie). Deze systematiek is vergelijkbaar met de regulering die op dit



moment voor de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet (TenneT) geldt (en wordt ook wel omzetregulering genoemd).<sup>98</sup>

De bovengenoemde referentieomzet zou in plaats van op het niveau van een netbeheerder ook kunnen worden vastgesteld op het niveau van een groep afnemers waarvoor flexitarieven worden toegepast. Hierbij mag de omzet voor een bepaalde groep afnemers (over een bepaalde periode van bijvoorbeeld een jaar) de referentieomzet niet overstijgen. Toepassing van een malusbenadering zou daarom resulteren in compensatie voor afnemers.

Het vaststellen van een referentieomzet is echter niet eenvoudig. Bedacht moet worden dat door het hanteren van flexibele nettarieven niet alleen het tarief verandert (de 'p'), maar ook het volume (de 'q'). De gedragsreactie is immers wat beoogd wordt met de flexibele nettarieven. Als de referentieomzet wordt vastgesteld op basis van de werkelijke volumes maal de normtarieven, dan worden netbeheerders ook gecompenseerd voor de opgetreden volumedaling. Dit lijkt niet wenselijk omdat netbeheerders al worden 'beloond' door uitgespaarde investeringen.

Als de referentieomzet wordt gebaseerd op de kosten van netbeheerders, dan is de vraag welk kostenniveau hiervoor gehanteerd moet worden. Stel bijvoorbeeld dat netbeheerder A door toepassing van een malus 500 aan kapitaalkosten uitspaart, maar tegelijk ook een autonome efficiëntieverslechtering meemaakt van 500 (zie Tabel 26). Een probleem hierbij is dat de 500 kapitaalkosten-besparing voor de toezichthouder niet goed waarneembaar is. De autonome efficiëntieverslechtering is echter ook niet goed waarneembaar. Het enige dat op basis van kostengegevens geconstateerd kan worden, is dat de kapitaalkosten van netbeheerder A gelijk zijn gebleven.

Het is dan ook de vraag naar welk niveau de inkomsten van netbeheerder A terug gecorrigeerd moeten worden, naar het 'oude' kostenniveau, naar het nieuwe kostenniveau of moet alleen gecorrigeerd worden voor de impact van flexibele nettarieven? In dit geval is het oude en het nieuwe kostenniveau gelijk aan elkaar. Als de inkomstenaanpassing zodanig wordt vormgegeven dat netbeheerder A inkomsten heeft die gelijk zijn aan het oude en nieuwe kostenniveau, krijgt netbeheerder A ook een vergoeding voor de opgetreden efficiëntieverslechtering van 500. Anders gezegd, zonder malus en zonder inkomstencorrectie is netbeheerder A 500 slechter af dan met malus en inkomstencorrectie.

Het voorgaande illustreert dat toepassing van flexibele nettarieven via de malusbenadering het moeilijk maakt om zowel de doelstelling van efficiënt netbeheer als die van een passend rendement te behalen. Als de nadruk wordt gelegd op het behalen van een passend rendement dan gaat de systematiek lijken op *cost-plus* regulering. Als de nadruk wordt gelegd op het behoud van doelmatigheidsprykkels, dan is het mogelijk dat het gerealiseerde rendement afwijkt van een passend rendement.

---

<sup>98</sup> Ook in een systeem op basis van omzetregulering is maatstafconcurrentie mogelijk. De vergelijkbaarheid van netbeheerders kan echter wel een probleem vormen. Bij toepassing van flexibele tarieven door de ene netbeheerder is het geleverde product immers niet meer geheel gelijk aan het product van een andere netbeheerder die in dezelfde situatie kiest voor netverzwaring. Deze verschillen zijn anders van aard dan de 'objectiveerbare regionale verschillen' waarvoor gecorrigeerd wordt in het huidige reguleringskader. Die verschillen hebben namelijk betrekking op uiteenlopende kosten van netbeheerders om een identiek product te leveren.

Tabel 26. Voorbeeldberekening van toepassing flexibele nettarieven in combinatie met autonome verandering kapitaalkosten.

Baseline					Toepassing malus, kapitaalkostenbesparing=500				
Netbeheerder	A	B	C	Sector	Netbeheerder	A	B	C	Sector
Product 1 - P	12	12	12		Product 1 - P	16	12	12	
Product 2 - P	12	12	12		Product 2 - P	12	12	12	
Product 3 - P	14	14	14		Product 3 - P	14	14	14	
Product 1 - Q	100	100	100		Product 1 - Q	80	100	100	
Product 2 - Q	50	50	50		Product 2 - Q	50	50	50	
Product 3 - Q	150	150	150		Product 3 - Q	150	150	150	
Product 1 - Omzet	1.200	1.200	1.200		Product 1 - Omzet	1.280	1.200	1.200	
Product 2 - Omzet	600	600	600		Product 2 - Omzet	600	600	600	
Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100		Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100	
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet	3.980	3.900	3.900	
Wegingsfactor - 1	12	12	12		Wegingsfactor - 1	13	13	13	
Wegingsfactor - 2	12	12	12		Wegingsfactor - 2	12	12	12	
Wegingsfactor - 3	14	14	14		Wegingsfactor - 3	14	14	14	
Samengestelde output	3.900	3.900	3.900	11.700	Samengestelde output	3.751	4.014	4.014	11.780
					Samengestelde output obv niet-flex tarieven	3.900	3.900	3.900	11.700
Kapitaalkosten	4.100	3.700	3.900	11.700	Delta Kapitaalkosten als gevolg van flextarieven	-500			
OPEX	-	-	-		Autonome verandering Kapitaalkosten	500			
TOTEX	4.100	3.700	3.900	11.700	Kapitaalkosten	4.100	3.700	3.900	11.700
					OPEX	-	-	-	
Totex/SO				1,00	TOTEX	4.100	3.700	3.900	11.700
					Totex/SO (flextarieven)				0,99
Toegestane inkomsten	3.900	3.900	3.900	11700	Totex/SO (niet-flextarieven)				1,00
					Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (flextarieven)	3.726	3.987	3.987	11.700
Effecten winst:					Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (niet-flextarieven)	3.900	3.900	3.900	11.700
Gedurende reguleringsperiode 1:					Effecten winst:				
Omzet	3.900	3.900	3.900		Gedurende reguleringsperiode 1:				
Totex	4.100	3.700	3.900		Omzet (delta)	80	-	-	
'Winst'	-200	200	-		TOTEX (delta)	-	-	-	
					'Winst' (delta)	80	-	-	
Reguleringsperiode 2: (geen veranderingen in dit scenario)					Reguleringsperiode 2 (SO obv flextarieven)				
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet	3.726	3.987	3.987	
Totex	4.100	3.700	3.900		Totex	4.100	3.700	3.900	
'Winst'	-200	200	-		'Winst'	-374	287	87	
					Reguleringsperiode 2 (SO obv niet-flextarieven)				
					Omzet	3.900	3.900	3.900	
					Totex	4.100	3.700	3.900	
					'Winst'	-200	200	-	
					Winst periode 1+2 (SO obv flextarieven)	-494	487	87	
					Winst periode 1+2 (SO obv niet-flextarieven)	-320	400	-	
					Zonder invoering van flex	-400	400	-	

De essentie van het probleem daarbij is dat het kostenniveau van een netbeheerder zowel verandert door toepassing van flexibele nettarieven als door andere maatregelen die een netbeheerder neemt in zijn normale bedrijfsvoering en die een impact hebben op de doelmatigheid. Doordat deze twee zaken niet uit elkaar gehaald kunnen worden, althans niet zonder additionele benchmarks of kostenonderzoeken, bestaat het risico dat de inkomstencorrecties ten koste gaan van de doelmatigheidsprikkels.

Een belangrijke vraag is op welke wijze een eventueel benodigde inkomstencorrectie vormgegeven kan worden. Deze vraag is relevant omdat de tarieven binnen een systeem van flexibele nettarieven een sturingsinstrument zijn geworden. Voorkomen moet worden dat tariefcorrecties ervoor zorgen dat prikkels voor *load shifting* verminderen.<sup>99</sup> Twee eenvoudige correctiemethoden die genoemd worden zijn de multiplicatieve en de additieve benadering:

- ✓ In de multiplicatieve benadering worden alle tarieven vermenigvuldigd met de verhouding tussen de verwachte omzet en de gewenste omzet.
- ✓ In de additieve benadering wordt eenzelfde bedrag opgeteld bij alle tarieven, waarmee het absolute verschil tussen de tarieven gelijk blijft.

<sup>99</sup> Dit proces staat bekend onder de naam 'revenue reconciliation'. Reneses et al. (2016) merken hierover op: "No satisfactory approach has yet been found to this in particular where reconciliation is of significant magnitude."

Daarnaast zijn er nog meer complexe methoden die aansluiten bij de prijselasticiteit van de vraag, of meer simpele methoden (bijvoorbeeld via de periodieke aansluitvergoeding en voor iedereen een gelijk bedrag). Het moge duidelijk zijn dat alle correctiemethoden weer hun eigen voor- en nadelen hebben. We verwachten tevens dat een 100 % juiste correctie lastig zal zijn, waardoor van jaar tot jaar steeds nieuwe correcties nodig zullen zijn.

#### IMPACT VAN STRATEGISCH GEDRAG DOOR NETBEHEERDERS

Zoals eerder aangegeven hebben netbeheerders een prikkel om de tarieven te verhogen (of een malus toe te passen), omdat dit tot extra inkomsten leidt en tegelijkertijd (potentieel) investeringen uitspaart. In de voorgaande voorbeelden hebben flexibele nettarieven steeds gezorgd voor een besparing op de benodigde investering. Een belangrijke vraag is of netbeheerders ook een prikkel hebben om de tarieven te verhogen tot boven de normtarieven als hier geen verwachte besparingen tegenover staan.

Het voorbeeld hieronder laat de impact zien van de toepassing van een malus door netbeheerder A die niet leidt tot een besparing op kapitaalkosten (zie Tabel 27). Netbeheerder A heeft daarnaast te maken met een verslechtering van de efficiëntie. Het blijkt dat de impact op het rendement van netbeheerder A nu lager is dan in de situaties hierboven vanwege de efficiëntieverslechtering. Ook de andere netbeheerders hebben nu minder 'last' van netbeheerder A, omdat de sectorgemiddelde kosten omhoog gaan.

Om netbeheerder A op een passend rendement uit te laten komen dient een correctie van de inkomsten plaats te vinden. Het is echter niet eenvoudig om te bepalen op welk rendement netbeheerder A dan in reguleringsperiode 2 uit zou moeten komen:

- ✓ -200: De winst voorafgaande aan de toepassing van flexibele nettarieven.
- ✓ -700: De winst voorafgaande aan de toepassing van flexibele nettarieven (-200) plus de efficiëntieverslechtering (-500).
- ✓ -533: De situatie zonder flexibele nettarieven maar met efficiëntieverslechtering en de gewone maatstafconcurrentie.
- ✓ 0: De situatie waarin deze netbeheerder uitkomt op het redelijke rendement.

Merk op dat alleen de -200 voor de toezichthouder waarneembaar is. De andere rendementscijfers zijn niet waarneembaar, omdat de toezichthouder alleen de totale kosten ziet (en die nemen toe met 500 ten opzichte van de uitgangssituatie). Stel dat de netbeheerder toch een klein voordeel zou hebben van het toepassen van een malus (zeg: een vermindering van de kapitaalkosten met 50). Het moge duidelijk zijn dat de analyse dan nog complexer wordt, omdat een efficiëntieverslechtering en een efficiëntievoordeel (door flexibele nettarieven) dan uit elkaar gehaald moet worden - wat in de praktijk niet goed mogelijk lijkt.

Tabel 27. Voorbeeld van een malus en een efficiëntieverslechtering.

<b>Baseline</b>					<b>Toepassing malus, efficiëntieverslechtering zonder reductie kapitaalkosten</b>				
Netbeheerder	A	B	C	Sector	Netbeheerder	A	B	C	Sector
Product 1 - P	12	12	12		Product 1 - P	22	12	12	
Product 2 - P	12	12	12		Product 2 - P	12	12	12	
Product 3 - P	14	14	14		Product 3 - P	14	14	14	
Product 1 - Q	100	100	100		Product 1 - Q	80	100	100	
Product 2 - Q	50	50	50		Product 2 - Q	50	50	50	
Product 3 - Q	150	150	150		Product 3 - Q	150	150	150	
Product 1 - Omzet	1.200	1.200	1.200		Product 1 - Omzet	1.760	1.200	1.200	
Product 2 - Omzet	600	600	600		Product 2 - Omzet	600	600	600	
Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100		Product 3 - Omzet	2.100	2.100	2.100	
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet	4.460	3.900	3.900	
Wegingsfactor - 1	12	12	12		Wegingsfactor - 1	15	15	15	
Wegingsfactor - 2	12	12	12		Wegingsfactor - 2	12	12	12	
Wegingsfactor - 3	14	14	14		Wegingsfactor - 3	14	14	14	
Samengestelde output	3.900	3.900	3.900	11.700	Samengestelde output	3.889	4.186	4.186	12.260
					Samengestelde output obv niet-flex tarieven	3.900	3.900	3.900	11.700
					Delta Kapitaalkosten als gevolg van flextarieven				
					Autonome verandering Kapitaalkosten	500			
Kapitaalkosten	4.100	3.700	3.900	11.700	Kapitaalkosten	4.600	3.700	3.900	12.200
OPEX	-	-	-		OPEX	-	-	-	
TOTEX	4.100	3.700	3.900	11.700	TOTEX	4.600	3.700	3.900	12.200
Totex/SO				1,00	Totex/SO (flextarieven)				1,00
					Totex/SO (niet-flex tarieven)				1,04
Toegestane inkomsten	3.900	3.900	3.900	11.700	Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (flextarieven)	3.870	4.165	4.165	12.200
					Toegestane inkomsten reguleringsperiode 2 (niet-flex tarieven)	4.067	4.067	4.067	12.200
Effecten winst:					Effecten winst:				
Gedurende reguleringsperiode 1:					Gedurende reguleringsperiode 1:				
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet (delta)	560	-	-	
Totex	4.100	3.700	3.900		TOTEX (delta)	500	-	-	
'Winst'	-200	200	-		'Winst' (delta)	60	-	-	
Reguleringsperiode 2: (geen veranderingen in dit scenario)					Reguleringsperiode 2 (SO obv flextarieven)				
Omzet	3.900	3.900	3.900		Omzet	3.870	4.165	4.165	
Totex	4.100	3.700	3.900		Totex	4.600	3.700	3.900	
'Winst'	-200	200	-		'Winst'	-730	465	265	
					Reguleringsperiode 2 (SO obv niet-flex tarieven)				
					Omzet	4.067	4.067	4.067	
					Totex	4.600	3.700	3.900	
					'Winst'	-533	367	167	
					Winst periode 1+2 (SO obv flextarieven)	-870	665	265	
					Winst periode 1+2 (SO obv niet-flex tarieven)	-673	567	167	
					Zonder invoering van flex maar met efficiëntieverslechtering	-1.233	567	-	

We concluderen dat netbeheerders voordeel hebben van strategisch gedrag, dus van een verhoging van de tarieven zonder dat er een besparing in de kapitaalkosten plaatsvindt. Netbeheerders kunnen tijdens een reguleringsperiode voordeel hebben, als de tarieven pas worden herijkt op het moment dat een nieuwe reguleringsperiode start. Voor de toezichthouder zal het niet altijd eenvoudig zijn om vast te stellen of sprake is van strategisch gedrag. Het feit dat kapitaalkosten beperkt dalen kan immers ook het gevolg zijn van een onverwacht lage vraagrespon, of door een efficiëntieverslechtering op andere terreinen. Daar komt bij dat het toepassen van een malus een optie is die op korte termijn kan worden ingezet, terwijl het uitvoeren van een investering langer duurt. Als een netbeheerder tussentijds het instrument van een malus inzet, is dan sprake van strategisch gedrag of verstandig netbeheerder op korte termijn?

Daarnaast concluderen wij dat een correctie van de inkomsten van netbeheerders nodig is bij toepassing van een malus. In dat geval zal een deel van de omzet die de netbeheerder genereert als gevolg van de tariefstijging, 'afgeroomd' moeten worden om overwinsten te vermijden. Tot welk niveau de omzet afgeroomd moet worden is echter moeilijk objectief vast te stellen. De toezichthouder kan immers niet direct waarnemen of een verandering al dan niet een gevolg is van toepassing van flexibele nettarieven.

## 6.5 Reguleringsimpact van flexibele nettarieven

### 6.5.1 Reguleringsimpact van vraagrespons

De voorgaande analyse geldt in beginsel voor alle vormen van flexibele nettarieven. De omvang van de effecten kan echter wel verschillen voor de verschillende varianten. Die hangt namelijk af van de prikkel voor vraagrespons die wordt gegenereerd. In deze paragraaf gaan we hier nader op in en bespreken we de impact voor de verschillende varianten.

Tabel 28. Samenvatting bevindingen impact op reguleringssystematiek in relatie tot de prikkel voor vraagrespons

	LAGE PRIKKEL VRAAGRESPONS	HOGЕ PRIKKEL VRAAGRESPONS
<b>Bonusbenadering</b>	<i>Niet rationeel voor netbeheerder Geen reguleringsaanpassingen nodig</i>	<i>Instrument kan effectief zijn Geen reguleringsaanpassingen nodig</i>
<b>Malusbenadering</b>	<i>Strategisch gedrag netbeheerder Reguleringsaanpassingen nodig</i>	<i>Instrument kan effectief zijn Reguleringsaanpassingen nodig</i>

Tabel 28 relateert de conclusies uit de vorige paragrafen aan de prikkel voor vraagrespons. De conclusies kunnen als volgt worden toegelicht.

#### **BONUSBENADERING:**

Zoals in paragraaf 6.3 is besproken, is een bonusvariant niet rationeel vanuit het perspectief van de netbeheerder als de prikkel tot vraagrespons laag of afwezig is. Immers, bij een lage prikkel tot vraagrespons kunnen met een bonus geen besparingen op investeringen gerealiseerd worden. Het geven van een bonus komt dan neer op ‘geld weggeven’ en is derhalve niet rationeel. Deze variant vereist weliswaar geen reguleringsaanpassingen maar zal naar verwachting ook niet voorkomen.

Als er wel een behoorlijke prikkel tot vraagrespons is - die er kan zijn als de netbeheerder gericht kan ‘belonen’<sup>100</sup> - dan zijn verder geen reguleringsaanpassingen nodig. De doelstellingen van tariefregulering kunnen met een bonus goed worden bereikt. Afnemers blijven beschermd, de doelmatigheid wordt bevorderd en de bonus heeft geen bijzondere impact op de doelstelling dat netbeheerders een passend rendement behalen.

De omvang van de bonus wordt gelimiteerd door de omvang van de besparing die een netbeheerder kan realiseren. Zoals in hoofdstuk 4 besproken, zijn die budgetten relatief beperkt en bonusen kunnen daarom alleen succesvol worden ingezet als een beperkt aantal afnemers een bonus ontvangt voor een relatief lage respons. Voor zover een netbeheerder een hoger rendement behaalt door de inzet van flexibele nettarieven vormt dit een beloning voor doelmatig handelen.

#### **MALUSBENADERING:**

Zoals in paragraaf 6.4 is geanalyseerd, geldt voor de malusbenadering dat reguleringsaanpassingen nodig zijn. Dit komt doordat het behalen van de reguleringsdoelstellingen onder druk komt te staan als de netbeheerders zelf de hoogte van de malus mogen vaststellen.

In een situatie met een lage vraagrespons is sprake van strategisch gedrag van netbeheerders. De tarieven worden verhoogd maar dat heeft weinig effect op het benodigde investeringsniveau van de netbeheerder. De enige reden dat een netbeheerder bij een lage vraagrespons een malus zou willen toepassen, is dat dit tot extra inkomsten leidt.

<sup>100</sup> In hoofdstuk 4 is beargumenteerd dat de tariefprikkel in de bonusbenadering heel beperkt is. De beoordeling is daarmee enigszins fictief.

Als sprake is van een hoge vraagrespons kan een malus wel effect hebben op benodigde investeringsniveaus, maar ook dan zijn reguleringsaanpassingen nodig om te zorgen voor een passend rendement en om afnemers te beschermen.

Vanuit het perspectief van de toezichthouder is het echter lastig te beoordelen of een malus succesvol is toegepast, met andere woorden: of sprake is van een lage of hoge vraagrespons. Dit vereist namelijk gedetailleerd inzicht in de situatie van de netten waarvoor de flexibele nettarieven zijn toegepast.

Omdat naast een malus diverse andere factoren van invloed zijn op de efficiëntie van een netbeheerder (hogere invoeding, andere volumes, verlegging van infrastructuur, autonome kostenveranderingen, etc.) is het voor de toezichthouder moeilijk om specifiek voor de impact van flexibele nettarieven te corrigeren. Elke reguleringsaanpassing heeft in dat geval zijn eigen voor- en nadelen. Als de toezichthouder focust op het redelijke rendement als ijkpunt voor de tarieven kan dit ten koste gaan van doelmatigheidsprikkels. Als de toezichthouder de focus legt op doelmatigheid, zorgt dit ervoor dat afnemers minder goed beschermd worden en dat netbeheerders mogelijk een meer dan passend rendement behalen.

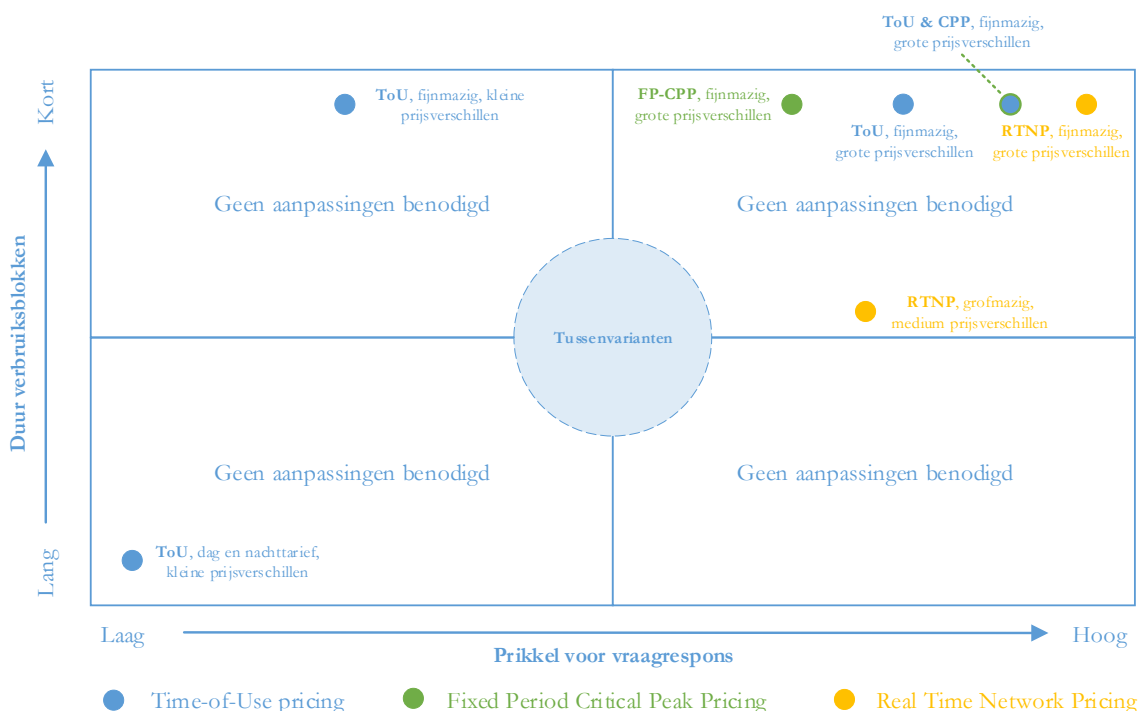
### 6.5.2 Reguleringsimpact van de tariefvarianten

Als we vervolgens kijken naar de verschillende vormen van flexibele nettarieven, dan valt op dat *Real-time network pricing* de meest vergaande vorm is van flexibiliseren van de nettarieven. Aan de andere kant van het spectrum staat een eenvoudig *Time-of-use* prijsschema zoals we dat bijvoorbeeld nu al kennen.<sup>101</sup> Zoals in hoofdstuk 5 toegelicht, variëren de verschillende invullingen met de duur van de verbruiksblokken waarop deze van toepassing zijn. Zo is de gedachte dat de prikkel via *Real-time network pricing* zo precies mogelijk de verbruiksblokken beïnvloedt waar netproblemen dreigen. Dit betekent dus relatief korte verbruiksblokken waarin echt een ‘probleem’ in het net optreedt (of dreigt te gaan optreden). Bij *Time-of-use pricing* zijn de verbruiksblokken langer en minder precies afgestemd op de situatie in het net. *Critical peak pricing* zit tussen deze twee varianten in.

Figuur 21 geeft weer hoe de invullingen van tariefopties voor flexibele nettarieven zich tot elkaar verhouden en wanneer aanpassingen in de reguleringsystematiek noodzakelijk zijn. De mogelijke flexibiliteitsopties zijn weergegeven naar de mate waarin deze prikkels geven aan netgebruikers (*horizontaal*) en hun granulariteit, in de zin van de duur van de verbruiksblokken (*verticaal*). De vier kwadranten geven aan in hoeverre de huidige reguleringsystematiek kan worden gehandhaafd, of dat aanpassingen nodig zijn. Zoals uit de figuur blijkt zijn bij de bonusbenadering geen reguleringsaanpassingen nodig.

---

<sup>101</sup> In de vorm van een verschillend dag- en nachttarief voor de levering van elektriciteit (met relatief kleine prijsverschillen).



Figuur 21. Overzicht van verschillende invullingen van tariefopties voor flexibele nettarieven en hun impact op de huidige tariefreguleringsystematiek bij toepassing van een *bonus*. Alle invullingen van tarief-opties voor flexibele nettarieven zijn naar verwachting compatibel met de huidige tariefreguleringsystematiek.

Bovengenoemde conclusie geldt niet voor de malusbenadering (zie Figuur 22). Een fijnmazig *Time-of-use* prijschema (korte verbruiksblokken) met grote prijsverschillen zal een grote prikkel voor vraagrespons induceren. Als gevolg daarvan zal deze optie niet compatibel zijn met de huidige tariefreguleringsystematiek. Belangrijkste oorzaken hiervan zijn de onvoorspelbaarheid van de vraagrespons, de gevolgen daarvan voor de inkomsten van de netbeheerder alsmede het verlies van de vergelijkbaarheid van netbeheerders waardoor het huidige systeem van maatstaafconcurrentie niet langer mogelijk is.

De belangrijkste conclusie uit Figuur 22 is dat, omdat de meeste invullingen van tariefopties voor flexibele nettarieven in het kwadrant rechtsboven vallen (met name omdat naar verwachting relatief forse prikkels voor gebruikers toegepast zullen worden), deze incompatibel zijn met de huidige reguleringsystematiek. Enkel *Time-of-use* schema's met kleine prijsverschillen, maar daarmee ook een kleine (en vermoedelijk te lage) prikkel voor vraagrespons, passen met (kleine) aanpassingen wel in de huidige reguleringsystematiek. *Time-of-use* prijschema's met een grotere prikkel voor vraagrespons (aangegeven door de cirkel in het midden van Figuur 22) zijn mogelijk ook nog in te passen in de huidige tariefreguleringsystematiek, maar dat is niet met zekerheid te zeggen.



Figuur 22. Overzicht van verschillende invullingen van tariefopties voor flexibele nettarieven en hun impact op de huidige tariefreguleringsystematiek bij toepassing van een *malus*. De meeste invullingen van tariefopties voor flexibele nettarieven zijn naar verwachting incompatibel met de huidige tariefreguleringsystematiek.

## 6.6 Synthese

In dit hoofdstuk is onderzocht op welke wijze flexibele nettarieven kunnen worden ingevoerd en wat de impact daarvan zou zijn op de tariefregulering.<sup>102</sup> Hierbij is uitgegaan van de belangrijkste doelen van de tariefregulering zoals die in Nederland wordt toegepast voor regionale elektriciteitsnetbeheerders (“maatstafconcurrentie”). Kort samengevat zijn dit de bescherming van afnemers, efficiënt netbeheer en een passend rendement.

Tabel 29 laat zien dat een bonusbenadering (waarbij afnemers beloond worden voor een reductie van hun netgebruik) goed inpasbaar is in de huidige reguleringssystematiek. Afnemers kunnen met een bonus goed beschermd blijven, een bonus kan een bijdrage leveren aan efficiënt netbeheer en het heeft geen impact op de doelstelling van een passend rendement.

Een mogelijk issue is wel dat deze naar verwachting zonder reguleringaanpassingen in de praktijk weinig toegepast gaat worden. Aangezien de prijselasticiteit van de vraag beperkt is, kost het geven van een bonus relatief veel in verhouding tot de vraagrespons die ermee wordt bewerkstelligd. Dit kan deels ondervangen worden door de bonus zo gericht mogelijk in te zetten met kleinere verbruiksblokken. Een andere optie is om de bonus expliciet als kostenpost mee te nemen binnen de regulering. Dit betekent een aanpassing van de reguleringssystematiek, omdat tariefverlagingen (ten opzichte van het maximumtarief dat ACM nu vaststelt) op dit moment geen rol spelen in de reguleringssystematiek. Het meenemen van tariefverlagingen als kosten zorgt ervoor dat de totale sectorkosten toenemen. Netbeheerders die investeren in plaats van een bonus te geven ontvangen zo ook een vergoeding waardoor mogelijk een evenwichtigere afweging tussen beide gemaakt zal worden. Een nadeel van deze benadering is dat het na verloop van jaren niet eenvoudig is om vast te stellen hoe groot de bonus exact is. De bonus wordt immers bepaald ten

<sup>102</sup> Bij de analyse is uitgegaan van de huidige wijze van tariefregulering voor regionale elektriciteitsnetbeheerders in Nederland. Mogelijk kan een andersoortige reguleringaanpak beter samengaan met flexibele nettarieven. Dit valt evenwel buiten de scope van deze studie.



opzichte van het tarief (en volume) zonder bonus, maar dit kan na verloop van jaren steeds meer als een fictief tarief worden ervaren.

Tabel 29. Samenvatting van de bevindingen over de impact van flexibele nettarieven op de reguleringssystematiek.

	BESCHERMING AFNEMER	EFFICIËNT NETBEHEER	PASSEND RENDEMENT
<b>BONUSBENADERING:</b>			
<b>Inpasbaarheid:</b>	<i>Neutraal</i>	<i>Neutraal</i>	<i>Neutraal</i>
<b>Toelichting:</b>			
<b>Benodigde aanpassingen:</b>	<i>Geen.</i>	<i>Geen. Een optie is wel om de bonus als kostenpost mee te nemen (mits goed vast te stellen)</i>	<i>Geen.</i>
<b>MALUSBENADERING:</b>			
<b>Inpasbaarheid:</b>	<i>Negatief</i>	<i>Negatief</i>	<i>Negatief</i>
<b>Toelichting:</b>		<i>Vergelijkbaarheid moeilijker te beoordelen en omzetaanpassingen kunnen doelmatigheidsprikkels aantasten</i>	<i>Omzetaanpassingen moeilijk objectief vast te stellen.</i>
<b>Benodigde aanpassingen:</b>	<i>Bovengrens vaststellen voor toepassing flexibele nettarieven en monitoring van ontwikkelingen.</i>	<i>Aanvullende benchmarks om doelmatigheidsprikkels te behouden.</i>	<i>Nacalculaties om overrendement te voorkomen.</i>

Tabel 29 laat zien dat de malusbenadering (waarin afnemers bestraft worden voor netgebruik wanneer netproblemen dreigen) negatief uitpakt op de drie reguleringsdoelen. Afnemers worden minder goed beschermd, de vergelijkbaarheid van netbeheerders vermindert en het wordt moeilijker om de doelstelling van een passend rendement te behalen (zonder afbreuk te doen aan een van de andere doelstellingen).

Ook hiervoor zijn oplossingen voor te bedenken, maar elke mogelijke oplossing kent nadelen. Zo kunnen afnemers beter beschermd worden als de malus gebonden wordt aan een bovengrens (bijvoorbeeld 10 % boven het normtarief). Het gevolg is dan dat met dit instrument een kleinere prikkel gegeven kan worden, waardoor de mogelijke vraagrespons wordt ingeperkt. Dit vormt een nadeel, omdat het instrument nu juist bedoeld is om vraagrespons tot stand te brengen. De doelmatigheid kan mogelijk ook bevorderd worden door aanvullende benchmarks uit te voeren. Deze kunnen er bijvoorbeeld op gericht worden om meer inzicht te krijgen in de effectiviteit van flexibele nettarieven waardoor de toezichthouder meer informatie krijgt om de onderliggende efficiëntieveranderingen bij netbeheerders te beoordelen. Dergelijke exercitjes zijn echter niet eenvoudig en vereisen uitgebreide analyses. Ten slotte kan het doel van het behalen van een passend rendement geborgd worden door de omzet van netbeheerders te corrigeren. Lastig is hier dat het moeilijk is om objectief vast te stellen tot welk niveau die omzet gecorrigeerd moet worden.

Bij de uitvoering van dergelijke oplossingen moet men er bovendien rekening mee houden dat het - onafhankelijk van de gekozen vorm van flexibele nettarieven (*Time-of-use pricing*, *Critical peak pricing* of *Real-time network pricing* - op termijn moeilijker wordt om de inkomsten vanuit netgebruikers te linken aan de kosten van netbeheer. De oorzaak hiervan ligt in de onzekerheid in welke mate afnemers hun vraag zullen aanpassen aan de nieuwe tarieven. Hierdoor is het niet mogelijk om de precieze inkomsten (som van  $p \cdot q$  per tijdsperiode) *ex ante* vast te stellen. Bovendien is het vervolgens lastig om *ex post* te bepalen in hoeverre een volumeverandering het gevolg was van aanpassing van de tarieven of dat deze zich ook zonder tariefaanpassing zou hebben

voorgedaan ('autonome volumeveranderingen'). Als de ACM wenst dat volumeveranderingen gedurende de reguleringsperiode resulteren in hogere toegestane inkomsten voor netbeheerders, zal een schatting moeten worden gemaakt van de autonome volumeveranderingen (die dus geen gevolg zijn van het toepassen van flexibele nettarieven).

Het bovengenoemde geldt als met flexibele nettarieven een grote prikkel tot vraagrespons wordt gecreëerd. Als flexibele nettarieven slechts een beperkte prikkel geven (vergelijkbaar met het huidige dag-nachttarief) dan zijn deze eenvoudiger inpasbaar binnen de huidige regulerings-systematiek. *Time-of-use* schema's met kleine prijsverschillen, maar daarmee ook een kleinere prikkel voor vraagrespons, passen derhalve (ook in de malusbenadering) in de huidige tariefregulerings-systematiek.

Daarmee samenhangend geldt dat implementatie van flexibele nettarieven binnen de huidige reguleringsmethodiek mogelijk is wanneer dit op kleine schaal gebeurt (lees: met een beperkte financiële impact). De baten dan wel kosten voortkomende uit de flexibele nettarieven vallen dan namelijk weg in de totale sectorgemiddelde kosten, waardoor de impact ervan klein zal zijn. Bij invoering en toepassing van flexibele nettarieven op grote schaal is dit niet langer het geval.

In dit hoofdstuk is een andere mogelijke variant van flexibele nettarieven niet besproken, de variant waarin de bonus benadering wordt gecombineerd met de malus benadering. In deze variant belasten netbeheerders afnemers gedurende de piekuren middels de malusbenadering met hogere tarieven. De additionele omzet die hiermee wordt verkregen moet nu echter teruggegeven worden aan afnemers middels de bonusbenadering op momenten wanneer er congestie dreigt. Toepassing van flexibele nettarieven is daarmee omzetneutraal (binnen een reguleringsperiode) waardoor de mogelijkheden tot een overrendement worden weggenomen. Deze variant kent echter ook nadelen. Zo krijgt de netbeheerder in mindere mate de prikkel om een doelmatige afweging te maken tussen de inzet van flexibele nettarieven en netverzwaringen. Sterker nog, netbeheerders krijgen de prikkel om kosten te besparen door netverzwaringen uit te stellen of er vanaf te zien. Congestie wordt dus weliswaar in deze variant voorkomen, maar dit gaat ten koste van de vrijheid van afnemers om elektriciteit te gebruiken wanneer zij dat willen.

## 7 Bevindingen en conclusies

In dit rapport is onderzocht op welke wijze flexibele nettarieven kunnen worden toegepast. Omdat de studie handelt over nettarieven, zijn de opties waarin de netbeheerder contracten afsluit met afnemers om een bepaalde respons te geven buiten beschouwing gelaten. Flexibiliteitscontracten (zoals afschakelcontracten) zijn in feite operationele maatregelen met een prijs, niet een tarief. Ditzelfde geldt voor *rebates* waarbij de netbeheerder (op individuele basis) bepaalt goed gedrag (financieel) beloont.

De analyse heeft geleid tot de volgende bevindingen:

1. Er bestaan verschillende varianten voor flexibele nettarieven: *Time-of-use pricing*, (*Fixed Period*) *Critical peak pricing* en *Real-time network pricing*. Deze opties onderscheiden zich in de momenten waarop prikkels gegeven worden (*tijdsdimensie*).
  - a. Bij *Time-of-use pricing* worden vaste tijdsblokken gehanteerd waarvoor afwijkende nettarieven gelden.
  - b. Bij *Critical peak pricing* bepaalt de netbeheerder gedurende het jaar wanneer een transportpiek zich zal voordoen en de 'piektarieven' zullen gaan gelden.
  - c. Bij *Real-time network pricing* zijn de nettarieven dynamisch gerelateerd aan de mate van netgebruik (en netcongestie)
2. Omdat netcongestie op specifieke plekken in het net optreedt, kunnen de nettarieven ook een locatie-afhankelijkheid hebben (*plaatsdimensie*).
  - a. In de huidige Nederlandse tariefsystematiek gelden dezelfde nettarieven voor alle (vergelijkbare) afnemers in het net van een netbeheerder. Toepassing van flexibele nettarieven in deze setting betekent dat alle afnemers dezelfde prikkels (in de vorm van de flexibele nettarieven) zullen moeten ontvangen.
  - b. Wanneer de flexibele nettarieven enkel van toepassing zijn op de netten waar congestie optreedt (of verwacht wordt), zullen de nettarieven plaatsgedifferentieerd moeten worden. Als flexibele nettarieven op het niveau van laagspanningsnetten worden ingevoerd, zou dit betekenen dat afnemers in verschillende straten op bepaalde momenten andere nettarieven zouden kunnen gaan betalen.
  - c. In het meest extreme geval leidt dit tot een vorm van *nodal pricing*, dus een situatie waarin de nettarieven (en de commoditytarieven?) afhangen van de locatie in het net en het moment van netgebruik.
3. Er hebben wereldwijd veel demonstratie- en onderzoeksprojecten plaatsgevonden die inzicht bieden in de effectiviteit van *Time-of-use pricing*, *Critical peak pricing* en *Real-time pricing*. In het buitenland richten deze onderzoeken zich vooral op de toepassing van dergelijke tarieven voor de commoditymarkt of voor geïntegreerde prijzen (voor de commodity en het net). Met uitzondering van *Nodal pricing* - een vorm van *real-time pricing* - worden zuiver flexibele nettarieven voor zover bekend niet op grote schaal toegepast.
4. De pilots laten zien dat prijsprikkels afnemers (producenten en netto elektriciteitsgebruikers) kunnen aansporen om hun productie en consumptie aan te passen. In algemene zin is er verder consensus dat *Time-of-use pricing* het eenvoudigst is om in te voeren maar *real-time pricing* (vanwege de directe koppeling met de actuele energieprijzen) de hoogste effecten heeft. Voor flexibele nettarieven zijn er, voor zover bekend, tot op heden geen succesvolle pilots (althans voor de opties waarin de netbeheerder geen mogelijkheid heeft om de netbelasting direct te beïnvloeden).

5. Flexibele nettarieven kunnen op twee verschillende manieren worden ingericht:
  - a. In de ‘*bonusbenadering*’ beloont de netbeheerder afnemers via lagere tarieven wanneer zij hun netgebruik verminderen. In dit geval kan het flexibele nettatarief gezien worden als een operationele maatregel van de netbeheerder om de netbelasting zodanig te laten afnemen dat het transportprobleem wordt opgelost. Hierbij wordt via de nettarieven een *bonus* aan de afnemers uitgekeerd. De hoogte hiervan (voor alle afnemers tezamen) is beperkt tot de kosten van het alternatief (de netverzwaring).
  - b. In de ‘*malusbenadering*’ bestraft de netbeheerder afnemers met hogere tarieven wanneer zij het net gebruiken tijdens momenten met een transportbeperking. In principe is er nu geen intrinsieke norm voor de hoogte van de flexibele component; de netbeheerder kan de tarieven zo hoog maken als wenselijk is om beoogde transportvermindering te realiseren.
6. Voor de inzet van flexibele nettarieven is het van belang dat de netbeheerder op voorhand een zo precies mogelijke inschatting maakt van de verwacht overbelasting van het net (naar omvang en duur). Daarbij kan op basis van de modelberekeningen worden geconcludeerd dat wanneer de flexibele component van de nettarieven wordt bepaald op basis van de vermeden kosten van de netverzwaring (*bonusbenadering*), vanwege de uitmiddeling van de uitgespaarde kosten over veel vermogen (kW) of veel getransporteerde energie (kWh) relatief lage (dus zwakke) prikkels ontstaan. Daarbij komt dat hoe lager de prikkel, hoe lager ook de zekerheid dat de gewenste respons geleverd zal worden. Toepassing van universele flexibele nettarieven, dus voor alle afnemers en gedurende vaste tijdsblokken (dus ruimer dan enkel op het moment van congestie) resulteert in tariefprikkel met extreem lage waarden (voor de prikkel), waarvan niet verwacht kan worden dat die voldoende vraagrespons realiseren om de netcongestie te voorkomen of op te lossen.
7. De voorbeeld tariefberekeningen hebben aangetoond dat de *bonusbenadering* slechts een kleine vraagresponsprikkel zal geven. Dit wordt veroorzaakt door het feit dat de bestedingsruimte van de netbeheerder economisch begrensd is tot de kosten voor het alternatief (de jaarlijkse kapitaalkosten voor netverzwaring).
8. De grootte van de vraagrespons bij de *malusbenadering* lijkt kansrijker, vooral omdat hier niet de economische begrenzing geldt om de tarieven zo vorm te geven dat het inkomstenverschil voor de netbeheerder overeenkomt met de jaarlijkse kapitaalkosten voor netverzwaring. In dit geval zullen de netgebruikers relatief hoge nettarieven moeten ervaren om een effectieve respons te realiseren. Deze benadering leidt echter tot problemen met de tarifieringsprincipes, zoals de gepercipieerde *fairness* van de tarieven. Bovendien is er sprake van een perverse prikkel: netbeheerders die de *malusbenadering* toepassen, sparen netverzwaringskosten uit én ontvangen extra inkomsten dankzij de hogere tarieven tijdens de piekuren.
9. Flexibiliteit bij afnemers heeft ook waarde voor andere actoren in het energiesysteem. Op basis van de indicatieve bandbreedte voor de waarde van flexibiliteit in de verschillende markten kan geconcludeerd worden dat deze waarde niet minder hoog lijkt dan die voor de netbeheerder. Dit betekent dat de netbeheerder bij het prikkelen van afnemers om flexibiliteit ter beschikking te stellen, zal moeten ‘concurreren’ met andere partijen.
10. Vooral de inzet van flexibiliteit voor de onbalansmarkt kan potentieel een conflict vormen met de inzet van flexibiliteit voor het netbeheer. Er zijn situaties denkbaar dat ingezette flexibiliteit voor de onbalansmarkt het transportprobleem voor de regionale netbeheerder vergroot. Daarbij is relevant op te merken dat de waarde van flexibiliteit als regelvermogen voor de onbalansmarkt (per kWh) groter lijkt dan dat wat de netbeheerder vermoedelijk zal kunnen aanbieden. Wanneer regelvermogen (geaggregeerd vanuit kleinverbruikers) geen locatie-component heeft, kan afroep van vraagrespons voor de onbalansmarkt de netcongestie dus mogelijk vergroten.

11. Flexibele nettarieven verhouden zich moeizaam tot de algemeen geaccepteerde tarifieringsprincipes.

- a. Wanneer flexibele nettarieven alleen worden ingevoerd voor *afnemers in een net met een transportbeperking* is mogelijk sprake van discriminatie. Afnemers in een net zonder congestie zouden zich ‘benadeeld’ kunnen voelen doordat zij geen tariefkorting verkrijgen bij het aanpassen van hun netgebruik (criterium van *fairness*). Omgekeerd zouden ook de afnemers in een net met een transportbeperking zich benadeeld kunnen voelen omdat zij zijn aangesloten op een net van ‘mindere kwaliteit’ (vanwege de transportbeperkingen) maar de netbeheerder kennelijk niet voornemens is om de netbeperking duurzaam op te heffen.

Wanneer daarentegen gekozen wordt voor universele toepassing van flexibele nettarieven, dan gelden die ook voor afnemers in netten zonder transportbeperking. In geval van de bonusbenadering profiteren deze afnemers dan op dezelfde wijze van de tariefvoordelen, maar zal de netbeheerder hiervan geen baat hebben in zijn bedrijfsvoering. In geval van de malusbenadering zal dit leiden tot tariefverhogingen in netten die geen relatie hebben met de feitelijke netsituatie (en netkosten).

- b. De economische efficiëntie van flexibele nettarieven is onduidelijk. Op de korte termijn geven flexibele nettarieven prikkels aan afnemers om het netgebruik aan te passen aan de netbelasting, zij het dat de keus van de tariefoptie deze prikkels ‘verdunt’: Locatieafhankelijke *Real-time network pricing* zijn meer efficiënt dan wanneer alle afnemers deze prikkels ontvangen in vaste tijdsblokken (zoals bij *Time-of-use pricing*). Echter, de prikkels die via een *bonusbenadering* gegeven kunnen worden zijn onrealistisch laag en vermoedelijk dus niet efficiënt.

In het geval dat flexibele nettarieven inderdaad op lange termijn netinvesteringen kunnen uitsparen en de jaarlijkse kosten van inzet van flexibele nettarieven structureel lager blijven dan de kapitaalslasten van de netverzwaring, zouden flexibele nettarieven efficiënt kunnen zijn. Wel zijn operationele oplossingen (met vraagrespons) complexer in de uitvoering dan netverzwaringen en houden ze voor de netbeheerder meer onzekerheid en dus risico in over het gewenste resultaat.

- c. Ook toepassing van het principe van kostenveroorzaking ligt bij flexibele nettarieven ingewikkeld. In de *bonus-aanpak* ontvangen afnemers een flexibele netprikkel die gerelateerd is aan de kosten van het alternatief, de netverzwaring. Er vindt dus geen kostentoerekening plaats van gerealiseerde kosten maar een soort omgekeerde kostentoerekening van vermeden kosten. Vanuit netbeheerdersperspectief is de inzet van deze flexibele nettarieven bij inzet kennelijk voordelig (dit vormt de basis voor de zogenoemde ‘netbeheerder kostenbatenanalyse), maar voor de afnemer kan de prikkel anders uitvallen, omdat de toegerekende vermeden kosten van de netverzwaring specifiek voor de betreffende afnemers zijn, maar het tarief gebaseerd is op de gemiddelde netkosten. Hier kan een verschil tussen bestaan.

In de *malus-aanpak* ontvangen afnemers een flexibele netprikkel om hun netgebruik tijdens de transportpiek te reduceren. Wil deze prikkel de netbelasting effectief reduceren, dan zal die gerelateerd moeten zijn aan de prijselasticiteit. Naar verwachting gaat het hierbij om significante prikkels voor afnemers. Deze prikkels zullen geen directe relatie hebben met de kosten van het alternatief (de netverzwaring), zodat in dit geval het kostenveroorzakingsprincipe geen toepassing vindt.

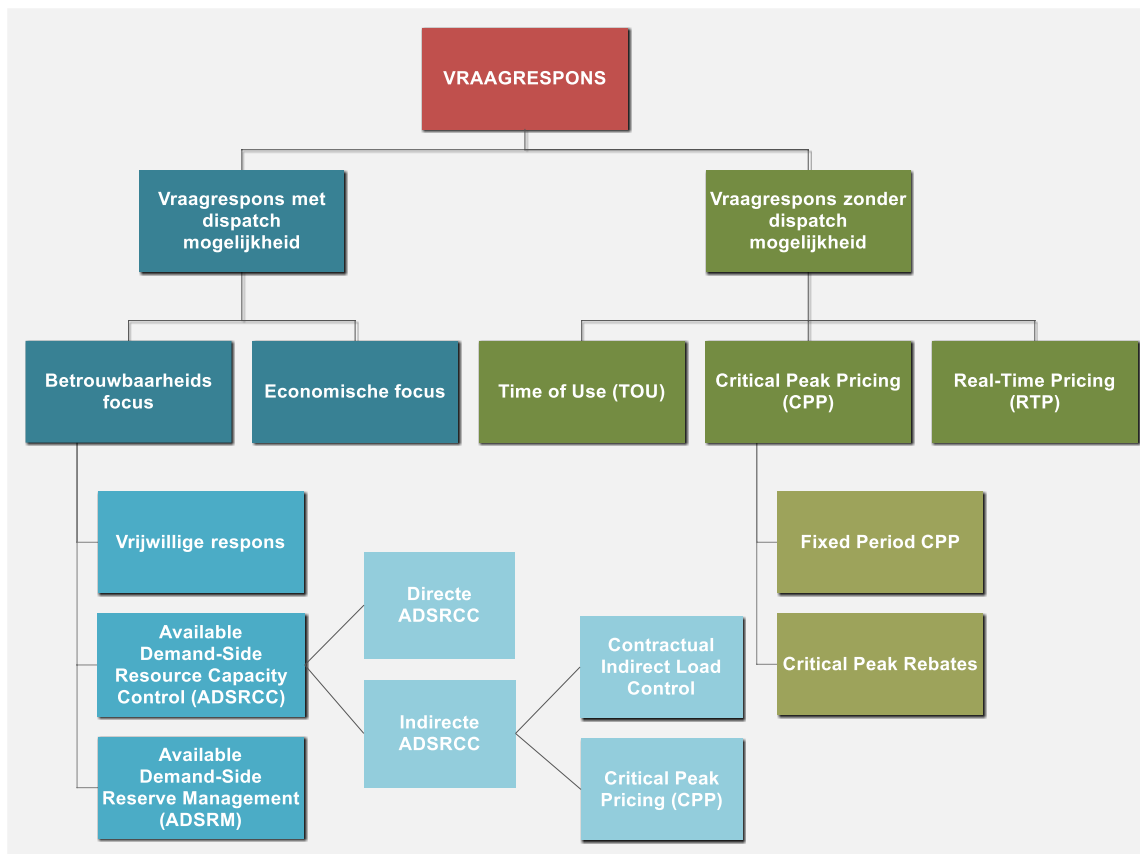
12. Flexibele nettarieven in een bonusbenadering (waarbij afnemers beloofd worden voor een reductie van hun netgebruik) zijn goed inpasbaar in de huidige reguleringssystematiek. Afnemers kunnen met een bonus goed beschermd blijven, een bonus kan een bijdrage leveren aan

efficiënt netbeheerder en het heeft geen impact op de doelstelling van een passend rendement. Een mogelijk issue is wel dat deze naar verwachting zonder reguleringsaanpassingen in de praktijk weinig toegepast gaat worden. Aangezien de prijselasticiteit van de vraag beperkt is, kost het geven van een bonus relatief veel in verhouding tot de vraagrespons die ermee wordt bewerkstelligd.

13. Flexibele nettarieven in de malusbenadering (waarin afnemers bestraft worden voor netgebruik wanneer netproblemen dreigen) pakken negatief uit op de regulering. Afnemers worden minder goed beschermd, de vergelijkbaarheid van netbeheerders vermindert en het wordt moeilijker om de doelstelling van een passend rendement te behalen (zonder afbreuk te doen aan een van de andere doelstellingen).
14. Ten slotte zijn de meeste invullingen van tariefopties voor flexibele tarieven incompatibel met de huidige tariefreguleringsystematiek. De bruikbaarheid van flexibele tarieven in de praktijk is daarom uiterst beperkt.

## Bijlage A. Soorten vraagrespons

Er zijn twee categorieën vraagrespons: vraagrespons met dispatch mogelijkheid voor de netbeheerder en vraagrespons zonder (directe) dispatch mogelijkheid voor de netbeheerder (zie ook Figuur 23).



Figuur 23. Overzicht van methoden voor (dynamische) vraagrespons.<sup>103</sup>

### A.1 Vraagrespons met dispatch mogelijkheid

Bij *vraagrespons met dispatch mogelijkheid* biedt de netbeheerder programma's aan waarop afnemers kunnen inschrijven die de netbeheerder in de gelegenheid stellen om de belasting van afnemers direct (als onderdeel van de dispatch van het net) te beïnvloeden. In feite zijn dit vormen van flexibiliteitscontracten, die voor de volledigheid in het overzicht zijn meegenomen. De afnemer ontvangt in dit geval voor de levering van flexibiliteit een financiële compensatie, in de vorm van een tariefkorting of een bonus. Deze vorm van vraagrespons kan twee doelen dienen.

Allereerst kan de focus liggen op de *betrouwbaarheid* van het net. In dit geval zet de netbeheerder vraagrespons in op basis van de zekerheid dat de gevraagde respons ook wordt gegeven. Dit kan op drie manieren worden vormgegeven:

- ✓ Allereerst kan de netbeheerder gebruik maken *vrijwillige vraagrespons*. In dit geval wordt aan netgebruikers, zonder enige verplichting, de mogelijkheid geboden om tegen betaling vraagrespons te leveren. De gebeurtenissen wanneer gebruikers geacht worden hun belasting te

<sup>103</sup> Afgeleid uit: A. Fattahi Meyabadi and M.H. Deihimi, *A review of demand-side management: Reconsidering the theoretical framework*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, **80**, 2017, 367-379, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.207>.

wijzigen worden dan vastgelegd. Afnemers die op zulke momenten inderdaad hun afname wijzigen worden beloofd. Degenen die dit niet doen worden uit het programma gehaald.

- ✓ Een tweede manier is door middel van *Available Demand-Side Resource Capacity Control* (ADSRCC). Dit houdt in dat de netbeheerder bij de afnemers faciliteiten contracteert die worden ingezet als virtuele componenten van het systeem. Dit kan zowel *direct* gebeuren door het schakelen van belastingen door de netbeheerder (voorbeeld: het laadproces van elektrische auto's) of *indirect*, door het afsluiten van contracten die inhouden dat de afnemer een bepaalde respons dient te geven als de netbeheerder hiertoe een signaal afgeeft. Voor dit laatste bestaan weer twee varianten:
  - ✓ *Contractual Load Control*: In dit geval worden contracten afgesloten die afnemers, op een signaal van de netbeheerder, verplichten om een respons te laten zien. Het meest bekend zijn de zogenaamde *interruptible load contracten* (afschakelcontracten), waarbij energiegebruikers op kritische momenten hun afname moeten reduceren, in ruil voor een gunstiger contractprijs. Een ander voorbeeld is de zogenaamde variabele aansluitcapaciteit: in ruil voor een gunstiger aansluittarief kan de netbeheerder op bepaalde momenten de aansluitcapaciteit (technisch) beperken.<sup>104</sup>
  - ✓ *Critical peak pricing* (CPP): In dit geval geeft de netbeheerder een (sterk) prijssignaal af als er een kritisch moment voor het net optreedt. Op basis hiervan reageren afnemers dan (vaak geautomatiseerd) door belasting te reduceren. Ook hiervoor bestaan verschillende varianten, zoals:
    - ✓ *Variable Period CPP* (VP-CPP): In dit geval is de periode waarin de afroep plaatsvindt op voorhand niet duidelijk. Kort voordat dit optreedt, geeft de netbeheerder een signaal aan de afnemers zodat die hierop (snel) kunnen ageren.
    - ✓ *Variable Peak pricing* (VPP): In dit geval is het moment waarop de afroep plaatsvindt, afhankelijk van de marktprijs of de locatie-afhankelijke (*nodal*) prijs.
- ✓ Een derde manier is *Available Demand-Side Reserve Management* (ADSRM). Dit houdt in dat afnemers aan de systeembeheerder een belastingreductie aanbieden als reservevermogen. Afroep vindt dan plaats via de onbalansmarkt.

Uit het voorgaande blijkt dus dat er methoden zijn waarin de vraagrespons op technische wijze bijdraagt aan het netbeheer (bijvoorbeeld Critical peak pricing), maar er zijn ook programma's voor vraagrespons met een *economische focus*. Hierbij worden programma's of regulering geïntroduceerd waarbij afnemers via markttransacties extra belasting of een belastingreductie aanbieden (voorbeeld: ADSRM). Dergelijke economische methoden worden bijvoorbeeld ook toegepast in congestiemanagement, waarbij de netbeheerders op basis van biedingen van afnemers (dus tegen een marktvergoeding) energie- en transportprogramma's aanpast om met een netbeperking om te gaan.

## A.2 Vraagrespons zonder dispatch mogelijkheid

Bij *vraagrespons zonder dispatch mogelijkheid* geeft de netbeheerder (prijs)prikkels aan afnemers. Er wordt dan van uitgegaan dat als de prijssignalen voldoende interessant zijn, afnemers

---

<sup>104</sup> Dit kan bijvoorbeeld door van afstand de maximaal af te nemen belasting (via een zekering) te beperken (*Contractual Direct Load Control*). Wanneer de beperking enkel via een capaciteitstarief verloopt, is sprake van indirecte sturing (*Contractual Indirect Load Control*).



gemotiveerd worden om hun energieverbruik aan te passen, waarmee de netbelasting wordt beïnvloed.<sup>105</sup> Kenmerkend voor deze methoden is dat de prikkels (prijzen) vooral aan de markt worden gerelateerd, en minder aan de netsituatie.

Er bestaan de volgende varianten voor deze vorm van vraagrespons:

- ✓ *Time-of-use pricing* (TOU): Bij *Time-of-use pricing* worden verschillende prijzen (of tarieven) gehanteerd voor verschillende tijdsblokken. Deze tijdsblokken zijn vast gedefinieerd, dus gedurende bepaalde uren op bepaalde dagen (werkdagen, weekenddagen, feestdagen). Het voordeel hiervan is dat op transparante wijze aan afnemers gecommuniceerd wordt wanneer elektriciteitsgebruik voordelig is. Een nadeel is dat de vaste prikkel niet noodzakelijk hoeft samen te vallen met werkelijke prijspielen in de elektriciteitsmarkt of met momenten dat netwerkcongestie dreigt. Daarnaast leidt het hanteren van vaste tijdsblokken ertoe dat de toeslag (of korting) die gevraagd wordt, beperkt is.<sup>106</sup>
- ✓ *Critical peak pricing* (CPP): Bij *Critical peak pricing* worden ook vaste tijdsblokken gedefinieerd waarin hogere prijzen of tarieven van toepassing zijn, maar het betreft hierbij echte systeempieken (gedurende hoogstens enkele malen per jaar). Afnemers krijgen bij het afsluiten van een CPP-contract vaak een korting aangeboden, maar tijdens de kritieke pieken wordt het tarief (extreem) hoog, met als doel om een vraagreductie te realiseren. Een verschil met de *Critical peak pricing* methode met dispatch is dat de respons volledig aan de marktpartijen wordt overgelaten en dat er dus geen sprake is van de afroep van een bepaald vermogen. *Critical peak pricing* kan met *Time-of-use pricing* worden gecombineerd. Er zijn twee varianten van *Critical peak pricing*:
  - ✓ *Fixed Period Critical peak pricing* (FP-CPP): In dit geval zijn de tijdsblokken waarvoor de hoge piekprijzen gelden, van tevoren gedefinieerd.
  - ✓ *Critical Peak Rebates* (CPR): In dit geval zijn er verschillende prijzen gedefinieerd voor de verschillende (piek en niet-piek) perioden, maar krijgen (enkel) afnemers die hun elektriciteitsgebruik tijdens pieken daadwerkelijk hebben verminderd, een tariefkorting.
  - ✓ *Real-time pricing* (RTP): Bij *real-time pricing* volgt de elektriciteitsprijs van eindgebruikers de uurprijs van elektriciteit op de grootverbruikersmarkt (met een opslag). Gebruikers worden daarmee blootgesteld aan de 'echte' elektriciteitsprijzen. *Real-time pricing* kan ook worden toegepast op nettarieven, wat neerkomt op hogere prijzen in geval er netcongestie optreedt. We spreken daarom van *Real-time network pricing*.

<sup>105</sup> Andere benamingen hiervoor zijn: *Price-based demand response programs, rate-based demand response programs, time-based programs, dynamic pricing programs and price-responsive programs*.

<sup>106</sup> Wanneer prijspielen optreden voor een klein aantal uren in een tijdsblok maar voor de overige uren een veel lagere prijsstijging van toepassing is, zullen de prijsverschillen in relatief lage (gemiddelde) prijs- of tariefstijgingen resulteren. De prikkel aan netgebruikers wordt zo 'verdund'.



## Bijlage B. Ervaringen met flexibele nettarieven

### B.1 Inleiding

De methoden *Time-of-use pricing*, *Fixed Period Critical peak pricing* en *Real-time network pricing* hebben ieder zowel voor- als nadelen. Hierbij kan gedacht worden aan de effectiviteit van de methoden om vraagrespons te realiseren, maar ook in hoeverre de methoden aansluiten bij tarifieringsprincipes zoals *non-discriminatie*, *cost reflectiveness*, *cost recovery*, *fairness* en het *cas-cadestelsel*. Dit hoofdstuk richt zich in eerste instantie op de *systemeffecten* die de methoden voor vraagrespons kunnen bewerkstelligen. Voorbeelden van systemeffecten zijn bijvoorbeeld de mate waarin de piekvraag kan worden gereduceerd, er kostenreducties worden bereikt en de mate waarin flexibele nettarieven een bijdrage leveren aan een toename van de invoeding van duurzame energie.

De potentiële effectiviteit van de methoden voor vraagrespons wordt besproken aan de hand van ervaringen met projecten in Nederland (paragraaf B.2) en projecten uit het buitenland (paragraaf B.3).

### B.2 Ervaringen met projecten in Nederland

In Nederland wordt innovatief onderzoek op het gebied van energie gestimuleerd en gecoördineerd vanuit de Topsector Energie. De Topsector Energie heeft als doel kennis en ervaring op te bouwen met energie-innovaties die de energietransitie van fossiel naar duurzaam mogelijk kunnen faciliteren en/of versnellen. Binnen de Topsector Energie zijn voor deze studie met name projecten vanuit de *TKI Energie & Industrie* en de *TKI Urban Energy* van belang.

Binnen de **TKI Energie & Industrie** spant men zich in om middels energiebesparing en *fuel switching* van fossiele brandstoffen naar (duurzame) elektriciteit de koolstofintensiviteit van de energie en industriese sector te verminderen. Energiebesparing kan worden bereikt door het realiseren van kennisontwikkeling en demonstratieprojecten op het gebied van energie-efficiëntie. Daarnaast is het tevens de visie van de TKI Energie & Industrie dat de sector een belangrijke rol zou kunnen spelen in het flexibiliseren van het energiesysteem. Door toepassingen zoals *power-to-heat* en het verder koppelen van het warmtesysteem en elektriciteitssysteem kan men de intermitterende productie van duurzame elektriciteit (zoals zon-PV en wind) beter opvangen. Een deel van de oplossing ziet de TKI in het toewerken naar de energie en industriese sector als ‘flexibele eindgebruiker’ – iets waar flexibele nettarieven een bijdrage aan zouden kunnen leveren.<sup>107</sup> Een scan van de projectendatabase van de Topsector Energie laat echter zien dat er (nog) geen projecten beschikbaar zijn die inzicht bieden in de kansen van prijsgestuurde vraagrespons vanuit deze sector.

Binnen de **TKI Urban Energy** onderzoekt men innovaties in de gebouwde omgeving waarbij onder andere ervaring is opgedaan met prijsmechanismen voor het stimuleren van vraagrespons bij elektriciteitsafnemers. Op basis van een scan van de database van projecten<sup>108</sup> en de projectencatalogus van de TKI Urban Energy zijn er tien projecten<sup>109</sup> die inzicht moeten bieden in

<sup>107</sup> TKI Energie & Industrie (2015). Kennis- en innovatieagenda 2016-2019. De rol van de industrie in de energietransitie. p. 19.

<sup>108</sup> De volledige database met TKI projecten is te vinden op de website van de Topsector Energie: <https://projecten.topsectorenergie.nl/projecten>

<sup>109</sup> TKI Urban Energy (2017). Projecten TKI Urban Energy programmalijnen, versie van 11 augustus 2017. Link: [https://topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/Urban%20energy/publicaties/Projectcatalogus\\_UE\\_projecten\\_2017.08.11.pdf](https://topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/Urban%20energy/publicaties/Projectcatalogus_UE_projecten_2017.08.11.pdf). De projectcodes van de relevante tien projecten zijn: TEUE116903, TESH114004\*, TEUE116230, TKISG02007, IPINS01002\*, IPINS01009, IPINS11003, IPINS11008\*, IPINS11009\* en IPINS11012\*. De projecten met ster hebben reeds beschikbare relevante resultaten gepubliceerd.

praktijkervaringen met prijsmechanismen voor vraagrespons van elektriciteitsafnemers. Voor vijf projecten zijn reeds resultaten beschikbaar voor flexibele (net)tarieven.

Tabel 30 geeft een overzicht van de typen flexibele nettarieven en de relevante Nederlandse projecten die hierin inzicht geven.

Tabel 30. Overzicht relevante Nederlandse projecten met methoden voor (dynamische) vraagrespons.

METHODEN VOOR DYNAMISCHE VRAAGRESPONS	ERVARINGEN UIT NEDERLAND	BIEDT INZICHT IN...
1. Time-of-use pricing	Jouw energiemoment: Smart Grid met de Consument (JEM) 1.0 en 2.0 <sup>110</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Potentieel van vraagrespons vanuit huishoudens.</li> <li>✓ Type apparaten welke gebruikt worden.</li> <li>✓ Inschatting van de reactie van huishoudens op verschillende prijsniveau's.</li> </ul>
	Intelligent Netwerk Zeewolde en Energie Transitie (INZET)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Potentieel van vraagrespons vanuit bedrijven op het MS-net.</li> <li>✓ Geïdentificeerde barrières voor vraagrespons in praktijkexperimenten</li> </ul>
2. Critical peak pricing	Geen voorbeelden gevonden.	
3. Real-time (network) pricing	Proeftuin Smart Energy Collective & Co (ProSECco) - 'Slimme Kantoren'	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Technische mogelijkheden van real-time pricing (niet <i>real time network pricing</i>)</li> <li>✓ Inzicht in financieel voordeel van real-time pricing gegeven de toenmalige spotmarktprijzen</li> </ul>
	Power Matching City II	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Technische haalbaarheid <i>real-time network pricing</i></li> <li>✓ Draagvlak voor <i>Real-time network pricing</i> onder huishoudens</li> </ul>
4. Sturing vanuit een aggregator (geen flexibel nettarief)	Proeftuin Smart Energy Collective & Co (ProSECco) - 'het IJs van Columbus' - 'EnergieKoplopers Heerhugowaard'	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Waarde van flexibele nettarieven in relatie tot netverzwaringen</li> <li>✓ Indicatie draagvlak bij huishoudens voor flexibele nettarieven</li> </ul>

### B.2.1 Jouw Energie Moment 1.0

In het project 'Jouw Energie moment' is er van 2011 tot en met 2014 in een nieuwbouwwijk in Zwolle geëxperimenteerd met een slim elektriciteitsnet. In deze wijk kregen 266 woningen zonnepanelen en voorzieningen voor elektrische voertuigen. Daarnaast hebben de bewoners ook slimme apparatuur tot hun beschikking gekregen die op basis van prijsprikkels kan schakelen (onder andere 'slimme' wasmachines).

In het project is vervolgens geëxperimenteerd met verschillende tijdafhankelijke prijsschema's die een dag van tevoren bekend werden gemaakt aan de deelnemers in het project middels een 'home energy managementsysteem'. De groep woningen werd opgesplitst in twee groepen die verschillende prijsschema's kregen om tevens te kunnen meten hoe gevoelig de consumenten waren in hun prijsrespons. Resultaten van de studie<sup>111</sup> lieten zien dat de piekvraag gemiddeld met 31 % kon worden verminderd in de avond. Daartegenover stond een toename van de vraag in de middag met 20 % (*load-shift*).

<sup>110</sup> *Jouw energiemoment* betreft twee TKI projecten. Het project is in 2011 van start gegaan als proeftuin onder de vlag van het 'Innovatieprogramma Intelligente Netten' (IPIN) en later voortgezet onder de *Switch2SmartGrids* regeling, tevens onderdeel van de TKI Urban Energy.

<sup>111</sup> De resultaten van Jouw energiemoment zijn uitgebreid besproken in het volgende paper: E.A.M. Klaassen, C.B.A. Kobus, J. Frunt, and J.G. Sloopweg, *Responsiveness of residential electricity demand to dynamic tariffs: Experiences from a large field test in the Netherlands*, Applied Energy, **183**, 2016, p.1065-1074.

De belangrijkste bepalende factor of men reageerde op prijsprikkels was de aanwezigheid van stuurbare vraag in de vorm van vaatwasser, wasmachine en droger. De analyse van verschillende prijschema's liet verder zien dat consumenten enkel niet tijd-kritieke apparaten gebruiken voor hun *load-shift*. Kookapparatuur, laadapparatuur en schoonmaakapparatuur werden bijvoorbeeld onafhankelijk van de hoogte of het moment van de hogere piekprijzen onveranderd gebruikt. Interessant om te zien was verder dat de *hoogte* van de tarieven en het *moment* van de prijschema's geen verdere vraagresponso konden bewerkstelligen. Dit laatste feit leidde ertoe dat de auteurs van de studie voorstellen om het ontwerp van *Time-of-use* prijschema's simpel te houden met duidelijke tarieven, waarbij het niet nodig is om 'extreem' hoge prijzen te hanteren.

### B.2.2 Jouw Energie Moment 2.0

Dit project was de opvolger van Jouw Energie Moment 1.0 (JEM). JEM 2.0 richt zich op het wegnemen van mogelijke barrières voor slimme netten met flexibele nettarieven in de toekomst. Uit JEM 1.0 kwam naar voren dat de business case voor energiedienstverleners niet rendabel was. Daarnaast is het 'traditionele billing systeem' niet toereikend om met flexibele nettarieven te kunnen werken.

In JEM 2.0 is daarom onderzocht welke kenmerken en randvoorwaarden er zijn voor (1) een succesvolle business case voor energiedienstverleners en (2) een nieuw factureringssysteem dat in staat is om te werken met flexibele nettarieven. Als onderdeel van het in kaart brengen van de business case, is tevens onderzocht in hoeverre de slimme netten in staat zijn om een voordeel op te leveren ten opzichte van anderzijds benodigde kosten voor netwerkverzwaring. De resultaten hiervan zijn (nog) niet openbaar beschikbaar.

### B.2.3 Intelligent Netwerk Zeewolde en Energie Transitie

In het project Intelligent Netwerk Zeewolde en Energie Transitie ('INZET') heeft een consortium van negen partijen - waaronder energieleveranciers, producenten, een netbeheerder, de gemeente Zeewolde en de provincie Flevoland - tussen 2012 en 2014 samengewerkt om verschillende vormen van vraagsturing op het middenspanningsnet (MS-net) in de praktijk te onderzoeken. In de projectbeschrijving spreekt men over experimenten met het stimuleren van vraagsturing door het toepassen van verschillende tariefstructuren, echter verdere detaillering van deze experimenten is niet in de openbare documenten terug te vinden.

De hoofdconclusie van het project INZET luidt:<sup>112</sup>

"Het realiseerbaar (praktisch te ontsluiten) potentieel van flexibiliteit op basis van vraagsturing bij bedrijven aangesloten op MS-net om lokale energie te balanceren, is binnen het huidige energiestelsel zeer beperkt."

De belangrijkste oorzaken hiervan vindt INZET in het gegeven dat er geen 'massamarkt' voor flexibiliteit is op het MS-net omdat, anders dan bij huishoudens, er grote verschillen bestaan tussen bedrijven wat betreft beschikbare 'schakelbare vraag'. Bovendien bleek er in het huidige reguleringsmodel geen ruimte om zelfverbruik van duurzame opwek te stimuleren door bijvoorbeeld gebruik te maken van flexibele (net)tarieven.

Het project INZET stelt voor om te experimenteren met andere tariefstructuren waarbij 'collectieve tariefstructuren per net' als kansrijk worden gezien. In het project INZET kon door lokale consumptie van lokaal opgewekte elektriciteit, lees in hetzelfde net, de exportpiek van het desbetreffende net naar aangesloten netten met bijna 15 % worden verminderd. Dankzij de verlaging van de exportpiek kan (verdere) verzwaring van het elektriciteitsnet worden uitgesteld of zelfs voorkomen.

---

<sup>112</sup> INZET (2015). Intelligente netten Zeewolde en Energie Transitie. IPIN S01002, p.5.

INZET stelt voor om lokale consumptie van elektriciteit te stimuleren door per net op basis van de kosten in dat net één collectieve aansluitprijs te hanteren. De collectieve aansluitprijs zou dan gebaseerd moeten worden op de piekvraag van het net. Doordat men per net één collectieve aansluitprijs betaalt wordt men afhankelijk van elkaars keuzes, wat ertoe zou moeten leiden dat de aangeslotenen hun elektriciteitsvraag en aanbod beter op elkaar zullen gaan afstemmen. De collectieve prikkel stimuleert samenwerking en een betere aansluiting van vraag en aanbod binnen netten, aangezien men zoveel mogelijk de kosten voor het netbeheer zal willen reduceren.<sup>113</sup>

#### B.2.4 Proeftuin Smart Energy Collective & Co

Het project Proeftuin Smart Energy Collective & Co (ProSECco) heeft 29 deelnemende partijen waaronder technische dienstverleners, netbeheerders, energieleveranciers, een energiebeurs en een bank.<sup>114</sup> Samen hebben de deelnemende partijen tussen 2012 en 2014 vier proeftuinprojecten uitgevoerd, waarvan er drie inzichten bieden die relevant zijn voor flexibele nettarieven: ‘slimme kantoren’, ‘het IJs van Columbus’ en ‘EnergieKoplopers Heerhugowaard’.<sup>115</sup>

In het project ‘slimme kantoren’ heeft men geëxperimenteerd met het benutten van de beschikbare flexibiliteit van het hoofdkantoor van Eneco, gevestigd te Rotterdam Alexander. Door middel van het bufferen van warmte middels een elektrisch aangedreven warmte-koude opslagsysteem en het flexibel inzetten van laadvermogen van de 45 oplaadpunten die het kantoor telt, bleek er ongeveer 100 kW aan flexibel vermogen beschikbaar te zijn. De warmtebuffering en het flexibele laden werden vervolgens middels ‘*real-time pricing*’ automatisch geschakeld volgende de spotprijzen op de energiemarkt.

Bijzonder aan het project was dat gebruikers hun eigen ‘comfortprofielen’ konden opgeven waarin zij konden aangeven binnen welke bandbreedte de temperatuur in het gebouw mocht variëren. In de praktijk betekent dit dat het verwarmingssysteem uit zal gaan wanneer de elektriciteitsprijs hoog is; echter, wanneer de comfortbandbreedte wordt overschreden zal deze toch weer aanspringen. Doordat het verwarmingssysteem prioriteit geeft aan comfort boven prijssturing wordt de mogelijke besparing op energiekosten kleiner, maar de acceptatie van het systeem blijkt groter te worden. Men hoeft immers niet in ‘de kou of hitte te zitten’ vanwege het vraagstuuringsprogramma. Door het slimme schakelen had het project in 2012 een besparing van 5 % op de energiekosten kunnen opleveren voor het hoofdkantoor van Eneco, zonder in te hoeven boeten op comfort, als Eneco deze methode had toegepast voor het hele kantoor.

In het project ‘het IJs van Columbus’ maakt men gebruik van een innovatief warmtesysteem genaamd de ‘ijsbuffer’. In dit project werd niet direct geëxperimenteerd met flexibele nettarieven, maar het project geeft wel inzicht in de mogelijke waarde van flexibiliteit. Voor de warmtevoorziening van 21 ‘*all-electric* woningen’ wordt overtollige warmte-energie vanuit de zomerperiode opgeslagen in een warmtebuffer. In de winter wordt deze warmte benut met behulp van een warmtepomp. Verdere warmtevraag wordt vervolgens door de warmtepomp onttrokken uit een ‘ijsbuffer’ in de grond. Door warmte te onttrekken uit het ijs, koelt het ijs verder af en kunnen de woningen worden verwarmd.

Technisch gezien liet het project zien dat het mogelijk is om op deze wijze warmte te bufferen volgens de seizoenscyclus. De financiële voordelen van het bufferen waren echter beperkt: door

<sup>113</sup> INZET (2015). *Intelligente netten Zeewolde en Energie Transitie*. IPIN S01002, p.25.

<sup>114</sup> TKI Urban Energy (2017). *Projecten TKI Urban Energy programmalijnen*, versie van 11 augustus 2017, p.334-335.

<sup>115</sup> De resultaten van de vier proeftuinprojecten zijn beschreven in de eindrapportage: *Smart Energy Collective* (2016). *Dealen met pieken en dalen in nieuw energielandschap: Wat proeftuinen ons leren over lokale markten voor flexibiliteit*.

de lage elektriciteitsprijs kon er maar beperkt financieel voordeel worden behaald door het bufferen. Bovendien konden er geen voordelen worden behaald op ‘vermeden investeringen voor elektriciteitsnetverzwaringen’ omdat het elektriciteitsnet over voldoende capaciteit beschikte.

In het project ‘EnergieKoplopers Heerhugowaard’ is het potentieel van flexibiliteit onderzocht voor 200 huishoudens uitgerust met zonnepanelen, slimme apparaten en elektrische warmtetechnieken. Door zowel de productie als een gedeelte van de (warmte)vraag centraal aan te laten sturen door een ‘aggregator’ kon men slim inspelen op de fluctuerende productie van zonne-energie en de vraag naar elektriciteit. Met betrekking tot flexibele (net)tarieven was de belangrijkste conclusie dat in dit project bewoners géén dynamische prijzen wilden omdat zij de onzekerheid van de financiële propositie niet aantrekkelijk vonden. Bovendien gaf 76 % van de deelnemers aan dat zij het gemakkelijk vonden dat hun slimme apparaten automatisch werden aangestuurd door de aggregator zodat zij hiervoor zelf geen moeite hoefden te doen - iets wat wel nodig is bij het handmatig programmeren van bijvoorbeeld de slimme wasmachine.

### B.2.5 Power Matching City II

Het project ‘Power Matching City II’ is het vervolg van een demonstratieproject (‘Power Matching City’) waarin 25 woningen met ‘slimme’ verwarmingsapparatuur, zonnepanelen en ‘slimme’ huishoudelijke apparaten en voertuigen zijn aangesloten op een ‘slim net’ waarin vraag en aanbod beter op elkaar worden afgestemd door gebruik te maken van flexibiliteit. In Power Matching City II nemen 40 woningen deel en is er verder geëxperimenteerd met het benutten van flexibiliteit om enerzijds vraag en aanbod beter op elkaar te laten aansluiten en om anderzijds de benodigde netverzwaringen te vermijden.

Bijzonder aan dit project is dat de elektriciteitstarieven afhankelijk waren van de real-time beschikbare capaciteit op de elektriciteitskabels en transformatoren. Op een proactieve wijze bepaalde de netbeheerder op basis van de beschikbare capaciteit de tarieven voor de consumenten om hen te stimuleren buiten de piek elektriciteit te gebruiken in plaats van gedurende de piek (*load shift*). Hoewel kwantitatieve duidingen ontbreken, benoemt de rapportage van het project dat de netbeheerder op een succesvolle wijze prijsprikkels kon meegeven aan bewoners om zo hun gedrag aan te passen.<sup>116</sup>

Interessant is dat in het project de bewoners enkel konden profiteren (middels een lager nettatarief) van het aanbieden van flexibiliteit maar nooit meer hoefden te betalen dan dat zij zouden doen wanneer zij geen flexibiliteit hadden aangeboden. De keuze voor deze wijze van het induceren van een vraagrespons kwam voort uit de wens om het draagvlak voor het flexibele nettatarief zo groot mogelijk te maken.

## B.3 Internationale ervaringen

Net als in Nederland wordt er in andere Europese landen volop geëxperimenteerd met smart grids. Deze paragraaf bevat een overzicht van enkele bevindingen uit de literatuur met de nadruk op *real-life* experimenten.

### B.3.1 Europese ervaringen

Een eerste observatie is dat er geen enkel Europees land is waar flexibele nettarieven al worden toegepast. Het belangrijkste onderscheid dat gemaakt kan worden is tussen landen met een systematiek waarin het tarief voornamelijk afhankelijk is van de capaciteit van de aansluiting (‘capaciteitstarief’) en landen waar het elektriciteitsverbruik leidend is voor het netwerktarief. Uit een studie in opdracht van de Europese Commissie blijkt dat op drie landen na het overgrote deel

---

<sup>116</sup> PowerMatching City II (2015). *Wonen en ondernemen in de energiewereld van morgen*, p.14.

van het nettarief verbruiksafhankelijk is.<sup>117</sup> Bij grootverbruikers is het aandeel van capaciteit iets groter maar gemiddeld over alle landen is het tarief voor ongeveer 60 % afhankelijk van het netgebruik.

Het Joint Research Center (JRC) houdt een database bij waarin 977 projecten op het gebied van smart grids zijn opgenomen.<sup>118</sup> In deze database hebben wij naar relevante projecten gezocht met de trefwoorden ‘*tariff*’, ‘*flexibility*’ and ‘*time of use*’. Hieruit kwamen circa tien interessante projecten naar voren. Bij nadere beschouwing blijkt er voor een aantal van die projecten weinig informatie beschikbaar te zijn over de opzet en resultaten. Andere projecten vermelden weliswaar resultaten over de effecten van bijvoorbeeld vraagrespons, maar beperken zich daarbij tot de observatie dat consumenten hun gedrag aanpassen (voorbeelden zijn het Greenlys-project van Enedis in Frankrijk en het eTelligence-project in de Cuxhaven-region in Duitsland).

Een voorbeeld van een relevant waarvan informatie beschikbaar is, is het *Sunshine tariff project* van o.a. Western Power Distribution (WPD) en Wadebridge Renewable Energy network uit het Verenigd Koninkrijk. In het project werd het tarief tussen 10 uur 's ochtends en 4 uur 's middags sterk verlaagd (dus een vorm van *Time-of-use pricing*). Consumenten die voor dit tarief in aanmerking kwamen, verplaatsten zo'n 10 % van hun vraag ten opzichte van de controlegroep. Voor de lokale DSO was dit een teleurstellende uitkomst omdat het onvoldoende was om als alternatief te dienen voor de aanleg van een kabel voor de aansluiting van een zonnepark.

### B.3.2 Ervaringen buiten Europa – vraagrespons

In de literatuur zijn wij weinig voorbeelden tegenkomen van studies waarin geëxperimenteerd is met flexibele nettarieven op distributieniveau. Er zijn wel studies waarin *Time-of-use pricing* of *Critical peak pricing* is onderzocht, maar dan gaat het vaak om de prijs die afnemers betalen voor elektriciteit (en niet om het nettarief).

Paterakis *et al.* (2017) geven een uitgebreid overzicht van internationale ervaringen op het gebied van vraagrespons.<sup>119</sup> Hieruit blijkt dat vooral in de VS talloze voorbeelden zijn van energieleveranciers die afnemers stimuleren om op bepaalde tijden het verbruik te verminderen (door *Time-of-use* of *Critical peak pricing*). Het paper bevat echter weinig voorbeelden waarbij netwerktarieven daarvoor worden gebruikt. Een uitzondering vormt Australië waar SA Power networks en United Energy Distribution Company experimenteren door afnemers een beloning te geven als zij op bepaalde momenten hun airconditioning afschakelen. Er wordt echter niet vermeld wat de resultaten hiervan zijn.

Klaassens *et al.* (2016) bespreken de resultaten uit de literatuur van *real-life* studies naar de effecten van vraagrespons over een langere periode. Zij concluderen dat er weinig van dergelijke studies zijn en dat de resultaten uiteenlopen.<sup>120</sup> Volgens de auteurs kunnen deze uiteenlopende resultaten door meerdere factoren verklaard worden, waaronder de prijsgevoeligheid, de apparaten die gebruikt worden (het gebruik van elektriciteit voor verwarming of koeling zorgt er bijvoorbeeld voor dat er eenvoudiger mogelijkheden zijn om het gebruik aan te passen), het weer, het type huizen en het type beprijzing.

<sup>117</sup> AF-Mercados, REF-E and Indra, *Study on tariff design for distribution systems*, 2015.

<sup>118</sup> F. Angale, J. Vasiljevskaja, F. Covrig, A. Mengolini, and G. Fulli. *Smart grid projects outlook 2017: facts, figures and trends in Europe*, EUR 28614 EN, <https://dx.doi.org/10.2760/15583>.

<sup>119</sup> N.G. Paterakis, O. Erdinç, and J.P. Catalão (2017). *An overview of Demand Response: Key-elements and international experience*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 871-891.

<sup>120</sup> E. Klaassen, C. Kobus, J. Frunt, and H. Slootweg (2016). *Load shifting potential of the washing machine and tumble dryer*. In *Energy Conference (ENERGYCON)*, 2016 IEEE International (pp. 1-6). IEEE.



In een groot review onderzoek concluderen Hu *et al.* (2015) tenslotte het volgende:<sup>121</sup>

- ✓ Het installeren van slimme meters heeft slechts een beperkte waarde voor het invoeren van flexibele prijzen. Praktijkpilots met simpele TOU en/of CPP-schema's waar geen slimme meters voor nodig zijn (enkel dubbelmeters bijvoorbeeld) lieten zien dat er slechts kleine verschillen te meten zijn tussen aangeslotenen met, en, aangeslotenen zonder slimme meters. Voor de invoering van real-time pricing (RTP) en meer fijnmazige TOU en/of CPP-schema's zijn wel slimme meters benodigd, echter, hiervan zijn er nog maar weinig succesvolle pilots.
- ✓ De participatie van eindgebruikers aan vraagresponsprogramma's blijft beperkt. Na ruim 10 jaar implementatie in de VS heeft slechts 23 % van de netgebruikers daarop ingeschreven.<sup>122</sup>
- ✓ Voor het meten van specifieke respons van afnemers is er een gebrek aan een consistente meetmethode om de omvang van de respons vast te stellen en deze te verifiëren.

### B.3.3 Ervaringen buiten Europa – *nodal pricing*

In Europa gelden vaste tarieven voor elektriciteitstransport binnen een biedzone. Deze zijn dus op elke locatie gelijk. In een aantal landen buiten Europa is een systeem van *nodal pricing* in gebruik waarbij het (geïntegreerde) elektriciteitstarief per locatie (een knooppunt of 'node' in het net) varieert en waarbij prijzen voor transport en elektriciteit simultaan tot stand komen. *Nodal pricing* is, dus een (meer uitgebreide) vorm van *real-time pricing* (RTP).

Voorbeelden van markten met een systeem van *nodal pricing* zijn die van Nieuw-Zeeland, Australië en een aantal markten in de VS waaronder die in Pennsylvania, New Jersey en Maryland (PJM). Al deze markten hebben met elkaar gemeen dat op de groothandelsmarkt gelijktijdig een evenwicht tot stand komt in de vraag naar elektriciteit en de behoefte aan transportcapaciteit. Omdat de beschikbare transportcapaciteit ongelijk verdeeld is over de 'nodes' in het netwerk, ontstaan prijsverschillen.

In bijvoorbeeld de PJM-markt is het tarief dat producenten betalen, ook afhankelijk van de prijs op een node. In Australië is dat niet zo en wordt net als in Nederland gebruik gemaakt van 'zonal pricing' waarbij netwerktarieven voor iedereen gelijk zijn - hoewel het kan zijn dat een producent aangesloten op een node met beperkte capaciteit niet mag leveren. In verschillende markten in Noord-Amerika is het systeem van *nodal pricing* wel van toepassing op producenten maar niet op de vraagzijde. In Nieuw-Zeeland is *nodal pricing* ook van toepassing op leveranciers (vraagzijde), wat een prikkel geeft voor verticale integratie en om dichtbij afnemers te produceren (wat kan resulteren in lokale monopolies).

Een van de lessen van *nodal pricing* is dat flexibele nettarieven financiële risico's voor aangeslotenen kunnen vergroten. Anders dan bij vaste tarieven zijn de tarieven immers afhankelijk van de vraag en het aanbod van transportcapaciteit. Om die reden is er in bijvoorbeeld de PJM-markt een systeem van 'financial transmission rights' (FTR's). Dit is een financieel product waarmee zulke risico's kunnen worden gemitigeerd. Een FTR geeft de houder recht op een vergoeding die afhankelijk is van de 'congestion charge' voor transporten tussen twee punten in het netwerk. FTRs worden maandelijks en jaarlijks uitgegeven in een veiling maar er is ook een secundaire markt. Handel in FTRs stelt marktpartijen in staat om prijsverschillen tussen gebieden te hedgen. In PJM zijn er ook ander mogelijkheden om risico's te managen; zo kunnen marktpartijen ervoor

<sup>121</sup> Zheng Hu, Jin-ho Kim, Jianhui Wang, John Byrne, *Review of dynamic pricing programs in the U.S. and Europe: Status quo and policy recommendations*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 42, 2015, p.743-751 (<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.078>).

<sup>122</sup> Hierbij moet bedacht worden dat dit in de VS om geïntegreerde tarieven gaat, waarin behalve het net ook de energie is inbegrepen. Hierdoor kan het sneller lonen om mee te doen aan een vraagresponsprogramma dan wanneer het alleen over de nettarieven component gaat zoals besproken in dit rapport.

kiezen om op een ‘samenvoeging van *nodes*’ te gaan zitten in plaats van op een afzonderlijke node (waar de prijsfluctuatie groter zijn).

Een Noorse studie<sup>123</sup> concludeert in zijn algemeenheid dat risicomangement aan de uiteinden van het netwerk een uitdaging kan zijn, in het bijzonder voor onafhankelijke leveranciers. Zij noemen het voorbeeld van Nieuw-Zeeland waar producenten opnieuw mochten integreren om te kunnen omgaan met *nodal prices*. Deze studie haalt ook het voorbeeld van Ierland aan waar ooit is overwogen om *nodal pricing* in te voeren. Hiervan is uiteindelijk afgezien vanwege de (perceptie van) risico’s voor marktpartijen. Producenten gaven aan dat als gevolg van *nodal pricing* investeringen in nieuwe assets moeilijker te financieren zouden zijn.

Voor zover ons bekend, zijn er geen voorbeelden van *nodal* of *locational pricing* op distributieniveau. Dit zou een zeer fijnmazig tariefdifferentiatie in het net tot gevolg hebben (met theoretisch gezien verschillende prijzen voor de wijken binnen eenzelfde stad). Tevens brengt het vaststellen van zulke tarieven een zeer rekenintensieve berekening met zich mee.

In de literatuur zijn wel simulatiestudies te vinden waarbij onderzocht is wat de toepassing van *real-time pricing* op lokaal niveau zou betekenen. De studie van het MIT Energy Initiative (2016) gaat in op de vraag of het wenselijk is om op distributieniveau prijzen toe te passen die gedifferentieerd zijn naar prijs en locatie, zoals bij *nodal pricing*.<sup>124</sup> Daarbij wijzen de auteurs erop dat capaciteitstekorten in distributienetten nu niet vaak voorkomen, maar dat dit in de toekomst meer zou kunnen worden. Zij stellen dat, zelfs als er op transmissieniveau geen gedifferentieerde tarieven zijn, op distributieniveau de baten de kosten kunnen overstijgen. Daarbij is het volgens de auteurs ook van belang om oog te hebben voor herverdelingseffecten. Er kan bijvoorbeeld een situatie ontstaan waarbij afnemers binnen eenzelfde regio heel verschillende tarieven betalen omdat ze op een ander punt in het net zijn aangesloten.

#### B.3.4 Conclusie

De algemene conclusie uit een review van buitenlandse ervaringen met flexibele nettarieven is dat er talrijke projecten zijn die raken aan vraagresponso maar dat er weinig projecten zijn die zich richten op flexibele nettarieven voor toepassing op distributienetten.

De studies die beschikbaar zijn, richten zich vooral op de gevolgen voor de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening door het verminderen en/of verschuiven van de vraag en een betere aansluiting tussen vraag en aanbod door middel van *Time-of-use pricing* of *Critical peak pricing*. Zoals te verwachten blijkt de vraagresponso afhankelijk te zijn van de lokale context en (het gemak en de mogelijkheden) die afnemers hebben om elektriciteitsconsumptie te verhogen of te verminderen. De studies richten zich daarnaast vaak enkel op een deel van de markt (bijvoorbeeld kleinverbruikers, industriële afnemers of RES-producenten).

Voor *real-time pricing* zijn buitenlandse ervaringen met *nodal pricing* relevant. Een belangrijke les daaruit is dat de risico’s voor marktpartijen kunnen toenemen vanwege de onzekere kosten van transport. In veel markten is er (mede) om die reden voor gekozen om voor consumenten en kleinzakelijke verbruikers een uniform (dus niet locatie en tijdsafhankelijk) tarief te hanteren. Daarnaast worden producten ontwikkeld waarmee marktpartijen hun risico’s kunnen hedgen.

Er is in de literatuur minder aandacht voor wat een en ander betekent voor de kosten van de elektriciteitsvoorziening. Daardoor is er ook nauwelijks aandacht voor implicaties voor het reguleringskader dat van toepassing is op netbeheerders.

<sup>123</sup> F.E. Pettersen, L. Ekern, and V. Willumsen, *Mapping of selected markets with nodal pricing or similar systems, Australia, New Zealand and North American power markets* (2011).

<sup>124</sup> MIT Energy Initiative, *Utility of the future*, 2016.

## Bijlage C. Overzicht van relevante artikelen

In dit hoofdstuk zijn een aantal relevante papers opgenomen, die bij het uitvoeren van de ver-  
volganalyse mogelijk interessant zijn. Er is zeer veel onderzoek gedaan naar het toepassen van  
vraagrespon. In de meeste studies gaat het hierbij om flexibiliteit die tot een goedkopere ‘dis-  
patch’ van productiemiddelen leidt. De studies hieronder beperken zich tot de inzet van flexibi-  
liteit ten behoeve van de netcapaciteit.

### C.1 Prikkel voor de gebruikers

ARTIKEL:	<i>Analysis of reflectivity &amp; predictability of electricity network tariff structures for household consumers</i>
REFERENTIE:	M. Nijhuis, M. Gibescu, J.F.G. Cobben, <i>Analysis of reflectivity &amp; predictability of electricity network tariff structures for household consumers</i> , Energy Policy, 109, 2017, 631-641 ( <a href="https://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.049">https://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.049</a> ).
SOORT FLEXIBEL TARIEF:	Peak load based network tariffs
BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:	Capacity tariff does not give enough incentive for the customer to keep their load low. The predictability of a network tariff, i.e. how much change would a household experience in network charges in two consecutive years has also been computed to gain insight into how well users will be able to react to the tariff. The results show that a peak load based network tariffs score best on the reflectivity while having an acceptable level of predictability. The switch from an energy consumption based network tariff, which is now most often applied, towards a peak load based network tariff should therefore, be considered.
OPMERKINGEN:	Comparison of energy-based, capacity-based and peak load based, and peak load contribution tariffs.

ARTIKEL:	<i>Assessing fairness of dynamic grid tariffs</i>
REFERENTIE:	Stijn Neuteleers, Machiel Mulder, Frank Hindriks, <i>Assessing fairness of dynamic grid tariffs</i> , Energy Policy, Vol. 108, 2017, 111-120 ( <a href="https://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.028">https://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.028</a> ).
SOORT FLEXIBEL TARIEF:	Dynamic pricing
BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:	A tension may exist between economic arguments for dynamic pricing and people perceiving such pricing as unfair. The paper seeks to assess the fairness of dynamic tariffs through a combination of theoretical and empirical research. Fairness is defined broader than inequality; it is understood more objectively than just people's perceptions and thus requires engagement with ethical theory. Both the theoretical fairness assessment and the survey among Dutch households reveal that dynamic tariffs are less fair than transport and capacity tariffs and fairer than Ramsey pricing. The fairness of dynamic tariffs depends on implementation conditions such as: clear, non-economic arguments as justification, guarantying basic-needs fulfilment, decreasing perception that ‘peak use is only for the rich’, and increasing predictability.
OPMERKINGEN:	

<b>ARTIKEL:</b>	<i>Development of a novel Time-of-use tariff algorithm for residential prosumer price-based demand side management</i>
<b>REFERENTIE:</b>	Venizelos Venizelou, Nikolas Philippou, Maria Hadjipanayi, George Makrides, Venizelos Efthymiou, George E. Georghiou, <i>Development of a novel Time-of-use tariff algorithm for residential prosumer price-based demand side management</i> , Energy, Vol. 142, 2018, 633-646 ( <a href="https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.068">https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.068</a> ).
<b>SOORT FLEXIBEL TARIEF:</b>	Time of Use
<b>BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:</b>	The ToU tariffs applied to the pilot network are effective to persuade the participants to shift loads from the peak to off-peak and shoulder periods. This was verified by observing the variation of the load factor as well as the percentage of total consumption during peak hours when compared to the year before the real implementation of the derived ToU tariffs. More specifically, with respect to the reference year, the LF was increased from 40.65% to 41.43%, while the percentage of total consumption measured during peak hours was reduced by 3.19%, 1.03% and 1.40% for the summer, middle and winter season respectively.
<b>OPMERKINGEN:</b>	Summer, middle and winter season ToU tariffs; three distinct segments for the off-peak, shoulder and peak period. The ToU block periods were determined by combining statistical analysis and a hybrid optimization function that utilizes annealing driven pattern search algorithms. The ToU rates were calculated by exploiting an optimization function that maintained a neutral electricity bill in the case where the load profile remained unchanged.

<b>ARTIKEL:</b>	<i>The effect of Time-of-use tariffs on the demand response flexibility of an all-electric smart-grid-ready dwelling</i>
<b>REFERENTIE:</b>	Fabiano Pallonetto, Simeon Oxizidis, Federico Milano, Donal Finn, <i>The effect of Time-of-use tariffs on the demand response flexibility of an all-electric smart-grid-ready dwelling</i> , Energy and Buildings, 128, 2016, 56-67 ( <a href="https://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.06.041">https://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.06.041</a> ).
<b>SOORT FLEXIBEL TARIEF:</b>	Time of Use
<b>BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:</b>	The developed model is used to assess the effectiveness of demand response strategies using different Time-of-use electricity tariffs in conjunction with zone thermal control. A reduction in generation cost (-22.5%), electricity end-use expenditure (-4.9%) and carbon emission (-7.6%), were estimated when DR measures were implemented and compared with a baseline system. Furthermore, when the zone control features were enabled, the efficiency of the control improved significantly giving, an overall annual economic saving of 16.5% for the residential energy cost. The analysis also identified an annual reduction of consumer electricity consumption of up to 15.9%, lower carbon emissions of 27% and facilitated greater utilisation of electricity generated by grid-scale renewable resources, resulting in a reduction of generation costs for the utility of up to 45.3%.
<b>OPMERKINGEN:</b>	De gerealiseerde vraagreductie lijkt onrealistisch hoog.

<b>ARTIKEL:</b>	<i>Aspects of Advancement of Distribution Tariffs for Small Consumers in Finland</i>
<b>REFERENTIE:</b>	Kimmo Lummi, Antti Rautiainen, Pertti Järventausta, Kaisa Huhta, Kim Talus, Matti Kojo, <i>Aspects of Advancement of Distribution Tariffs for Small Consumers in Finland</i> , 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2017 ( <a href="https://dx.doi.org/10.1109/EEM.2017.7981937">https://dx.doi.org/10.1109/EEM.2017.7981937</a> ).
<b>SOORT FLEXIBEL TARIEF:</b>	Power-based distribution tariffs.
<b>BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:</b>	An example PBDT structure to consist of the following tariff components: <ul style="list-style-type: none"> <li>• A fixed monthly base charge (€/month)</li> <li>• A volumetric consumption charge (c/kWh)</li> <li>• A monthly power charge (€/kW, month)</li> </ul>
<b>OPMERKINGEN:</b>	

<b>ARTIKEL:</b>	<i>Effects of major tariff changes by distribution system operators on profitability of photovoltaic systems</i>
<b>REFERENTIE:</b>	Jouni Haapaniemi, Arun Narayanan, Ville Tikka, Juha Haakana, Samuli Honkapuro, Jukka Lassila, Tero Kaipia, Jarmo Partanen, <i>Effects of major tariff changes by distribution system operators on profitability of photovoltaic systems</i> , 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2017, ( <a href="https://dx.doi.org/10.1109/EEM.2017.7981935">https://dx.doi.org/10.1109/EEM.2017.7981935</a> ).
<b>SOORT FLEXIBEL TARIEF:</b>	Power-based tariffs
<b>BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:</b>	<p>Since the electricity grid is dimensioned for peak power, electricity distribution system operators (DSOs) will have higher costs but reduced incomes with the energy-based pricing system. Hence, DSOs are considering shifting their pricing system to the more cost-reflective peak power-based pricing. However, this may reduce the PV profitability of residential customers. In this study, the changes in customers' PV profitability are compared under different DSO tariff structures.</p> <p>PBTs are more cost reflective and lead to more equitable cost sharing among the customers since the customers who cause peak power, which, in turn, influences grid costs, will have higher costs. The benefits of PV production will decrease for most of the customers if they do not change their consumption patterns. However, if the customers change their consumption so that PV production is used to cut peak loads, the benefits of PV installations would be higher with PBTs. Further, PBTs encourage customers to invest to cut their peak loads.</p>
<b>OPMERKINGEN:</b>	For grids with a high penetration level of PV.

<b>ARTIKEL:</b>	<i>Effects of network Tariffs on Residential Distribution Systems and Price-Responsive Customers Under Hourly Electricity pricing</i>
<b>REFERENTIE:</b>	David Steen, Le Anh Tuan, Ola Carlson, <i>Effects of network Tariffs on Residential Distribution Systems and Price-Responsive Customers Under Hourly Electricity pricing</i> , IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 7, 2015, 617-626 ( <a href="https://dx.doi.org/10.1109/TSG.2015.2464789">https://dx.doi.org/10.1109/TSG.2015.2464789</a> ).
<b>SOORT FLEXIBEL TARIEF:</b>	Real-time pricing
<b>BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:</b>	Monthly and daily power-based tariffs would increase the possible cost reduction achieved by responsive customers compared with the EBT. For the case with EBT, the peak demand in the distribution system was found to be increased if more than 25% of the customer were responsive, while this was not observed for the case with DPT.
<b>OPMERKINGEN:</b>	However, the active power loss, transformer overloading, and voltage variation increased for all cases if all customer were responsive, although the impact was more severe for the case with EBT. By replacing the traditional EBT with a power-based tariff, the challenges could, to some extent, be alleviated although the problem still persists if all customers become responsive.

## C.2 Relatie tussen tarieven en netkosten

ARTIKEL:	<i>Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids</i>
REFERENTIE:	Konstantinos Spiliotis, Ariana Isabel Ramos Gutierrez, Ronnie Belmans, <i>Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids</i> , Applied Energy, Vol. 182, 2016, P.613-624 ( <a href="https://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.145">https://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.145</a> ).
SOORT FLEXIBEL TARIEF:	Dynamic pricing
BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:	Re-dispatching is not always an appropriate solution for congestion in local distribution networks since the limited generation units are mostly RES of uncontrollable volatility. Recovering the incurred investment costs on the other hand would trigger an increase of the network tariffs. A possible solution is to defer such an investment by utilizing the demand side resources. The paper suggests a fixed and risk-free flexibility remuneration mechanism. The DSO, in other words the beneficiary of the flexibility, is responsible for covering the difference between the incremented investment costs of the consumers and their price benefit. Such a mechanism can empower consumers to participate in flexibility schemes by limiting their risk to a minimum.
OPMERKINGEN:	The FlexMart model, developed and suggested in this paper, provides the ability for the Distribution System Operator (DSO) to purchase demand flexibility offered by residential consumers. Two feeders with different topologies are tested and the ability of the suggested mechanism to provide benefits for the involved stakeholders, both the DSO and the consumers, is demonstrated.

ARTIKEL:	<i>Demand response for sustainable energy systems: A review, application and implementation strategy</i>
REFERENTIE:	Farshid Shariatzadeh, Paras Mandal, Anurag K.Srivastava, <i>Demand response for sustainable energy systems: A review, application and implementation strategy</i> , Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 45, 2015, p.343-350 ( <a href="http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.062">http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.062</a> ).
SOORT FLEXIBEL TARIEF:	Critical peak pricing
BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:	Demand response can improve reliability through load profile shaping. Demand response programs such as EDRP (Emergency Demand Resonse), interruptible / curtailable service, CMP (capacity market program), and CPP (Critical peak pricing) are able to shed or shift load to reduce the peak load. Also, using ASDR (ancillary service DR), TOU, and RTP programs, helps in similar efficiency and reliability goals.
OPMERKINGEN:	Geeft een overzicht van programma's in de VS en 'belooft' en belangrijke bijdrage aan het systeembeheer, maar biedt weinig handvatten welke methodiek wanneer in te zetten.

ARTIKEL:	<i>Designing efficient distribution network charges in the context of active customers</i>
REFERENTIE:	Ibtihal Abdelmottaleb, Tomás Gómez, José Pablo Chaves Ávila, Javier Reneses, <i>Designing efficient distribution network charges in the context of active customers</i> , Applied Energy, Vol. 210, 2018, p.815-8262017 ( <a href="http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.103">http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.103</a> ).
SOORT FLEXIBEL TARIEF:	Peak coincidence network charge (PCNC) and fixed charge
BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:	The paper presents case studies how customer's response is highly influenced by different network charge designs, and compares the consequences of these responses in terms of network cost recovery and total system costs. The idea is to send efficient economic signals during peak network hours, and avoid distortion of those signals through fixed charges during periods when the network is underutilized. The main purpose of the fixed charge is to ensure full network cost recovery. For efficient customer response, the peak coincident network charge encourages optimal deployment of DERs.
OPMERKINGEN:	The proposed network charge design consisting of two components: a peak coincidence network charge (PCNC) and fixed charge. The PCNC is a forward-looking charge as it considers the cost of future network reinforcements required and assigned to customers during peak hours of the network utilization. Fixed charges allocate the residual of the network costs following Ramsey-pricing principles. Comparison with volumetric, fixed and peak demand charges.

<b>ARTIKEL:</b>	<i>Dynamic pricing for responsive demand to increase distribution network efficiency</i>
<b>REFERENTIE:</b>	Chenghong Gua, Xiaohu Yana, Zhang Yanb, Furong Lia, <i>Dynamic pricing for responsive demand to increase distribution network efficiency</i> , Applied Energy, Vol. 205, 2017, p.236-243 ( <a href="http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.102">http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.102</a> ).
<b>SOORT FLEXIBEL TARIEF:</b>	Dynamic pricing
<b>BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:</b>	<p>The paper designs a novel dynamic tariff scheme for demand response (DR) by considering networks costs through balancing the trade-off between network investment costs and congestion costs. The objective is to actively engage customers in network planning and operation for reducing network costs and finally their electricity bills. System congestion costs are quantified according to generation and load curtailment by assessing their contribution to network congestion. Plus, network investment cost is quantified through examining the needed investment for resolving system congestion.</p> <p>Case 1: annual operational cost is smaller than investment cost. It means that it is more economic to resolve system congestion by curtailing generation or load. In this case, DR during system congested periods can reduce congestion costs. The tariff benefits for end customers who implement DR are only congestion cost savings.</p> <p>Case 2: annual congestion cost is higher than annual investment cost and thus investment is a better option. Therefore, if customers conduct DR, the benefits are from investment cost saving. The allocation of investment cost saving is according to the amount of network congestion cost through time.</p>
<b>OPMERKINGEN:</b>	<p>Only customers who affect network congestion costs or investment costs can access dynamic economic signals. This is essential for allocating operation and investment savings or costs among customers in a cost-reflective ways.</p> <p>For demand, if the value of its element relating to a branch is positive, the demand reduction could reduce the branch flow, vice versa. Only those who can reduce the cost have the accessibility to the elements relating to operation/investment cost in dynamic price.</p>

<b>ARTIKEL:</b>	<i>Effects of demand response programs on distribution system operation</i>
<b>REFERENTIE:</b>	G. Gutiérrez-Alcaraz, J.H. Tovar-Hernández, Chan-Nan Lu, <i>Effects of demand response programs on distribution system operation</i> , International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 74, 2016, p.230-237 ( <a href="https://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.018">https://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.018</a> ).
<b>SOORT FLEXIBEL TARIEF:</b>	Critical peak pricing and hourly pricing
<b>BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:</b>	<p>The paper studies the effect of multi-period DR on distribution network operation. DR is estimated using price elasticity of demand under two mechanism of dynamic pricing: CPP tariff and HP. The results show that DR transfer loads from expensive periods to cheap periods because customers react to the high tariffs/prices in order to reduce their energy consumption (thereby reducing their bills). Load reduction and load transfer is higher with CPP than with HP, because CPP rate is larger than HP. The new demand profile increases the total daily power losses in the distribution system, even when large load reduction is achieved during peak periods, being higher when all loads are treated as two-part demand with a price responsive section.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ CPP: Load consumption is reduced during peak hours, and load increases in the other periods, depending whether demand is flexible or total consumption of the rescheduled energy in a day remains the same. As a result the total losses and the total costs increase.</li> <li>✓ Hourly pricing: There is no large demand response, since the single market prices increase by 150% which is not enough, given that the CPP rate is increased by 1000%. Hourly network reconfiguration helps to reduce the daily power losses but additional power purchases from the market would be needed.</li> </ul> <p>In practice, a slight rearrangement in demand losses will differ only a little between scenarios, whereas a slight rearrangement of loads due to DR and with respect to the base case will increase.</p>
<b>OPMERKINGEN:</b>	



<b>ARTIKEL:</b>	<i>Definition of Distribution network Tariffs Considering Distribution Generation and Demand Response</i>
<b>REFERENTIE:</b>	Tiago Soares, Pedro Faria, Zita Vale, Hugo Morais, <i>Definition of Distribution network Tariffs Considering Distribution Generation and Demand Response</i> , T&D Conference and Exposition, 2014 IEEE PES ( <a href="https://dx.doi.org/10.1109/TDC.2014.6863380">https://dx.doi.org/10.1109/TDC.2014.6863380</a> ).
<b>SOORT FLEXIBEL TARIEF:</b>	Customized tariffs for distributed generators
<b>BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:</b>	The proposed methodology effectively solves the problem of cost allocation, considering fixed costs, power flow costs, congestion costs and losses costs in a distribution system with large penetration of distributed energy resources.
<b>OPMERKINGEN:</b>	Determine the allocation of distribution network usage costs among the involved DG and DR resources. The proposed model determines the costs inherent to each resource for network usage, based on an economic dispatch with an AC optimal power flow.

<b>ARTIKEL:</b>	<i>Distribution network Cost Allocation Using a Locational and Temporal Cost Reflective Methodology</i>
<b>REFERENTIE:</b>	Ibtihal Abdelmottaleb, Tomás Gómez San Roman, Javier Reneses, <i>Distribution network Cost Allocation Using a Locational and Temporal Cost Reflective Methodology</i> , Power Systems Computation Conference (PSCC), 2016 ( <a href="https://dx.doi.org/10.1109/PSCC.2016.7540878">https://dx.doi.org/10.1109/PSCC.2016.7540878</a> ).
<b>SOORT FLEXIBEL TARIEF:</b>	Energy Prices: DLMP (Distribution Location Marginal Prices) and network Charges: Postage stamp or Marginal participation.
<b>BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:</b>	The proposed methodology is cost reflective, ensures cost recovery and sends efficient short term and long term economic signals to network users.
<b>OPMERKINGEN:</b>	Proposes a new distribution network cost allocation methodology that consists of two parts, first using distribution locational marginal prices (DLMPs) to price energy consumption/injection at each network node, and secondly, using either postage stamp (PS) or marginal participation (MP) method to allocate distribution network costs to each network user.

<b>ARTIKEL:</b>	<i>Dynamic Power Tariff for Congestion Management in Distribution networks</i>
<b>REFERENTIE:</b>	Shaojun Huang, Qiuwei Wu, Mohammad Shahidehpour, Zhaoxin Liu, <i>Dynamic Power Tariff for Congestion Management in Distribution networks</i> , IEEE Transactions on Smart Grid, Issue 99, 2018 ( <a href="https://dx.doi.org/10.1109/TSG.2018.2790638">https://dx.doi.org/10.1109/TSG.2018.2790638</a> ).
<b>SOORT FLEXIBEL TARIEF:</b>	Dynamic power tariffs
<b>BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:</b>	<p>The paper proposes dynamic power tariff (DPT), a new concept for congestion management in distribution networks with high penetration of electric vehicles (EVs), and heat pumps (HPs). The DPT concept is proposed to overcome a drawback of the dynamic tariff (DT) method, i.e., DPT can replace the price sensitivity parameter in the DT method, which is relatively unrealistic in practice.</p> <p>The goal is to determine a proper DPT rate for each node (load bus) and each time period according to the network conditions and forecasted nonflexible load level. The case studies have validated the efficacy of the DPT method for congestion management, and shown its ability of saving network tariff cost for the customers with lower power consumption level.</p>
<b>OPMERKINGEN:</b>	Dynamic power tariff - varying with location and time period. Those consuming higher power will pay much higher tariff than those consuming lower power, which reflects the real distribution of the network cost from a DSO point of view.



### C.3 Principes van tarifiering

ARTIKEL:	<i>Toward Dynamic network Tariffs: A Proposal for Spain</i>
REFERENTIE:	Sergio Haro, Vanessa Aragonés, Manuel Martínez, Eduardo Moreda, Andrés Morata, Estefanía Arbós and Julián Barquín, <i>Toward Dynamic network Tariffs: A Proposal for Spain</i> , in: Fereidoon P. Sioshansi, <i>Innovation and Disruption at the Grid's Edge</i> , 2017 ( <a href="http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-811758-3.00012-7">http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-811758-3.00012-7</a> ).
SOORT FLEXIBEL TARIEF:	Tariefprincipes
BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:	Economic theory establishes that optimal signals are provided by low prices when network capacity is not binding and higher prices when it is; the proposed network tariff will sharply increase when network capacity is approached"
OPMERKINGEN:	Energy prices are not a good proxy of network use - during this period peak load was almost attained and, consequently, network use was arguably close to or at its peak value. On the other hand market prices were very low, as wind generation was extremely high.

ARTIKEL:	<i>One rate does not fit all: An empirical analysis of electricity tariffs for residential microgrids</i> , Applied Energy, Vol. 210, 2018, p.800-814
REFERENTIE:	Gilbert Fridgen, Micha Kahlen, Wolfgang Ketter, Alexander Rieger, Markus Thimmel, <i>One rate does not fit all: An empirical analysis of electricity tariffs for residential microgrids</i> , Applied Energy, Vol. 210, 2018, p.800-814 ( <a href="https://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.138">https://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.138</a> ).
SOORT FLEXIBEL TARIEF:	Tariefprincipes
BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Fully volumetric billing would encourage shortsighted load management at the expense of drastic absolute peak loads and macrogrid instability. Ultimately, it might also threaten the energy retailer's revenue base, as microgrid operators can easily circumvent volumetric charges by reducing macrogrid imports.</li> <li>2. The study indicates that time-varying rates (ToU, critical peak, and real-time) may offer certain financial benefits for microgrid operators, yet can also result in more extreme load profiles. However, if residential microgrid tariffs were to bill system costs via capacity charges, time-varying rates would have little impact on energy bills, energy loads, and generation profiles.</li> <li>3. The analyse indicates that a combination of capacity and customer charges would ensure that microgrid operators present stable load and generation profiles, while also guaranteeing that they pay their share of overall system costs. This share would fairly reflect the microgrid's actual dependence on the macrogrid and the energy retailer's services. Energy retailers might therefore want to offer residential microgrid tariffs with capacity and customer charges as well as negotiable rate structures. Such tariffs could lower the microgrid operator's electricity bill and foster peak shaving, while also facilitating stable allocation of energy retailer and system costs (distribution and transmission).</li> </ol>
OPMERKINGEN:	Model of 100 residential microgrids and simulation how these microgrids might respond to each of the twelve tariffs.

ARTIKEL:	
REFERENTIE:	Isabel Apolinario, Cristina Correia de Barros, Hugo Coutinho, Liliana Ferreira, Bruno Madeira, Paulo Oliviera, Artur Trindade, Pedro Verdelho, <i>Efficient pricing on distribution network tariffs</i> , : 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), 2009 ( <a href="https://dx.doi.org/10.1049/cp.2009.1082">https://dx.doi.org/10.1049/cp.2009.1082</a> ).
SOORT FLEXIBEL TARIEF:	Tariefprincipes
BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:	Contracted power, peak average power, active energy and reactive energy are the price variables considered, which together allow to pass on to consumers the multiplicity of factors that affect the costs of distribution networks.
OPMERKINGEN:	The variable that recovers the costs of investment in the central sections of the network, peak hours power price, represents 70% of the total revenues in the high-voltage and medium-voltage distribution network tariffs. In low-voltage distribution network tariff, because of the higher weight of investments in the peripheral sections of the network, contracted power has the higher weight in the total revenues.

<b>ARTIKEL:</b>	<i>Electricity distribution network tariffs - Present practices, future challenges and development possibilities</i>
<b>REFERENTIE:</b>	Kimmo Lummi, Antti Rautiainen, Pertti Järventausta, Pirjo Heine, Jouni Lehtinen, Markku Hyvärinen, <i>Electricity distribution network tariffs - Present practices, future challenges and development possibilities</i> , CIRED Workshop 2016 ( <a href="https://dx.doi.org/10.1049/cp.2016.0773">https://dx.doi.org/10.1049/cp.2016.0773</a> ).
<b>SOORT FLEXIBEL TARIEF:</b>	Tariefprincipes
<b>BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:</b>	The present practices concerning the forming of tariffs are examined. The possible directions and main future challenges of the energy sector can present challenges for the business of Distribution System Operators (DSOs). The development opportunities from the alternative distribution network tariff structure and implementation possibility point of view are briefly discussed in the paper.
<b>OPMERKINGEN:</b>	

#### C.4 Cost recovery voor DSOs

<b>ARTIKEL:</b>	<i>Do distribution companies loose money with an electricity flexible tariff?</i>
<b>REFERENTIE:</b>	Sonia Vera, Felipe Bernal, Enzo Sauma, <i>Do distribution companies loose money with an electricity flexible tariff?</i> , A review of the Chilean case, <i>Energy</i> , Vol. 55, 2013, p.295-303 ( <a href="http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.03.024">http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.03.024</a> ).
<b>SOORT FLEXIBEL TARIEF:</b>	Time of use
<b>BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:</b>	This work has established the potential benefits of having a TOU system for electricity consumption where optimal prices are obtained in order to maximize total income of DISCOs, as opposite to minimize total system cost.
<b>OPMERKINGEN:</b>	

<b>ARTIKEL:</b>	<i>Evaluating the Effect of the White Tariff on a Distribution Expansion Project in Brazil</i>
<b>REFERENTIE:</b>	Eduardo A. B. Bueno, Wadaed Utubey, Rodrigo R. Hostt, <i>Evaluating the Effect of the White Tariff on a Distribution Expansion Project in Brazil</i> , IEEE PES Conference On Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 ( <a href="https://dx.doi.org/10.1109/ISGT-LA.2013.6554479">https://dx.doi.org/10.1109/ISGT-LA.2013.6554479</a> ).
<b>SOORT FLEXIBEL TARIEF:</b>	Time of Use
<b>BELANGRIJKSTE BEVINDINGEN:</b>	It is shown that a very high adhesion to the 'White Tariff' (the ToU tariff in Brazil) will be necessary in order to effectively delay investments. If a certain consumer asks for the WT, the utility must install the new meter. This will certainly involve costs, which should be recovered.
<b>OPMERKINGEN:</b>	The Brazilian Regulatory Agency-ANEEL has issued a resolution about TOU tariffs for low voltage distribution consumers, called the White Tariff (WT), aiming at sending economic signals to these consumers.