

VREG

uw gids op de
energiemarkt

Vlaamse overheid
Koning Albert II-laan 20 bus 19
1000 BRUSSEL
www.vreg.be

Consultatieverslag van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt

van 19 januari 2017

over de consultatie CONS-2016-05 met betrekking tot de herziening van de tariefstructuur van de
periodieke distributienettarieven

Inhoudsopgave

1.	Samenvatting.....	5
2.	Consultatie CONS-2016-05 over de herziening van de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven	11
2.1.	Algemeen.....	11
2.2.	Partijen die een reactie hebben ingediend	11
2.3.	Verwerking van de zienswijzen	13
2.3.1.	Presentatie	13
2.3.2.	Selectie van de zienswijzen	13
2.3.3.	Vertrouwelijkheid van de reacties.....	14
3.	Bespreking.....	15
3.1.	Hoofdstuk I. Zienswijzen aangaande de principes van de nieuwe tariefstructuur	15
3.1.1.	Zienswijze 1.	15
3.1.2.	Zienswijze 2.	21
3.1.3.	Zienswijze 3.	24
3.1.4.	Zienswijze 4.	31
3.1.5.	Zienswijze 5.	33
3.1.6.	Zienswijze 6.	37
3.1.7.	Zienswijze 7.	38
3.1.8.	Zienswijze 8.	39
3.1.9.	Zienswijze 9.	40
3.1.10.	Zienswijze 10.	41
3.1.11.	Zienswijze 11.	41
3.1.12.	Zienswijze 12.	43
3.2.	Hoofdstuk II. Zienswijzen over het cascadeprincipe	48
3.2.1.	Zienswijze 13.	48
3.2.2.	Zienswijze 14.	49
3.3.	Hoofdstuk III. Zienswijzen over transmissie en aardgas.....	50
3.3.1.	Zienswijze 15.	50
3.3.1.	Zienswijze 16.	50
3.4.	Hoofdstuk IV. Zienswijzen over de timing van het capaciteitstarief	52
3.4.1.	Zienswijze 17.	52
3.4.2.	Zienswijze 18.	52
3.4.3.	Zienswijze 19.	53
3.5.	Hoofdstuk V. Zienswijzen over de regionaal objectieveerbare verschillen	57
3.5.1.	Zienswijze 20.	57
3.6.	Hoofdstuk VI. Zienswijzen over de vermogensschijven voor niet-piekgemeten aansluitingen	60
3.6.1.	Zienswijze 21.	60
3.6.2.	Zienswijze 22.	64
3.6.3.	Zienswijze 23.	66
3.6.4.	Zienswijze 24.	70
3.6.5.	Zienswijze 25.	71

3.6.6.	Zienswijze 26.	71
3.6.7.	Zienswijze 27.	73
3.6.8.	Zienswijze 28.	75
3.6.9.	Zienswijze 29.	77
3.6.10.	Zienswijze 30.	78
3.7.	Hoofdstuk VII. Zienswijzen over de prosumenten met een terugdraaiende teller.....	79
3.7.1.	Zienswijze 31.	79
3.7.2.	Zienswijze 32.	79
3.7.3.	Zienswijze 33.	81
3.7.4.	Zienswijze 34.	82
3.7.5.	Zienswijze 35.	83
3.7.6.	Zienswijze 36.	84
3.7.7.	Zienswijze 37.	86
3.7.8.	Zienswijze 38.	87
3.7.9.	Zienswijze 39.	87
3.7.10.	Zienswijze 40.	88
3.7.11.	Zienswijze 41.	89
3.7.12.	Zienswijze 42.	90
3.7.13.	Zienswijze 43.	91
3.7.14.	Zienswijze 44.	92
3.8.	Hoofdstuk VIII. Zienswijzen over het aansluitingsvermogen en het onderschreven vermogen voor piekgemeten meters.....	94
3.8.1.	Zienswijze 45.	94
3.8.2.	Zienswijze 46.	95
3.8.3.	Zienswijze 47.	96
3.8.4.	Zienswijze 48.	98
3.8.5.	Zienswijze 49.	100
3.8.6.	Zienswijze 50.	101
3.8.7.	Zienswijze 51.	102
3.8.8.	Zienswijze 52.	103
3.8.9.	Zienswijze 53.	103
3.8.10.	Zienswijze 54.	104
3.8.11.	Zienswijze 55.	106
3.8.12.	Zienswijze 56.	107
3.8.13.	Zienswijze 57.	107
3.8.14.	Zienswijze 58.	108
3.9.	Hoofdstuk IX. Zienswijzen over slimme meters, flexibiliteit en gelijktijdigheid.....	109
3.9.1.	Zienswijze 59.	109
3.9.2.	Zienswijze 60.	114
3.9.3.	Zienswijze 61.	115
3.9.4.	Zienswijze 62.	116
3.9.5.	Zienswijze 63.	117
3.9.6.	Zienswijze 64.	118
3.9.7.	Zienswijze 65.	119
3.10.	Hoofdstuk X. Zienswijzen over injectie en embedded production	120
3.10.1.	Zienswijze 66.	120
3.10.2.	Zienswijze 67.	124
3.10.3.	Zienswijze 68.	126
3.10.4.	Zienswijze 69.	129

3.10.5.	Zienswijze 70.	129
3.10.6.	Zienswijze 71.	132
3.11.	Hoofdstuk XI. Zienswijzen over niet-netgebonden kosten	134
3.11.1.	Zienswijze 72.	134
3.11.2.	Zienswijze 73.	134
3.11.3.	Zienswijze 74.	135
3.11.4.	Zienswijze 75.	136
3.12.	Hoofdstuk XII. Zienswijzen over mogelijke gevolgen en aandachtspunten	137
3.12.1.	Zienswijze 76.	137
3.12.2.	Zienswijze 77.	137
3.12.3.	Zienswijze 78.	141
3.12.4.	Zienswijze 79.	142
3.12.5.	Zienswijze 80.	143
3.12.6.	Zienswijze 81.	144
3.12.7.	Zienswijze 82.	146
3.12.8.	Zienswijze 83.	147
3.12.9.	Zienswijze 84.	148
3.12.10.	Zienswijze 85.	150
3.12.11.	Zienswijze 86.	151
3.12.12.	Zienswijze 87.	152
3.12.13.	Zienswijze 88.	153
3.12.14.	Zienswijze 89.	154
3.12.15.	Zienswijze 90.	155
3.12.16.	Zienswijze 91.	156
3.12.17.	Zienswijze 92.	157
3.12.18.	Zienswijze 93.	157
3.12.19.	Zienswijze 94.	159
3.12.20.	Zienswijze 95.	160
3.12.21.	Zienswijze 96.	162
3.12.22.	Zienswijze 97.	162
3.12.23.	Zienswijze 98.	163
3.12.24.	Zienswijze 99.	166
3.12.25.	Zienswijze 100.	167
3.13.	Hoofdstuk XIII. Zienswijzen over de simulaties	168
3.13.1.	Zienswijze 101.	168
3.13.2.	Zienswijze 102.	168
3.14.	Hoofdstuk XIV. Zienswijzen over overgangsmaatregelen en flankerende maatregelen	170
3.14.1.	Zienswijze 103.	170
3.14.2.	Zienswijze 104.	171
3.14.3.	Zienswijze 105.	172
3.14.4.	Zienswijze 106.	173
3.14.5.	Zienswijze 107.	173
3.14.6.	Zienswijze 108.	174
4.	Volgende stappen	175
4.1.	Studiewerk.....	175
4.2.	Opzetten begeleidingsplatform.....	176

1. Samenvatting

Dit document omvat het verslag van consultatie CONS-2016-05 door de VREG. De consultatie betrof de herziening van de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven t.o.v. de structuur in de ontwerpversie van de tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2017-2020. De publieke raadpleging liep van 20 juni 2016 t.e.m. 30 september 2016.

We ontvingen van 43 belanghebbenden reacties op het document dat ter consultatie werd voorgelegd (CONS-2016-05). Die brachten we onder in 14 hoofdstukken en 108 zienswijzen. De vele reacties geven aan dat het consultatiedocument aandachtig werd bestudeerd. We waarderen dat hier ook zeer waardevolle voorstellen uit naar voren zijn gekomen.

In voorliggend consultatieverslag hebben we getracht om op alle reacties een antwoord te bieden. Hierbij werd duidelijk dat we nog niet alle antwoorden klaar hebben en dat we nog geen definitieve beslissing voorleggen. Daarom geven we onze stakeholders ook inzicht in de vervolgstappen die we plannen.

Hoofdstuk I. Zienswijzen aangaande de principes van de nieuwe tariefstructuur

We ontvingen uiteenlopende reacties over de principes van de vooropgestelde nieuwe, meer capaciteitsgebonden tariefstructuur. Sommige partijen halen aan dat het voorstel een goede weerspiegeling weergeeft van de netkosten, m.a.w. overeenkomstig de kosten die de gebruikers van het net veroorzaken. Hierdoor wordt naast rationeel energiegebruik nu ook rationeel netgebruik gestimuleerd. Andere respondenten maken zich grote zorgen over de effecten van een capaciteitsgebonden tariefstructuur op kleine afnemers, decentrale productie en de energiebesparingsprikkel. Bijkomend is er onduidelijkheid over de mogelijke kosten (investeringen) die vermeden kunnen worden door een efficiënter gebruik van het net.

Om deze reden willen we flankerende maatregelen onderzoeken die de effecten op het rationeel energiegebruik zouden kunnen milderen en grote verschuivingen van kosten kunnen beperken, in het bijzonder voor kleine afnemers binnen eenzelfde spanningsniveau. Bijkomend zijn we er ons van bewust dat er meer onderzoek nodig is inzake prijselasticiteiten, gedragsveranderingen en de mogelijke erosie van de financieringsbasis als gevolg hiervan. We zullen dit de komende maanden verder bestuderen teneinde ons voorstel in die zin te verbeteren.

Hoofdstuk II. Zienswijzen over de cascadeprincipes

De cascadeprincipes voor distributie (de verdeling van de kosten tussen de verschillende spanningsniveaus) maken in principe geen deel uit van de consultatie over de tariefstructuur. We zullen wel onderzoeken of de invoering van een capaciteitstarief moet samen gaan met een aanpassing van de tariefdrager voor toewijzing van kosten tussen de klantengroepen (bv. op basis van kW of kVA in plaats van kWh).

Hoofdstuk III. Zienswijzen over transmissie en aardgas

Met deze consultatie wensen we in eerste instantie het draagvlak voor een capaciteitsafhankelijke tariefstructuur af te toetsen voor elektriciteit. Een capaciteitsgebonden tariefstructuur voor

transmissie en aardgas is niet uitgesloten, maar hier is nog geen onderzoek over gestart noch enige beslissing over genomen.

Hoofdstuk IV. Zienswijzen over de timing van het capaciteitstarief

Een aantal belanghebbenden betreurden de korte consultatieperiode.

Uiteraard willen we ook na de consultatieperiode met de stakeholders blijven overleggen (zie onder). We behouden wel onze vooropgestelde timing om de nieuwe tariefstructuur vanaf 2019 in te voeren, al dan niet met aanpassing van het initiële voorstel op basis van de gemaakte suggesties.

Hoofdstuk V. Zienswijzen over de regionaal objectiveerbare verschillen

We gaan het onderzoek naar een capaciteitstarief uitbreiden. In dit kader zullen we, zoals het Energiedecreet voorschrijft, de eventuele regionale objectiveerbare verschillen identificeren.

Hoofdstuk VI. Zienswijzen over de vermogensschijven voor niet- piekgemeten aansluitingen (gezinnen en KMO's)

We hebben begrip voor de vraag van de belanghebbenden om meer onderbouwing te krijgen over de bepaling van de vermogensschijven. De meningen van de belanghebbenden hierover zijn erg divers. Minder vermogensschijven hebben tot gevolg dat er minder kan worden gewisseld van vermogensschijf en dat men binnen het systeem mogelijk de hoogste kVA eenheid zal willen toepassen binnen de vermogensschijf. Meer vermogensschijven (bijv. EUR/kVA in plaats van EUR/kVA_{schijf}) hebben echter mogelijk als gevolg dat de netbeheerders het aantal gevraagde aanpassingen van de capaciteiten niet aankunnen, maar dat de werkelijke capaciteit beter overeenkomt met de vermogensschijf waarin de klant zich bevindt. Om deze reden zullen de huidige vermogensschijven bijkomend worden onderzocht, zowel binnen als buiten het kader van slimme meters.

We erkennen het argument dat veel gezinnen nu niet in staat zijn om de grootte van hun capaciteitsvraag autonoom te bepalen. We wensen echter een gedragsverandering in te brengen met een capaciteitstarief: gezinnen moeten zich bewust worden van zowel rationeel energiegebruik als rationeel netgebruik. We onderschrijven de suggestie dat hierbij de nodige ondersteuning moet voorzien worden aan klanten voor het bepalen van de ideale aansluitingscapaciteit. Hiervoor is het noodzakelijk dat de consumenten voldoende worden ingelicht en dat er communicatie- en sensibiliseringscampagnes zijn. De uitwerking zal samen met de betrokken stakeholders worden bekeken.

Er is op vandaag nog geen beslissing genomen over een eventuele wijziging van de kost van het verlagen van de aansluitingscapaciteit. Er moet nog onderzoek gedaan worden o.a. naar de effecten van de vermogensaanpassing op de kosten en op de operationele beschikbaarheid van de netbeheerder. De aanpassing van de capaciteit vereist een fysieke ingreep waaraan een kost verbonden is. Bepaalde stakeholders opperen om deze verlaging van de aansluitingscapaciteit (tijdelijk) in prijs te verminderen. Dit betekent dat deze kosten via de periodieke distributienettarieven moeten verrekend worden. Hierdoor stijgen de kosten voor iedereen. Dit is bijgevolg een keuze met een maatschappelijk belang.

Hoofdstuk VII. Zienswijzen over prosumenten met een terugdraaiende teller

De ontvangen reacties zijn verdeeld wat betreft de niet-netgebonden kosten voor prosumenten met een terugdraaiende teller. Er is geen eensgezindheid tussen de stakeholders om voor de niet-netgebonden kosten het omvormervermogen als basis te gebruiken, dan wel het aansluitingsvermogen.

Onze voorkeur gaat uit naar het gebruik van het aansluitingsvermogen omdat dit de complexiteit van de tariefstructuur vermindert en prosumenten worden aangemoedigd om zo veel mogelijk PV panelen te plaatsen (de huidige tarifiering op basis van de omvormer kan een rem vormen op het plaatsen van meer zonnepanelen dan voor het verbruik nodig is). Deze tariefdrager houdt bovendien ook beter rekening met de komst van nieuwe toepassingen en voorkomt energiefraude.

We gaan niet akkoord met de zienswijze dat prosumenten met een terugdraaiende teller geen niet-netgebonden kosten zouden moeten betalen. Het zou immers discriminerend zijn dat prosumenten met een terugdraaiende teller niet zouden moeten betalen voor openbare verlichting, beschermde klanten, groenestroom- en warmte-kraachtcertificaten ... terwijl netgebruikers wiens bruto afgenomen hoeveelheid energie van het net wel wordt gemeten dat wel moeten doen.

Hoofdstuk VIII. Zienswijzen over het aansluitingsvermogen en het onderschreven vermogen voor piekgemeten meters (bedrijven)

De reacties van de belanghebbenden neigen naar de vraag om meer flexibiliteit in te bouwen in de nettarieven door het gebruik van een maandpiek in plaats van de jaarpiek, of zelfs in de mate van het mogelijke de tariefstructuur van de transmissienetbeheerder over te nemen (enkel voor AMR klanten). We willen de voorgestelde mogelijkheden onderzoeken in samenwerking met de betrokken stakeholders.

De 50%/50% allocatie van het aansluitingsvermogen en het onderschreven vermogen wordt door de belanghebbenden zowel als coherent als niet coherent beschouwd. De stakeholders wensen een betere onderbouwing van de voorgestelde allocatie. We benadrukken dat de voorgestelde verdeelsleutel zowel rekening houdt met de korte termijn pieken als met de lange termijn capaciteit.

We ondersteunen de stelling van de belanghebbenden dat een grotere kostenreflectiviteit (in de betekenis van kostenallocatie) een van de verdedigbare drijfveren is voor de beleidskeuze van de VREG, om een capaciteitsgerichte tarifiering in Vlaanderen in te voeren. Dit betekent echter niet dat alle door de netbeheerder gemaakte kosten afhankelijk zijn van de capaciteit. In 2017 dragen de operationele kosten bijvoorbeeld voor 38% bij aan het toegelaten inkomen van de endogene kosten (dit zijn de kosten waarop de netbeheerder een impact heeft en waarvoor hij een stimulans tot efficiëntie ontvangt). We begrijpen het argument dat niet alle kosten een even sterk verband hebben met de capaciteit. We benadrukken echter dat de correlatie weliswaar minder is, maar toch wil dit niet zeggen dat er geen link is tussen beide. Immers hoe meer infrastructuur, hoe meer onderhoud, personeel en IT –budget er moet worden voorzien.

We nemen akte van de zienswijze om het systeembeheer, de meet- en telactiviteit en de compensatie van de netverliezen niet op te nemen binnen het allesomvattend basistarief. Ook wordt

er gevraagd om de afschaffing van de maximumprijs te herzien. Deze voorstellen zullen verder worden onderzocht.

Hoofdstuk IX. Zienswijzen over slimme meters, flexibiliteit en gelijktijdigheid

De belanghebbenden maken de opmerking dat de eerder statische tariefstructuur onvoldoende rekening houdt met de gelijktijdigheid op het net (een verhoogde piekbelasting omwille dat iedereen op eenzelfde moment meer elektriciteit afneemt van het net).

We argumenteren dat deze stelling niet helemaal opgaat. De synthetische lastprofielen voor gezinnen tonen een zeer eenduidig profiel met sterke belasting op de avondpiek (16-21h). Deze avondpiek bepaalt voor een groot deel de maximale aansluitingscapaciteit voor een gezin. Tijdens deze periode gebruiken gezinnen immers veel (zwaardere) elektrische apparaten tegelijk en deze vragen bovendien een groot vermogen (bijvoorbeeld kookplaten, friteuse, oven, afwasmachine...). Deze avondpiek draagt bijkomend ook bij aan de gelijktijdigheid van het net, waardoor het aansluitingsvermogen een belangrijke parameter vormt in functie van de netgebonden kosten. Het klopt dat een éénmalig capaciteitsgebruik (bijvoorbeeld een piek van 22 kVA door het gebruik van een lasapparaat door een gezin) wordt bestraft, zelfs als dit buiten de piekmomenten valt. Daarentegen heeft deze klant steeds de mogelijkheid om zijn maximale capaciteit te gebruiken op het moment van de hoogste piekbelasting (avondpiek). Het tijdstip van capaciteitsgebruik kan op vandaag echter niet worden gemeten en bijgevolg is er enkel een mogelijkheid om de capaciteit in zijn geheel te zien (maximale capaciteit op jaarbasis). In de toekomst kan dit probleem mogelijk aan de hand van een slimme meter worden verholpen.

De te voorziene distributienetcapaciteit voor bedrijven (AMR en MMR – automatisch uitgelezen meters en maandelijks uitgelezen meters) wordt bepaald door zowel de capaciteit die de aangeslotene individueel neemt (aansluitingsvermogen), als de capaciteit dewelke gelijktijdig op het net wordt genomen (onderschreven vermogen). Beide capaciteiten zijn van belang (zowel asynchroon als synchroon), in tegenstelling tot het argument dat enkel de synchrone piek bepalend zou zijn.

De diensten van de netbeheerder aan de klant zijn gereguleerd (via nettarieven) omdat de netbeheerder een toegewezen monopolie heeft. Voor de diensten van de klant aan de netbeheerder bestaat er geen toegewezen monopolie. Om deze reden zijn we voorstander van een statisch capaciteitstarief waarbij deze diensten inzake flexibiliteit aan derden kunnen worden overgelaten (vrije marktmodel) in plaats van via flexibele tarieven te worden gereguleerd. Dit model laat toe om nieuwe business modellen en marktopportunities te creëren, gezien de flexibiliteit en de vraagsturing wordt overgelaten aan de markt.

We kregen echter verschillende reacties met de vraag tot een meer gereguleerde aanpak via Time of Use nettarieven in plaats van een statische tariefstructuur. We gaan dit verder onderzoeken om zo tot het geschiktste model te komen.

Hoofdstuk X. Zienswijzen over injectie en embedded production

Een aantal belanghebbenden suggereren de afschaffing van het injectietarief. De VREG erkent dat er redenen zijn om de injectietarieven af te schaffen. Zo doorkruisen injectietarieven bijvoorbeeld de uitbouw en bevordering van productie van elektriciteit, hoofdzakelijk afkomstig van hernieuwbare

bronnen of uit kwalitatieve warmtekrachtkoppeling. Een afschaffing of vrijstelling van injectietarieven zou helpen om tegemoet te komen aan de Europese beleidsdoelstellingen rond de ontwikkeling van hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling. De VREG zal onderzoeken wat de feitelijke en juridische aandachtspunten en eventuele bezwaren zijn, in de huidige stand van de wetgeving en rechtspraak, voor de afschaffing of vrijstelling door de VREG van injectietarieven.

We merken de effecten op wind- en zonne-energie al op bij het simuleren van de voorgestelde capaciteitstarieven (op basis van tarieven 2016). Het is voor ons uiteraard geen aanvaardbare situatie dat hernieuwbare energie een belangrijk nadeel zou ondervinden onder een capaciteitstarief. Deze verhoging wordt in belangrijke mate toegewezen aan de meet- en telactiviteitskosten. We gaan dit opnieuw simuleren met de tarieven 2017 en dit samen met de betrokken stakeholders herbekijken. We zullen ook onderzoeken of er flankerende maatregelen mogelijk zijn.

We weten dat producenten netondersteunende diensten leveren zonder dat hiervoor een vergoeding wordt gegeven. Dit kadert in de lopende studie rond 'Aansluitingen met flexibele toegang' waar we in samenwerking met 3E rond werken ter voorbereiding van een beleidsadvies. Een oplossing wordt bijgevolg uitgewerkt buiten het kader van de tariefstructuur.

Hoofdstuk XI. Zienswijzen over niet-netgebonden kosten

De belanghebbenden zijn voorstander om kosten inzake openbaredienstverplichtingen buiten de distributienettarieven te vergoeden. We wijzen er op dat de Vlaamse Regering hierover een beslissing moet nemen.

We onderzoeken de mogelijkheden om flankerende maatregelen in te voeren voor de niet-netgebonden kosten om het effect van een netgebonden capaciteitskost binnen de factuur te matigen.

Hoofdstuk XII. Zienswijzen over mogelijke gevolgen en aandachtspunten

Dit gaat o.a. over opmerkingen over de mogelijke gevolgen van het consumentengedrag, voor lage verbruikers en energiearmoede, inzake energie-efficiëntie, rentabiliteit van groene energie, zonne-energie en windparken, gevolgen voor prosumenten, voor elektrische voertuigen en thuisbatterijen, voor warmtepompen, beschermde klanten, (ver)huurders, liften en appartementsbewoners ... We hebben begrip voor de opmerkingen van de respondenten.

We zijn ons er van bewust dat bijkomend onderzoek nodig is naar zowel impact op bepaalde doelgroepen (impactanalyses) als mogelijke flankerende maatregelen om de mogelijke gevolgen te matigen.

Hoofdstuk XIII. Zienswijzen over de simulaties

De VREG stelt dat de simulaties geen verwachtingen mogen creëren. Deze simulaties zijn immers gebaseerd op de basisprincipes die we in deze consultatie ter discussie stellen. Gezien we de voorgestelde tariefstructuur mogelijk gaan herzien kunnen deze resultaten nog wijzigen.

Hoofdstuk XIV. Zienswijzen over overgangsmaatregelen en flankerende maatregelen

We gaan akkoord met de belanghebbenden om voor bepaalde doelgroepen sociale en ecologische correcties te onderzoeken.

We steunen ook de suggestie om de procedure en de prijs van het wijzigen van het vermogen beschikbaar te stellen aan de netgebruikers.

Volgende stappen

Volgend op de reacties van de stakeholders gaat de VREG een externe studie lanceren om een aantal openstaande vragen en redeneringen af te toetsen. Het gaat hier bijvoorbeeld om het onderzoek naar prijselasticiteiten, erosie van de financieringsbasis, effecten op rationeel energiegebruik, hernieuwbare energie etc.

Tevens wordt er een externe studie uitgeschreven voor het onderzoek naar mogelijke regionale objectiveerbare verschillen. Dit kadert in de verplichting vanuit het Energiedecreet.

Samen met deze studies zetten we een begeleidingsplatform op voor de stakeholders. Op die manier kan de voortgang van de studie worden opgevolgd en kunnen bedenkingen/suggesties over de aanpak worden meegegeven tijdens het verloop van de studiewerkzaamheden.

2. Consultatie CONS-2016-05 over de herziening van de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven

2.1. Algemeen

Dit document omvat het verslag van consultatie CONS-2016-05 door de VREG. De consultatie betrof de herziening van de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven t.o.v. de structuur in de ontwerpversie van de tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2017-2020. De publieke raadpleging liep van 20 juni 2016 t.e.m. 30 september 2016.

De consultatie werd op 20 juni 2016 gepubliceerd op onze website en gelijktijdig aangekondigd via onze nieuwsbrieven (verzonden naar ingeschrevenen op de nieuwsbrieven gezinnen, bedrijven en sector). De in de consultatie voorgelegde documenten kunnen op datum van publicatie van voorliggend rapport nog geraadpleegd worden op de website onder afgesloten consultaties. We vroegen aan belanghebbenden om hun eventuele reacties op de consultatie schriftelijk over te maken. We publiceren na afloop van de openbare raadpleging daarover een gemotiveerd consultatieverslag¹.

Het consultatieverslag bevat:

- een overzicht van het aantal partijen dat reacties overmaakte, met aanduiding van de naam van de betrokken partijen;
- een overzicht van de gemaakte opmerkingen bij het consultatiedocument, met aanduiding van de naam van de partij(en) die deze opmerking(en) heeft (hebben) gemaakt, voor zover het niet om een opmerking gaat die commercieel gevoelige gegevens of informatie van persoonlijke aard bevat;
- de reactie van de VREG op de gemaakte opmerkingen, waarbij in deze reactie vermeld wordt of we al dan niet of gedeeltelijk akkoord gaan met de opmerking of zienswijze of wat de mogelijke vervolgstappen zijn.

2.2. Partijen die een reactie hebben ingediend

In onderstaande tabel wordt weergegeven van welke partijen reacties werden ontvangen².

Tabel 1. Partijen die een reactie hebben ingediend

Individuele particuliere distributienetgebruikers	Bosmans René uit Kinrooi
	Bruneel Marc
	Doom Jan uit Evergem
	De Maeyer Ronny uit Knokke Heist
	Smedts Bart uit Steendorp
	Stas Hugo uit Evergem

¹ Zie in dat verband artikel 4.1.31, §2 Energiedecreet en de mededeling van de VREG (MEDE-2014-04) van 16 juni 2014.

² We geven ter informatie voor de lezer in voetnoot mee hoe de verschillende partijen zich tot elkaar verhouden, mocht dit niet of onvoldoende blijken uit de benaming van de partij die reageert.

	Wouters Ludo uit Ham
	Zuliani Matthias uit Deerlijk
Individuele professionele distributienetgebruikers	Anode BVBA (energieleverancier Energie I & V België)
	BePowered (aggregator van prosumenten)
	De Rouck & Co NV (energieadvies)
	E.ON
	Ecopower CVBA
	Kronos Europe
	Proximus
	Thomas More – Kenniscentrum Energie
	Zero Emission Solutions (consultancy bedrijf)
Sectoren e.a.	ACV (Algemeen Christelijk vakverbond, vakbondorganisatie)
	Agoria (federatie van de bedrijven van de Belgische technologische industrie)
	Bond Beter Leefmilieu
	COGEN Vlaanderen - De zienswijzen van COGEN Vlaanderen worden gesteund door het bedrijf E. Van Wingen.
	E.ON Power Plants Belgium
	Essenscia (Belgische federatie van de chemische industrie en life sciences)
	Febeliec (Federation of Belgian Industrial Energy Consumers)
	FEPEG (Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gas Bedrijven)
	Fedustria (Federatie van de Belgische hout- en textielindustrie)
	Gezinsbond vzw (belangenvereniging voor gezinnen in Vlaanderen)
	Katholiek Onderwijs Vlaanderen
	ODE (Organisatie voor Duurzame Energie sectorfederatie van hernieuwbare energieproducenten)
	Samenlevingsopbouw
	Smart Grid Flanders ³ (belangenorganisatie voor de uitrol van slimme elektriciteitsnetten of 'smart grids' te faciliteren)
	Stad Kortrijk en OCMW Kortrijk
	Test-Aankoop
	Transitienetwerk Middenveld (netwerk van vakbonden, de milieubeweging, Noord-Zuidorganisaties, sociale organisaties, de culturele sector, alternatieve media en wetenschappers). Binnen de consultatie wordt deze organisatie gesteund door de Gezinsbond, Samenlevingsopbouw, het ACV, de Bond Beter Leefmilieu, en het Vlaams ABVV.

³ Eandis en Infrax zijn lid van deze organisatie.

	Unizo
	Vereniging van Vlaamse Steden en Gemeenten ⁴
	Vlaams ABVV
	Vlaamse Ombudsdienst
	Volta (koepelorganisatie voor elektrotechniek)
	Zonstraal vzw (Belangenvereniging voor particuliere duurzame energie)
Vlaamse politieke partij	Groen
Distributienetbeheerders	Eandis System Operator cvba (in deze tekst afgekort Eandis)
	Infracvba

2.3. Verwerking van de zienswijzen

2.3.1. Presentatie

We kiezen omwille van praktische overwegingen om de opmerkingen van de belanghebbenden te verwerken in hoofdstukken per thema. De zienswijzen worden vervolgens als volgt vermeld:

Nummer van de zienswijze	Het volgnummer van de zienswijze. De zienswijzen worden gegroepeerd per onderdeel van het consultatiedocument waarop ze voornamelijk betrekking hebben. De volgorde van de zienswijzen en van de belanghebbenden binnen elk onderdeel is willekeurig.
Zienswijze	De zienswijze aangebracht door de belanghebbende, bondig door ons samengevat.
Belanghebbende(n)	De naam (of namen) van de belanghebbende(n) die de zienswijze heeft (hebben) aangebracht.
Reactie belanghebbende(n)	We geven de reactie van de zienswijze zoals die door de belanghebbende werd aangebracht.
Reactie VREG	We geven hier onze beoordeling van de zienswijze.

Doordat belanghebbenden vaak reageerden op verschillende elementen van het voorstel en we op alle zienswijzen wensten in te gaan, komen bepaalde reacties van de VREG op verschillende plaatsen in het verslag terug. We proberen daarmee een te groot gebruik van verwijzingen te voorkomen en zo de leesbaarheid van de tekst te verbeteren.

2.3.2. Selectie van de zienswijzen

We behandelen hieronder enkel de zienswijzen die werkelijk betrekking hebben op de in de consultatie voorgestelde aanpak en die werden ontvangen binnen de consultatieperiode.

We namen ook kennis van opmerkingen over het regelgevend kader buiten de VREG of over het wijzigen van bestaande marktprocessen. Deze zienswijzen werden ter informatie ook opgenomen in

⁴ De Vlaamse steden en gemeenten zijn aandeelhouders in de Vlaamse elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders.

het consultatieverslag, maar hierop zijn verdere acties niet vermeld gezien dit buiten de herziening van de tariefstructuur, en bijgevolg buiten deze consultatie, vallen.

We ontvingen soms vage, algemene en ook suggestieve commentaar waarbij de belanghebbende geen concreet aanknopingspunt met de consultatie gaf. Omdat we hierop onmogelijk doeltreffend kunnen reageren, worden dergelijke zienswijzen niet vermeld.

2.3.3. Vertrouwelijkheid van de reacties

Wat betreft de wijze van vertrouwelijke behandeling door de VREG van de reacties op de consultatie, verwijzen we naar de bepalingen hieromtrent in onze mededeling van 18 mei 2010 met betrekking tot het beleid van de VREG inzake (actieve en passieve) openbaarheid en het kwalificeren als, en omgaan met, vertrouwelijke gegevens (MEDE-2010-1). Concreet in het kader van consultaties, zoals al vermeld in de mededeling van 16 juni 2014 m.b.t. interne richtlijnen rond publieke consultaties in het kader van onze taken en bevoegdheden als regulator van de Vlaamse elektriciteits- en gasmarkt (MEDE-2014-4), gaan we ervan uit dat alle schriftelijk overgemaakte reacties niet- vertrouwelijk zijn, tenzij ze als vertrouwelijk worden aangemerkt door de betrokkene en commerciële of anderszins gevoelige informatie bevatten volgens de VREG.

Het invoeren van de vertrouwelijkheid door belanghebbenden die reageerden op CONS-2016-05 is op zich geen grond om een document in het kader van de wijziging van de tariefmethodologie als vertrouwelijk te beschouwen⁵. Het Openbaarheidsdecreet (waar dit wel een grond van vertrouwelijkheid is⁶) doet namelijk geen afbreuk aan de decretale bepalingen die in een ruimere openbaarheid van bestuur voorzien. Voor zover de openbaarmaking van een document een ruimere openbaarheid biedt dan de gewone mogelijkheid om dit document te raadplegen of er een afschrift van te krijgen, hebben de bepalingen van het Energiedecreet voorrang op het Openbaarheidsdecreet. Het is de VREG zelf die finaal en in concreto oordeelt wat vertrouwelijk is en wat niet. Het oordeel van een belanghebbende dat iets vertrouwelijk is, kan verworpen worden door de regulator. We willen daarbij maximale transparantie en consultatie inbouwen in het kader van de wijziging van de tariefmethodologie.

We hebben de als vertrouwelijk aangegeven reacties die we kregen binnen het kader van deze consultatie in concreto beoordeeld en geoordeeld dat deze geen informatie bevatten met een persoonlijk karakter of commercieel gevoelige informatie met betrekking tot de distributienetbeheerders, leveranciers of de netgebruikers. Op de vertrouwelijkheidsverzoeken wordt dan ook niet ingegaan.

⁵ Deze aanpak zal verduidelijkt worden wanneer de MEDE-2014-04 herzien wordt. Daarnaast zal ook MEDE-2010-1 op een later tijdstip herwerkt worden om deze in lijn te brengen met het gewijzigde Energiedecreet.

⁶ Artikel 13, 6° Decreet van 26 maart 2004 betreffende de openbaarheid van bestuur

3. Bespreking

3.1. Hoofdstuk I. Zienswijzen aangaande de principes van de nieuwe tariefstructuur

3.1.1. Zienswijze 1.

Zienswijze	Steun voor capaciteitsgebaseerde nettarieven
Belanghebbende(n)	Febeliec Thomas More Agoria FEBEG Smart Grids Flanders Fedustria Eandis Essenscia Infrac Zonstraal

Reactie belanghebbende(n)

Febeliec volgt de VREG in zijn vaststelling dat de huidige tariefstructuur, die in belangrijke mate gebaseerd is op een doorrekeningsbasis in functie van afgenomen energie, niet meer adequaat is in een tijdperk waarbij het energielandschap een aanhoudende transitie ondergaat, niet in het minst door de evoluties op het vlak van decentrale productie alsook de belangrijke inspanningen die er zijn gebeurd op het vlak van energie-efficiëntie (met onder meer duidelijke inspanningen vanwege de industrie). Een aanhoudende daling van de volumetrische tariefbasis in combinatie met stijgende kosten voor het beheer⁷ van en de investeringen⁸ in de distributienetten resulteert in almaar hogere faciale tarieven, terwijl bepaalde groepen van netgebruikers⁹ almaar minder bijdragen tot het dragen van de kosten ondanks hun soms proportioneel groter gebruik van de netten en dus een evenredig groter aandeel in de oorzaak van deze toenemende netkosten. Febeliec steunt dan ook principieel een evolutie naar een meer doorgedreven doorrekening van netkosten op basis van een capacitaire tariefdrager, die naar haar inzien een betere weergave geeft van de historische alsook toekomstige kosten die horen bij het beheer van de distributienetten.

Voor Thomas More is de aanpassing van de distributienettarieven naar een vaste in plaats van variabele kost haast triviaal. De beschreven aanpassingen betekenen volgens Thomas Moore een eerlijkere kostprijsberekening.

Agoria ondersteunt het basisprincipe dat de capaciteit (kW) voor het tarifieren van de netgebonden kosten een correctere basis is dan het verbruik (kWh). Daarom moet een capaciteitstarief worden ingevoerd. De voorstellen houden echter onvoldoende rekening met een efficiënte benutting van het net op het moment dat dit het meest nodig is (gelijktijdigheid). Een economisch optimale tarifiering veronderstelt dat elke netgebruiker bijdraagt in de dekking van de netkosten in functie van het

⁷ Omwille van bijkomende nood aan ondersteunende diensten, zoals bijvoorbeeld deze nodig voor congestiebeheer

⁸ Omwille van de synchroniciteit van bepaalde vormen van (intermittente) decentrale productie en de asynchroniciteit van deze productie met het verbruik van energie, met een belangrijke impact op afname-volumes bij non-productie en dus een toegenomen dimensionering van netten ten aanzien van onder meer zowel lijnen en kabels als meer performante en dynamische transformatoren en andere regelapparatuur

⁹ Denk bijvoorbeeld aan prosumenten met terugdraaiende tellers

beroep dat hij doet op het net op piekmomenten. Deze tijdsdimensie ontbreekt nog grotendeels in dit voorstel tot tarifair kader en dat is op termijn een onhoudbare situatie.

FEBEG reageert positief op de evolutie naar tarifiering van distributiekosten voor afname op basis van capaciteit omdat het beter de kost van het net reflecteert en kan leiden tot een eerlijkere bijdrage van alle netgebruikers tot deze kost, wat een logische en ondersteunende stap in de energietransitie is. FEBEG is voorstander van het principe van het capaciteitstarief. Voor FEBEG moet de invoering van een capaciteitstarief zoals het nu voorligt zich duidelijker kaderen in de algemene evolutie naar het energiesysteem van de toekomst en niet alleen vanuit de invalshoek van de netbeheerder bekeken worden. Ook de impact op (kwetsbare) netgebruikers, flexibiliteit, decentrale en lokale productie, auto-consumptie, aanbod van nieuwe diensten, de slimme meter,... moet worden meegenomen in de overwegingen.

Smart Grids Flanders juicht de wil toe om de tariefstructuur aan te passen teneinde een performanter energiesysteem te realiseren. In dit kader verdedigt Smart Grids Flanders een capaciteitsgebonden component in de tarifiering en moedigen ze dit zelfs aan. Smart Grids Flanders betreurt echter dat het huidige voorstel uit gaat van zeer behoudsgezinde uitgangspunten en het laat heel wat kansen onbenut liggen. In het consultatiedocument wordt geen rekening gehouden met het sturend karakter van dergelijke maatregelen. Aspecten zoals veranderingen in consumentengedrag komen niet aan bod tijdens de analyse, terwijl deze er net een essentieel onderdeel van zouden moeten vormen. Smart Grids Flanders verwacht een snelle vooruitgang rond de invoering van slimme meters en acht het onverstandig om in deze wijzigingen geen rekening te houden met de beschikbaarheid van dergelijke meetinfrastructuur, zeker gezien de voorgestelde timing betreffende de invoering van de voorgestelde tarieven. Het koppelen van beide dossiers is dan ook essentieel en nu een nieuw suboptimaal tarief lanceren voor een korte termijn lijkt Smart Grids Flanders zeer onverstandig, zowel in de richting van de ondernemingen als in de richting van de consument. Het uitgangspunt dient de ondersteuning te zijn van een energiesysteem dat bijdraagt aan het realiseren van de COP21 doelen en waarin de consument/prosument centraal dient te staan. Hierbij is kostenreflectie een belangrijke factor, doch geen stuurcomponent. Kostenneutraliteit is eveneens belangrijk, doch dient gezien te worden over het gehele systeem en niet enkel op distributietarieven. Nieuwe decentrale concepten kunnen en zullen ontstaan waarbij wijken zelf instaan voor hun energievoorziening en de verlening van de diensten niet noodzakelijk door een DSO gebeuren. In dat kader dient minstens een tarief X0 voorzien te worden voor klanten die geen capaciteit van het net wensen te betrekken en dus ook geen capaciteitsvergoeding dienen te betalen. Een nieuwe tariefstructuur zal een zekere sturing voeren. Deze sturing enkel baseren op gelijktijdigheid is, zoals hogerop beschreven, niet wenselijk. Het is evenwel opvallend dat in geen enkele situatie het effect van deze sturende component mee wordt opgenomen in de simulaties, terwijl een tariefwijziging het moment bij uitstek is waar klanten kunnen veranderen van capaciteit. Uitgaan van de huidige geïnstalleerde tellers is dan ook een verkeerde benadering en een breder sociologisch onderzoek dringt zich op. Een grotere onderbouw en een breder debat is volgens Smart Grids Flanders nodig en gezien de timing opgegeven lijkt deze ook mogelijk en wenselijk. De tarieven tot en met 2020 worden immers vervat in de consultatie CONS-2016-04. In CONS-2016-05 wordt uitgegaan van een implementatieperiode van 2 jaar, wat dus geruime tijd laat voor debat.

Gezien de transitie van het energielandschap, met o.a. enerzijds belangrijke evoluties op het vlak van decentrale productie en anderzijds de belangrijke inspanningen namens de industrie tot het verbeteren van hun energie-efficiëntie, is Fedustria is de mening toegedaan dat een aanpassing van de tariefstructuur met als doel het invoeren van een capaciteitstarief opportuun is, gezien de transitie van het energielandschap. Hierbij kijkt Fedustria naar de belangrijke evoluties op het vlak

van decentrale productie en de belangrijke inspanningen namens de industrie tot het verbeteren van hun energie-efficiëntie.

Eandis reageert positief op het feit dat de VREG het debat over een nieuwe tariefstructuur heeft geopend. Om de maatschappelijke kosten van de energietransitie te beperken, zijn er aangepaste tarifaire prikkels nodig. Naast rationeel energiegebruik (REG) moet ook rationeel netgebruik (RNG) worden aangemoedigd. Een capaciteitstarief belooft gezinnen en bedrijven die het net rationeel gebruiken.

Volgens Eandis is de huidige consultatie een eerste belangrijke stap om te komen tot een nieuw systeem van aanrekenen van de distributiekosten deels op basis van capaciteit. Eandis vindt het geconsulteerde voorstel een goede future-proof basis. Eandis meent dat op dit fundament verder gebouwd moet worden in functie van het bereiken van een sociaal economisch aanvaardbaar resultaat. De eerste simulaties en conclusies tonen aan dat het zinvol is om verdere verfijning en vereenvoudiging in de voorgestelde structuur aan te brengen. In functie van bepaalde doelgroepen en technologische ontwikkelingen zijn correcties of flankerende overgangsmaatregelen te overwegen, maar zonder afbreuk te doen aan de basisprincipes van een kostenreflectief capaciteitstarief.

Eandis benadrukt dat een evolutie naar een capaciteitstarief logisch is en haalt hiervoor volgende redenen aan:

- **Kostenreflectief:**
Het regelgevend kader stuurt aan op een kostenreflectief tarief. Volgens de richtsnoeren van het Energiedecreet¹⁰ zijn de tarieven een afspiegeling van de werkelijk gemaakte kosten en bevordert de structuur van de tarieven het rationeel gebruik van energie en het rationeel gebruik van de infrastructuren. De tarieven dienen ook de kostenvoordelen en kostenbesparingen die kunnen voortvloeien uit hernieuwbare energiebronnen en uit vraagzijde beheer te weerspiegelen. Tarieven mogen geen prikkels bevatten die de efficiëntie aantasten. Het regeerakkoord van de Vlaamse Regering 2014-2019 vermeldt bovendien de hervorming van de distributienettarieven voor elektriciteit en aardgas tot een zuiver netgerelateerd tarief per doelgroep dat de capaciteit die een klant reserveert reflecteert. Ook het Europees regelgevend kader lijkt de evolutie naar een capaciteitstarief meer en meer actief te ondersteunen. Zo leest Eandis in een recente paper van de CEER¹¹: 'Tariffs should be designed to reflect the value of the network to all those connected'. Tenslotte worden de investeringen van de DNB in belangrijke mate gedreven door de capaciteit en minder door het verbruik: hoe meer capaciteit nodig, hoe hoger de kost en hoe hoger het tarief. Een capaciteitstarief biedt de mogelijkheid om de kosten meer kostenreflectief door te rekenen.
- **Energietransitie; kostenevolutie onder controle houden:**
De noodzaak tot een hervorming van de bestaande tariefstructuur binnen de contouren van het regelgevend kader vindt zijn oorsprong in de energietransitie. De belangrijkste uitdaging voor de distributienetbeheerders in de energietransitie is het beheren van een hogere piekbelasting. Dit is te verklaren door de massale integratie van hernieuwbare energiebronnen (HEB) in het distributienet en toenemende elektrificatie zoals bv. elektrische wagens en warmtepompen. Een energiesysteem op basis van hernieuwbare energiebronnen leidt tot een hogere gelijktijdigheid van belasting op het distributienet ten opzichte van een centraal gedreven energiesysteem. In het streven naar een technisch-economisch evenwicht tussen netinvesteringen en optimaal gebruik van het net teneinde lokale en tijdelijke pieken

¹⁰ Artikel 4.1.32. 5°, 16°, 18°, 19° en 20°

¹¹ CEER Position paper (sept 2016) renewable energy self generation

op te vangen, wil Eandis netgebruikers sensibiliseren tot rationeel gebruik van het net (RNG). Het capaciteitsstarief zal de netgebruikers stimuleren om efficiënt met de beschikbare capaciteit om te gaan.

- **Billijke kostenverdeling:**

De evolutie in het energielandschap gaat gepaard met toename van piekbelasting, een stijging van het totale elektriciteitsverbruik door de elektrificatie, maar wel met een daling van de afgenomen kWh omwille van lokale productie. Bij een tariefdrager op basis van de afgenomen kWh zullen klanten bij wie de afname gelijk blijft proportioneel meer bijdragen in de netkost ten opzichte van klanten die hun afname van net kunnen laten zakken bv. door een eigen productie-installatie, zonder dat het gebruik van het net zakt. Een capaciteitsstarief creëert de mogelijkheid om de kosten wel te verdelen in functie van hun gebruik van het net.

Als conclusie vindt Eandis de overgang naar een capaciteitsstarief dus een logische stap. De financiële prikkel om bewust met hun aansluitingsvermogen en piekbelasting om te gaan zal helpen om de totale piekbelasting te beperken en dus om de netinvesteringen uit te stellen of te voorkomen. Eandis pleit ook voor rationeel gebruik van het net, dit betekent niet dat de REG prikkel moet verdwijnen. Eandis hecht ook een groot belang aan de maatschappelijke doelstelling van energie-efficiëntie. Vandaar ondersteunt Eandis het voorstel om de niet-netgebonden kosten, ODV's en toeslagen op kWh basis te blijven doorrekenen. Zo behoudt het distributienettarief een belangrijke stimulans tot rationeel energieverbruik.

Essenscia vindt het positief dat de VREG erkent dat de huidige voornamelijk volumetrische doorrekeningsbasis onder druk staat. Naarmate er meer decentrale productie wordt geïntegreerd op de netten en er meer wordt ingezet op energie-efficiënte, zal de tarifaire basis inzake van het net afgenomen elektriciteit dalen terwijl de kosten voor de aanleg van het net blijven doorlopen en zelfs stijgen door investeringen voor ondersteunende diensten om effecten van asynchroniciteit in decentrale productie (alook de impact hiervan op afnamen bij non-productie) te mitigeren (o.a. congestiemanagement). Essenscia ondersteunt dan ook een doorrekening van de netkosten op capaciteit, gezien deze een betere reflectie geeft van de kosten die grotendeels toe te wijzen zijn aan de aanleg van het net, maar wijst daarnaast op het belang voor de regulator om de netbeheerders te incentiveren om zich te verbeteren.

Volgens Zonstraal lijkt het gerechtvaardigd om een vaste vergoeding aan te rekenen voor het gebruik van het net. Elke netgebruiker heeft het net continu nodig, of hij nu veel of weinig stroom verbruikt, stroom injecteert of niet. Het net moet aanwezig zijn en onderhouden worden, net zoals andere netten zoals kabeldistributie of telefoonnetten. Het aansluitingsvermogen als tariefdrager lijkt dan ook logisch. Zoals ook al vermeld in het ontwerpdocument is dergelijke vaste tariefcomponent nadelig voor kleine verbruikers en vermindert deze de stimulans om minder te verbruiken. De netverliezen zijn eerder niet-netgebonden kosten. Als er geen verbruik is, zijn er ook geen (of toch veel minder) verliezen.

Reactie VREG

De VREG volgt de belanghebbenden in de zienswijze dat de doorrekening van de netgebonden distributiekosten op basis van de capaciteit een betere weergave geeft van de kosten die verbonden zijn aan het beheer van de distributienetten, en toelaat dat de tarieven op een meer kostenreflectieve manier aan de verschillende categorieën van netgebruikers toegewezen worden. Hoewel dit begrip in deze betekenis van het woord juridisch niet normerend is, kan de kostenreflectiviteit van de nettarieven betrekking hebben op de toewijzing (allocatie) van de kosten

middels de tarieven aan bepaalde netgebruikers, omdat zij veroorzaker zijn van bepaalde kosten. Meer concreet is het capaciteitstarief gebaseerd op het vermogen van de aansluiting én het principe dat de gebruiker betaalt voor de kosten die hij veroorzaakt.

Wanneer er in dit consultatieverslag gesproken wordt over kostenreflectiviteit als een van de belangrijkste drijfveren van de VREG, om in het kader van zijn discretionaire bevoegdheid inzake tarieven te consulteren over een voorstel tot invoering van capaciteitsgerichte tarieven, dient dit begrip in de voormelde zin (kostenallocatie) begrepen te worden.

De VREG erkent dat het principe van kostenreflectiviteit bij tariefregulering juridisch gezien enkel bestaat voor de verhouding tussen de tarieven en de achterliggende kosten, en niet voor de allocatie van de kosten¹². De kostenreflectiviteit van de tarieven moet in die juridisch bindende betekenis globaal worden beoordeeld, en niet o.b.v. het tarief dat elke categorie van netgebruikers betaalt¹³. Dit sluit echter helemaal niet uit dat het belang van de toewijzing van de kosten aan de categorieën van netgebruikers die de kosten veroorzaken, beleidsmatig gezien door de VREG als een van de belangrijke uitgangspunten wordt beschouwd bij de voorgenomen wijziging van de tariefstructuur.

De regulator is inzake distributienettarieven bevoegd om een bepaald beleid te voeren. Dat vloeit onder meer voort uit de Derde Elektriciteitsrichtlijn¹⁴. Die beleidsmarge volgt uit een aantal toegekende tarifaire bevoegdheden, maar bijvoorbeeld ook uit de mogelijkheid om stimulansen toe te kennen¹⁵.

De richtsnoeren ter opstelling van de tariefmethodologie zoals opgesomd in artikel 4.1.32, §1 van het Energiedecreet bevestigen voor zover als nodig dat de uitoefening van de tarifaire bevoegdheid beleidskeuzes inhoudt, en een discretionaire beoordeling mogelijk maken. Aan de regulator wordt de ruimte gelaten om een eigen beleid te voeren en daarvoor de aangepaste criteria te kiezen¹⁶. Het Energiedecreet bepaalt daarbij dat de VREG zijn tariefbevoegdheid uitoefent, rekening houdend met het algemene energiebeleid zoals gedefinieerd op Europees, federaal en gewestelijk niveau¹⁷.

De regelgeving legt evenwel geen welbepaalde manier van toewijzing van kosten op aan de regulator. Die keuze behoort tot de beleidsmarge van de regulator bij de uitoefening van zijn exclusieve bevoegdheid inzake tarieven. Dit wordt ten andere expliciet bevestigd door de Vlaamse decreetgever in de memorie van toelichting bij het decreet van 27 november 2015 houdende diverse bepalingen inzake energie:

“De regulator is immers vrij om al dan niet een capaciteitstarief in te voeren, maar als zij [sic] daartoe beslist, dan moeten bij de invoering van een dergelijk capaciteitstarief die tarieven rekening houden met regionaal objectiveerbare verschillen”¹⁸.

¹² HvB Brussel 25 maart 2015, 2013/AR/1274, § 90 e.v.

¹³ Art. 4.1.29 Energiedecreet: “De aansluiting op en het gebruik van het distributienet voor de afname en/of injectie van elektriciteit, aardgas of biogas, met inbegrip van de meetdiensten en, in voorkomend geval, de ondersteunende diensten en de openbaredienstverplichtingen, maken het voorwerp uit van gereguleerde tarieven.”

¹⁴ Zie bijvoorbeeld art. 36 en 37 Richtlijn 2009/72/EG van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit.

¹⁵ Zie bijvoorbeeld de artikelen 36, a), b), d), e), f) en g) alsook de artikelen 37.1.a), 37.6, a) en b) en 37.8 van de Derde Elektriciteitsrichtlijn.

¹⁶ Een niet-discriminerende en transparante toewijzing van de kosten is daarbij wel vereist. Daarnaast bepaalt art. 4.1.32, §1, 21° Energiedecreet dat de tarieven bij de invoering van een capaciteitstarief rekening houden met regionaal objectiveerbare verschillen.

¹⁷ Art. 4.1.30, §2 Energiedecreet.

¹⁸ 461 (2014-2015) nr. 1, p. 13.

De VREG heeft bij de uitoefening van zijn tarifaire bevoegdheid en binnen diens beleidsmarge daarbij zeker niet de bedoeling om een wijziging van de tariefstructuur door te voeren die moet leiden tot een 1-op-1 verhouding tussen reële kost en tarief. Naast evidente praktische bezwaren zijn er ten andere ook wettelijke bezwaren¹⁹. Het klopt wel dat de VREG met de invoering van capaciteitstarieven de nettarieven beter wil laten aansluiten bij de door de verschillende categorieën van netgebruikers welbepaalde gemaakte kosten in verband met het gebruik van het distributienet.

Met de beleidskeuze voor het capaciteitstarief wil de VREG naast de kostenreflectiviteit van de tarieven ook de tariefsignalen optimaliseren en op die manier het economisch optimum van de toegang tot het distributienet te verbeteren. Het capaciteitstarief is van belang voor zowel een optimale werking van de energiemarkt als, gegeven de uitdagingen die de energietransitie naar een duurzame energiehuishouding voor de netbeheerders met zich zullen brengen, het waarborgen van voldoende investeringen in de infrastructuur. Met de huidige tariefstructuur wordt stevast gekozen voor een verzwaring van het distributienet. Dit houdt in dat de capaciteit van het net zodanig wordt verzwaaard dat het net de piekmomenten kan opvangen. Er is echter een keerzijde: op alle niet-piekmomenten gaat een aanzienlijk deel van de beschikbare capaciteit verloren. In het licht van de almaar stijgende tarieven kan een dergelijke situatie niet worden volgehouden.

De VREG is er zich ook van bewust dat er in het huidige voorstel nog geen rekening werd gehouden met een tariefstructuur die demand-response binnen de tariefstructuur reguleert. Hiervoor verwijst de VREG naar de reacties vermeld onder Hoofdstuk IX.

De VREG wenst aan de nieuwe tariefstructuur de grootste zorg te besteden gezien het maatschappelijke en economische belang, en wenst daarom de input van de verschillende stakeholders zo goed mogelijk te onderzoeken. Via deze consultatie wenst de VREG meerdere invalshoeken te bekijken op een nieuwe tariefstructuur, en houdt hierbij niet alleen rekening met de standpunten van de netbeheerders. De VREG wenst immers door deze consultatie een zo goed mogelijk beeld te krijgen van de zienswijzen van alle stakeholders.

Een grondige wijziging van de tariefstructuur gaat uiteraard gepaard met een verschuiving in de toewijzing van de kosten van de distributienetbeheerder aan de verschillende categorieën van netgebruikers en zal aldus voor hen tariefwijzigingen veroorzaken. De invoering van een capaciteitstarief kan hierbij negatieve financiële effecten hebben bij en nadelig zijn voor de energiebesparingsprikkel. De VREG zal daarom onderzoeken of eventuele negatieve financiële effecten bij huishoudens met een laag energieverbruik en op het rationeel energiegebruik met flankerende maatregelen weggewerkt kunnen worden²⁰.

Bijkomend is de VREG er zich van bewust dat er meer onderzoek nodig is inzake prijselasticiteiten, gedragsveranderingen, erosie van de financieringsbasis, energie-efficiëntie, energiearmoede etc. en zal deze verder bestuderen om een zo goed mogelijke tariefstructuur verder te ontwikkelen.

¹⁹ Zie bijvoorbeeld art. 14.1 Derde Elektriciteitsrichtlijn: "(...) Deze tarieven mogen niet afstandgebonden zijn."

²⁰ In Nederland is bij de invoering van het capaciteitstarief per 1 januari 2009 een compensatieregeling via de energiebelasting ingevoerd.

3.1.2. Zienswijze 2.

Zienswijze	Netkosten zijn niet hoofdzakelijk afhankelijk van de afname
Belanghebbende(n)	COGEN Vlaanderen Zero Emission Solutions

Reactie belanghebbende(n)

Zero Emission Solutions verwijst naar het consultatiedocument waarin de VREG het uitgangspunt aangeeft om te komen tot een nieuwe tariefmethodologie: “De kosten voor de netbeheerder zijn echter niet direct afhankelijk van de afname, maar hangen in veel grotere mate af van de capaciteit die de netgebruiker vraagt.” Zero Emission Solutions onderschrijft deze stelling, doch niet de conclusie die de VREG daaraan even verder koppelt : “Het maximaal vermogen dat een netgebruiker nodig heeft, is de belangrijkste kostendrager voor de aanleg van de elektriciteitsnetten.” Deze stelling is – in beperkte mate - correct wanneer men nieuwe capaciteit (kabels, aansluitingen) aanlegt, maar geldt niet voor al bestaande capaciteit. Voor alle actuele aansluitingen is de kost m.b.t. het aanleggen van de kabels en het installeren van de aansluitingsinfrastructuur al betaald via de distributienettarieven die tot op heden werden toegepast. De grootste kost van de netbeheerders bestaat volgens Zero Emission Solutions uit operationele kosten die voornamelijk worden gestuurd door personeelskosten, pensioenlasten, transportkosten, gebouwen, onderhoud van cabines en openbare dienstverplichtingen, naast financiële kosten die het gevolg zijn van investeringen uit het verleden etc. Géén van deze kosten kunnen worden gerelateerd aan verbruik noch aan capaciteit. Nieuwe aansluitingen/netontwikkelingen worden uiteraard deels (al is dat beperkt) bepaald door de capaciteit er van. Maar aangezien de nieuwe tariefmethodologie enkel slaat op de periodieke tarieven kan dit volgens Zero Emission Solutions niet als argument worden gebruikt. Mocht de stelling van de VREG dat netkosten capaciteitsgerelateerd zijn, correct zijn dan zouden de kosten van de netbeheerders dalen, indien een grote groep netgebruikers zouden vragen de capaciteit van hun aansluiting te doen dalen. Quod non. Op 27/06/16, bij de presentatie van deze consultatie merkte dhr. Van Craenenbroeck, directeur van de VREG, op “dat dan het tarief zou moeten worden opgetrokken” (= erosie van de financieringsbasis), toen hij met bovenstaande stelling geconfronteerd werd. De VREG lijkt in zijn consultatiedocument en de vooropgestelde tariefstructuur dan ook enkel het belang van de DNB’s (lees : de gemeenten) te overwegen. Dit kan volgens Zero Emission Solutions o.m. worden afgeleid uit de vaststelling dat de VREG voorafgaand aan de opmaak van zijn voorstel tot capaciteitstarief enkel gesprekken voerde met vertegenwoordigers van de DNB’s, niet met consumentenverenigingen of milieubewegingen.

Volgens Zero Emission Solutions zijn er alternatieven. Zero Emission Solutions is voorstander van een capaciteitstarief op voorwaarde dat het een dynamisch tarief is met hogere tarieven op momenten dat er bottlenecks op het net worden veroorzaakt. Zo kan men de consument leren om aan ‘demand response management’ te gaan doen, waardoor netten efficiënter kunnen worden gebruikt (minder pieken, meer verbruik op momenten dat intermitterende hernieuwbare energie beschikbaar is). Daarnaast kunnen kleinere autonome netten die zelf instaan voor lokale productie die in evenwicht is met lokale consumptie zorgen voor een forse kostenverlaging.

COGEN Vlaanderen beseft dat de huidige tariefstructuur met al haar eigenheden niet per se de ideale structuur is voor de transitie naar een meer decentraal energiesysteem met verschillende nieuwe mogelijkheden, rollen en diensten. Bij de aanpassing van de structuur moet er echter over gewaakt worden dat deze nieuwe mogelijkheden, rollen en diensten – die het gevolg zijn van duidelijke beleidskeuzes zoals de 20-20-20-doelstellingen en de verdere projecties van deze doelstellingen –

niet tegengehouden worden door de aanpassingen. De rol van de netten is immers deze evoluties – indien maatschappelijk gewenst – te faciliteren eerder dan tegen te houden. Het huidige voorstel houdt volgens COGEN Vlaanderen te weinig rekening met de impact op deze evoluties, en lijkt enkel een ‘efficiënte’ benutting van het net te beogen zonder dit in een ruimere context te plaatsen. Hoewel kostenreflectiviteit wel als een belangrijk principe naar voren geschoven wordt als onderbouwing voor de aanpassing, blijkt dit niet uit het verdere voorstel en worden belangrijke aspecten als de impact van synchroniciteit (gelijktijdigheid) en de voordelen die decentrale productie biedt niet meegenomen. De DNB’s sturen aan op meer en meer diensten die door decentrale producenten geleverd moeten kunnen worden (een effectieve verschuiving van de kosten van de DNB naar de producenten), maar dit reflecteert zich op geen enkele manier in het huidige voorstel. Indien zowel de impact van synchroniciteit als de waarde van decentrale productie afdoende meegenomen worden in het voorstel zou dit de negatieve impact op decentrale productie in ieder geval verminderen.

De consultatietekst geeft aan dat men op termijn wil overstappen naar ‘slimmere’ tariefstructuren, waarbij tijdsaspecten meegenomen kunnen worden. COGEN Vlaanderen wijst er op dat de variatie van tarieven doorheen de tijd het verschil tussen capaciteits- en energie gebaseerde tarieven sterk reduceert: een bepaalde capaciteit gebruikt gedurende een bepaalde tijd komt overeen met een bepaalde hoeveelheid energie. Hoe kleiner de tijdsperiode wordt, hoe dichter beide naar elkaar toe groeien. In dat opzicht is het volgens COGEN Vlaanderen aangewezen te wachten op deze slimmere tariefmethodologieën om de tariefstructuur te wijzigen, eerder dan nu een wijziging door te voeren die verschillende ‘wenselijke’ evoluties (energie-efficiëntie, decentrale productie ...) negatief beïnvloedt. Dit moet mogelijk zijn gezien de belangrijkste *driver* voor deze aanpassing – PV-installaties met terugdraaiende tellers – dankzij het prosumementarief sterk aan belang heeft ingeboet.

Reactie VREG

Zero Emission Solutions onderschrijft dat de distributiekosten onvoldoende afhankelijk zijn van de afname van elektriciteit, doch stelt daarentegen ook dat de distributiekosten onvoldoende afhankelijk zijn van de capaciteit. Het leggen van infrastructuur gaat gepaard met kapitaalintensieve investeringen. Deze infrastructuur, die wel degelijk afhankelijk is van de capaciteit, moet vervolgens worden afgeschreven en de kosten van het hiervoor aangetrokken kapitaal (de rentes van de leningen en de dividenden voor eigen kapitaal) moeten worden vergoed. Deze kosten worden bijgevolg jaren megedragen, en worden in belangrijke mate veroorzaakt door de grootte van de aansluiting. Zero Emission Solutions stelt eveneens dat de grootste kost operationele kosten zijn. Dit is volgens de VREG niet het geval²¹. Operationele kosten maken uiteraard deel uit van de distributienetkosten, maar dit betekent daarom niet dat een tarief beter gebaseerd zou zijn op de afname van elektriciteit dan op de capaciteit van de aansluiting (zie Hoofdstuk VIII).

De erosie van de financieringsbasis waarnaar Zero Emission Solutions verwijst, is een gevolg dat door de VREG werd meegenomen in het ontwerp van de capaciteitstarieven. De VREG verwacht inderdaad dat de aansluitingen worden geoptimaliseerd. Hoe optimaler het net kan worden gebruikt, hoe meer de kosten voor infrastructuur (zoals bijv. netuitbreiding) kunnen worden vermeden. De VREG verwacht dat deze erosie van de financieringsbasis beperkt zal blijven, gezien zowel gezinnen als bedrijven hun levensstandaard of activiteiten willen behouden. De VREG begrijpt de zorg van de

²¹ Zie VREG Nota over het toegelaten inkomen 2017.
http://www.vreg.be/sites/default/files/document/nota_toegelaten_inkomen_2017_2.pdf

belanghebbende aangezien hier maar beperkte data voorhanden zijn die dit kan bevestigen. Om deze reden zal de VREG dit in een volgend stadium verder onderzoeken.

Een onderscheid moet bovendien gemaakt worden tussen de effecten op de tarieven op korte en lange termijn. De VREG is ervan overtuigd dat op lange termijn de netkosten beter onder controle kunnen worden gehouden met een capaciteitstarief, om zo de tariefstructuur ook beter te laten aansluiten bij de energie-efficiëntiecriteria bij nettarieven, zoals vastgelegd in artikel 15 van de Richtlijn 2012/27/EU en diens bijlage XIV, en omgezet in het Energiedecreet²². Effecten op korte termijn kunnen in tegengestelde zin gaan, vermits de inkomsten van de netbeheerders gebaseerd zijn op historische kostentrends. De VREG erkent evenwel dat deze overtuiging onvoldoende gevalideerd, laat staan gekwantificeerd is, en zal hiervoor bijkomend onderzoek verrichten.

De VREG weerlegt het argument van Zero Emission Solutions dat voorafgaand aan de consultatie de VREG enkel gesprekken zou hebben gevoerd met de netbeheerders. Het klopt dat de VREG geen gesprekken heeft aangegaan met individuele bedrijven of consultants zoals Zero Emission Solutions, maar zich heeft beperkt tot vertegenwoordigers van belangenverenigingen.

Zelfs al had de VREG enkel contacten gelegd met de netbeheerders, is dit nog geen reden tot het stellen dat de vooropgestelde tariefstructuur enkel wordt opgemaakt in het belang van de gemeenten. De consultatie, waaraan Zero Emission Solutions net zoals andere stakeholders kon deelnemen, heeft net tot doel om de opmerkingen van iedereen te verzamelen en te onderzoeken. Het voorgelegde ontwerp van capaciteitstarief laat bovendien intentioneel een aantal vragen open, net om alle mogelijkheden tot aanpassing nog open te houden. Het voorstel dat beschreven wordt in de consultatie is bedoeld als basis. Indien de VREG geen basismodel zou hebben voorgesteld zouden we immers amper reacties en opmerkingen ontvangen hebben, gezien het moeilijker is om van een wit blad te starten dan van een basismodel.

De VREG onderschrijft net zoals COGEN Vlaanderen dat de huidige tariefstructuur op basis van de afname niet de goede structuur is om de energietransitie te faciliteren. Om deze reden worden de mogelijkheden van een capaciteitstarief bekeken met deze consultatie.

De VREG houdt wel degelijk rekening met de synchroniciteit die pieken veroorzaken op het net. Dit is echter geen simpel gegeven: dit kan verschillen per bedrijfsterrein of zelfs per straat. De VREG verkiest als basis een consistente tariefstructuur voor gans Vlaanderen. Dit valt moeilijk te rijmen met de complexe mogelijkheden van tariefdifferentiatie. Het invoeren van kleinere tijdsperiodes, of algemeen gekend als time of use blokken (TOU), brengt zowel voor- als nadelen met zich mee. Het belangrijkste voordeel is dat het een betere overeenkomst geeft van de synchroniciteit op het net. Zo kan er worden gedacht aan een verlaagd tarief op de middagpiek (tussen 12-14h, veel productie van zonne-energie) en een verhoogd tarief op de avondpiek (gelijktijdig gebruik van grote hoeveelheden elektriciteit). Deze blokken op zich creëren echter ook pieken (alle afnemers stellen hun gedrag op éénzelfde moment af op deze blokken, hetgeen weer capaciteitspieken creëert). En dit is net het belangrijkste obstakel van het invoeren van meerdere TOU blokken. Bij elke tariefverandering omwille van een TOU blok (bijvoorbeeld bij het aflopen van het dagtarief om 22h) wordt er een bijkomende piek gegenereerd gezien iedereen kennis heeft van het verlaagde tarief op 22h, waardoor iedereen tegelijk meer elektriciteit afneemt om 22h (vooral tussen 22h en 23h). Meerdere tariefblokken op basis van tijdsperiodes kan bijgevolg inderdaad betere overeenstemming brengen met de synchroniciteit, doch kan dit nieuwe pieken creëren. Dit veroorzaakt vervolgens weer bijkomende kosten, hetgeen de VREG net wil voorkomen.

²² Zie bijvoorbeeld artikel 15, lid 4 en bijlage XIV, deel 2.2, eerste zin Richtlijn 2012/27/EU van 25 oktober 2012 betreffende energie-efficiëntie.

Er werd door de Vlaamse Regering nog geen beslissing genomen over de invoering van slimme meters. Zo heeft de VREG ook geen kennis op welke doelgroepen wordt gefocust, welke tijdspanne men voor ogen heeft alsook welke functionaliteiten de slimme meter zal hebben. Het is om deze redenen bijzonder moeilijk om de slimme meter al op te nemen in een eerste voorstel voor een capaciteitstarief. De VREG wenst desalniettemin de mogelijkheden van de slimme meters binnen een meer flexibele tariefstructuur te onderzoeken.

3.1.3. Zienswijze 3.

Zienswijze	Verweer tegen capaciteitsgebaseerde nettarieven
Belanghebbende(n)	Transitienetwerk Middenveld (TNM) Gezinsbond Vlaams ABVV Wouters Ludo uit Ham Zero Emission Solutions Groen Samenlevingsopbouw

Reactie belanghebbende(n)

Voor het Transitienetwerk Middenveld (TNM) is kostenreflectiviteit en het veiligstellen van de inkomsten van de netbeheerders een te beperkt uitgangspunt voor de hervorming van de tariefstructuur. Volgens het TNM doorstaat het voorstel de toets van een toekomstvast tarief niet. Het biedt niet of onvoldoende antwoord aan uitdagingen zoals het bevorderen van energiebesparing, een goede integratie van hernieuwbare energie en het stimuleren van een flexibele vraag. Ook houdt het te weinig rekening met de verschuiving naar elektriciteit als energiedrager in transport en verwarming (warmtepompen). TNM pleit ervoor om het debat over de rol en vormgeving van de tariefstructuur in de overgang naar een flexibel, en efficiënt net eerst verder ten gronde te voeren vooraleer over te gaan tot de invoering van een capaciteitstarief. Eerder dan overhaast een statisch capaciteitstarief als “overgangsmaatregel” door te voeren, pleit TNM voor een aanpak die is afgestemd op de verschillende beleidsontwikkelingen en die zorgt voor een echt toekomstvast tarief. Daarbij moet gewaakt worden over een billijke verdeling van de kosten tussen de verschillende verbruikerscategorieën, moet de tariefzetting begrijpelijk en gebruiksvriendelijk zijn en moet het de kans op energiearmoede verminderen.

Volgens de Gezinsbond dient de voorgestelde tariefstructuur meer rekening te houden met volgende economische principes:

- Vereenvoudigen van de tariefstructuur: wie niet thuis is in elektriciteit, heeft geen weet van het eigen aansluitingsvermogen, en kan vaak ook niet het laagst haalbare vermogen bepalen.
- Strijd tegen energiearmoede: gezinnen in energiearmoede beperken zichzelf soms in het verbruik om de factuur betaalbaar te houden. Als een groter deel van de factuur een vaste kost wordt, komen deze gezinnen in moeilijkheden. Bijgevolg is de Gezinsbond voorstander om de hogere vaste kost pas aan te rekenen boven een bepaalde basishoeveelheid.
- Afstemmen van vraag en productie: Een hervorming van het distributienet en de bijbehorende tarieven moet gebruikers stimuleren om hun vraag af te stemmen op de productiepieken. Hiervoor is een statisch capaciteitstarief niet de meest optimale oplossing. De Gezinsbond vraagt daarom om eerst de alternatieven (flexibele capaciteitstarieven,

vraagsturing) te onderzoeken, alvorens een onvolkomen systeem te lanceren dat na een korte tijd moet bijgestuurd worden.

Volgens het Vlaams ABVV is de nieuwe tariefstructuur niet gekaderd in een visie op de transitie van het energiesysteem en een visie op onze energienetten. In het vooruitzicht van een toekomst met doorgedreven energie-efficiëntie, de opwekking van veel meer (decentrale) hernieuwbare energie, de toename van elektrische mobiliteit, vormen van elektrische verwarming zoals warmtepompen en de zoektocht naar flexibiliteit (flexibele vraag), moeten er nu wel voorbereidingen gemaakt worden voor een slim netbeheer.

Het is voor het Vlaams ABVV niet duidelijk welke doelstellingen nu exact nagestreefd worden met het voorliggende voorstel. Betreft het a) een stabiele financiering van de DNB's, o.a. in het licht van de dalende hoeveelheid afgenomen kWh op het distributienet als gevolg van toenemende energie-efficiëntie en het stijgend aantal zonnepanelen; b) alternatief voor het prosumentarief waarvan de juridische basis twijfelachtig is, c) herverdeling van de kosten tussen de verschillende klantengroepen, enz. ? Volgens het Vlaams ABVV is er geen onderzoek gebeurd naar de verschillende alternatieven die kunnen ingezet worden om de gewenste doelstellingen na te streven, naar de maatschappelijke kosten en baten (financieel, maar ook ruimer, in de zin van de effecten op rationeel energiegebruik, rationeel netgebruik, de ontwikkeling van decentrale energieproductie, energiearmoede en de concurrentiepositie van de bedrijven) die telkens verbonden zijn met die verschillende alternatieven, en naar de verdeling van die kosten en baten over de verschillende klantengroepen. Het voorstel schiet dan ook tekort vanuit het oogpunt van wat door Europa en Vlaanderen gepromoot worden als een goed reguleringsmanagement (o.a. de gebruikelijke impact assessments).

Uit het consultatiedocument meent Samenlevingsopbouw te moeten opmaken dat een capaciteitstarief moet zorgen voor stabiele inkomsten voor distributienetbeheerders. In veel mindere mate komt het aspect van een rechtvaardige verdeling van de kosten naar voren. Dit zou volgens Samenlevingsopbouw meer aandacht moeten krijgen. Elk gezin in Vlaanderen is immers van de distributienetbeheerder afhankelijk voor de levering van gas en elektriciteit.

De heer Wouters is geen voorstander van het capaciteitstarief. Volgens hem wordt met de belangen van alle stakeholders niet of onvoldoende rekening gehouden. Om deze reden worden volgende bezwaren aangehaald:

- Volgens Mr Wouters wordt er een extra parameter in het leven geroepen die voor de gemiddelde particuliere klant onverstaaanbaar is. De meeste mensen begrijpen maar amper de term kWh. Voor hen is deze kWh-term nog begrijpbaar binnen de redenering: "hoe meer kWh ik verbruik, hoe hoger de factuur". Het aansluitvermogen is volgens Mr Wouters een onzichtbare, onbekende parameter. Bewijs hiervoor is dat van 25% van de klanten het aansluitvermogen ook niet bekend is bij de DNB's. Het lijkt Mr Wouters verstandig dat de DNB's deze info vervolledigen ten behoeve van een verhoogd inzicht in hun klantenportefeuille. Dit is gewoon goede bedrijfsvoering, en hoeft dus niet gerelateerd te worden aan een tariefstructuur-aanpassing.
- Het hele verhaal lijkt volgens Mr Wouters een beetje opgebouwd om de verloren inkomsten door de lokale productie via PV te compenseren, en zich daarbij te verzekeren van een zeker basisinkomen, onafhankelijk van het verbruik. De som van alle aansluitvermogens van een net is niet gelijk aan het totale vermogen van een net. Er wordt volgens hem in de consultatienota nergens melding gemaakt van, of rekening gehouden, met de statische spreiding van de afnames van verschillende afnemers. Niet iedereen zet volgens Mr Wouters tegelijk de oven aan, en elke boiler of diepvriezer heeft zijn eigen schakelpatroon, wat het

totale verbruik uitvlakt. Het aansluitvermogen zal worden bepaald door dat ene moment van maximaal piekverbruik, en staat dus los van het vermogensprofiel dat de afnemer voor de rest van het jaar heeft.

- Het voorgestelde dag verbruiksprofiel is volgens Mr Wouters een eenzijdig argument. Er zijn ook winkels, kantoren, KMO's, scholen,... op hetzelfde net die enkel overdag werken. Hun verbruik zal het totale profiel meer in evenwicht brengen. En hier komen ook de producenten in beeld, die nog een ander optimaal afnameprofiel willen zien. Nog in verband met het dagprofiel: als deze avondpieken zo belangrijk zijn: Mr Wouters heeft nooit een campagne van de DNB's gezien waarin dat ze pleiten om de toestellen op nachttarief later aan te zetten dan exact om 22:00h. (Essent doet met haar reclame onbewust wel het omgekeerde).

Dit voorstel gaat volgens Mr Wouters bijgevolg voor de gemakkelijkste weg: de tariefstructuur aanpassen zodat een minimumfinanciering altijd gegarandeerd blijft, ook al is de totale afname 0 kWh. Ook de inspanningen van Elia om de netverliezen te reduceren kunnen nog meer gestimuleerd worden; door bijvoorbeeld maximaal in te zetten op hoogconductieve materialen bij uitbouw en onderhoud van het hoogspanningsnet.

Groen is het met de VREG eens dat de transitie naar een duurzaam energiesysteem, waarbij steeds meer hernieuwbare, decentrale en variabele elektriciteitsproductie geïntegreerd wordt, een reeks nieuwe uitdagingen stelt aan de energie-infrastructuur, aan het beheer en de exploitatie van de netten, aan de rol van de verschillende actoren en aan de verdeling van de kosten. Een goede tariefstructuur kan volgens Groen zeker bijdragen tot het geven van de juiste prijsprikkels en incentives voor de verschillende spelers: huishoudens, bedrijven, distributienetbeheerders, leveranciers en andere actoren op de energiemarkt. Groen betreurt echter dat de energiefactuur en de verschillende energievectoren niet in hun samenhang bekeken worden en dat dit niet kadert binnen een duidelijke energievisie, met heldere doelstellingen voor het aandeel decentrale hernieuwbare energie tegen 2030. Dit zal immers mee bepalen welke soort infrastructuur we in de toekomst nodig hebben. Er zijn verschillende instrumenten mogelijk die kunnen ingezet worden voor de flexibilisering van het energiesysteem en de afstemming van vraag en aanbod. Deze zouden best samen bekeken worden. Het is voor Groen ook essentieel om de eventuele invoering van een capaciteitstarief in samenhang te bekijken met de eventuele invoering van een slimme meter.

Groen apprecieert het consultatieproces en maatschappelijk debat dat de VREG heeft opgestart rond het capaciteitstarief (wat eigenlijk ook beter was gebeurd voor andere belangrijke thema's, zoals de invoering van de energieheffing of het beheer van de netten), maar pleit er sterk voor om de analyse open te trekken en dit te bekijken in samenhang met andere belangrijke aspecten van het energiebeleid. Groen verkiest om niet te vertrekken vanuit het standpunt van de distributienetbeheerders, maar vanuit de maatschappelijke rol en finale doelstelling van de distributienetten. Het voorstel komt vooral tegemoet aan de bekommernissen van de distributienetbeheerders om hun inkomsten te stabiliseren in het licht van een groeiend aandeel zelfproductie en een verminderde afname van elektriciteit en vertrekt te weinig vanuit de maatschappelijke doelstelling en rol van onze elektriciteitsnetten. Hierdoor komen een aantal belangrijke principes in het gedrang. Zo wordt te weinig aandacht geschonken aan de positieve effecten die decentrale hernieuwbare energie productie kan hebben op de netkosten. De negatieve impact op energie-efficiëntie wordt geminimaliseerd. En ook de sociale impact, bijvoorbeeld op het vlak van inkomenseffecten, wordt onvoldoende in beeld gebracht. Het uitgangspunt en de finale doelstelling van onze elektriciteitsnetten is om de benodigde elektriciteit op een zo kostenefficiënte, duurzame en rechtvaardige wijze bij alle eindgebruikers te brengen.

Reactie VREG

De VREG begrijpt de reacties die ontstaan op het voorstel voor de invoering van een nieuwe tariefstructuur. De tariefstructuur is een complex gegeven en elke verandering gaat gepaard met een aantal moeilijkheden. De VREG wenst hierbij een antwoord te geven op de opmerkingen:

- De VREG beseft dat de term ‘capaciteit’ op vandaag nog onvoldoende gekend is. Net door de invoering van een capaciteitstarief wenst de VREG hierin verandering te brengen, hetgeen noodzakelijk is in de energietransitie naar meer energie-efficiëntie en hernieuwbare energie. De VREG wenst bijgevolg doelgericht iedereen bewust maken van de capaciteit, wat dit betekent, welke prijs men hiervoor betaalt en hoe men hierin kan optimaliseren (zie Hoofdstuk VI).
- Het klopt dat een groot deel van de aansluitingsvermogens nog onbekend is. De VREG heeft de netbeheerders echter opgelegd om tegen 2019 deze onbekende volledig weg te werken (zie Hoofdstuk VI).
- Het capaciteitstarief is niet opgebouwd om, zoals door de belanghebbende wordt gesuggereerd “de verloren inkomsten door de lokale productie via PV te compenseren”. Deze worden immers vandaag al gecompenseerd via het prosumementarief. Prosumenten²³ betalen bijgevolg een billijke bijdrage voor de distributiekosten die ze veroorzaken.
- Het afnameprofiel op laagspanning verloopt zeer gelijkmatig, en verschilt hierdoor ten opzichte van hogere spanningsniveaus. Gezinnen verbruiken elektriciteit volgens een statistisch min of meer voorspelbaar profiel, met de gekende pieken tot gevolg. Het is echter niet zo dat kleinere bedrijven op laagspanning voldoende deze gelijktijdigheid kunnen opvangen op dit spanningsniveau. De gelijktijdigheid is bijgevolg een belangrijk probleem. Helaas zetten gezinnen wel “tegelijk de oven aan, ...” zoals Mr Wouters het noemt, hetgeen bewezen wordt door de belasting en de afname op de avondpiek. De avondpiek is voor elk gezin apart ongeveer hetzelfde (cfr. de synthetic load profiles). Op vandaag wordt dit onvoldoende uitgevlakt door andere maatregelen (of door bedrijven). Hierin wensen we met het capaciteitstarief verandering te brengen. Ook verwacht de VREG dat de invoering van slimme meters hieraan kan helpen.
- Het argument dat decentrale productie op vandaag (dus zonder slimme meters) een evenwicht kan brengen in de elektriciteitsbelasting is onterecht. De productie van zonne- en windenergie loopt immers niet gelijk aan het tijdstip van de afname. Dit is één van de belangrijkste problemen die we zien in de energietransitie: het profiel van productie en afname verschillen steeds meer in de tijd, waardoor het net dit onevenwicht moet opvangen.
- Tot slot wordt er aangehaald dat een nulverbruiker nog altijd kosten moet betalen onder een capaciteitstarief, terwijl dit niet het geval is onder een afnametarief. Dit klopt en is niet onlogisch: de leidingen zijn gelegd, het databeheer opgesteld, en de klant heeft de mogelijkheid om op elk moment van de dag elektriciteit af te nemen. Dit zijn kosten die hoe dan ook moeten betaald worden, onafhankelijk of men een nulverbruik heeft of niet. Bijkomend, indien men geen elektriciteitsafname meer nodig heeft, kan men er voor opteren om de aansluiting af te sluiten van het distributienet. Hierdoor krijgt deze klant geen energiefactuur meer.

De VREG wenst met de nieuwe tariefstructuur het belang van de capaciteit binnen de energiefactuur te benadrukken. Door het veranderend energielandschap wint naast rationeel energiegebruik, ook

²³ Met ‘prosumenten’ wordt steeds de klantengroep ‘prosumenten met een terugdraaiende teller’ bedoeld, zoals gedefinieerd in de tariefmethodologie van de VREG.

het rationeel netgebruik steeds meer aan belang²⁴. Op vandaag houden afnemers te weinig rekening met de capaciteit, en het is bijgevolg hierin dat de VREG een gedragswijziging wil realiseren. Om de mensen bewust te maken van hun capaciteit (= bijv. meerdere zwaardere toestellen gebruiken op eenzelfde tijdstip) worden de distributienetkosten op een manier gefactureerd die de kosten van die capaciteit beter reflecteert. Op deze manier wordt men bewust van het begrip 'capaciteit' en zal dit langzaam zijn intrede vinden in het energielandschap.

De nieuwe tariefstructuur heeft inderdaad een impact op rationeel energiegebruik. Toch bestaat de elektriciteitsfactuur nog altijd voor het grootste deel uit een variabele kost (op basis van de afname van elektriciteit). Voor een gemiddeld gezin bedraagt het variabele deel 68% van de elektriciteitsfactuur (zie consultatie CONS-2016-05). De VREG acht de bewering bijgevolg onterecht dat gezinnen door het capaciteitstarief minder zouden investeren in energiebesparing, gezien het elektriciteitsverbruik nog steeds de belangrijkste factor is om te besparen op de factuur, ook na de introductie van een capaciteitstarief. Bovendien heeft een afnemer de mogelijkheid zijn capaciteit te verlagen, zo het net te optimaliseren en bijgevolg zijn netkosten te zien dalen.

Een wijziging van de tariefstructuur gaat echter gepaard met een verschuiving van de kosten tussen verschillende categorieën van netgebruikers. Een capaciteitstarief heeft mogelijk een effect op kleine afnemers en de energie-efficiëntie, aangezien de huidige tariefdragers op laagspanning vooral gebaseerd zijn op de hoeveelheid door de distributienetgebruiker afgenomen energie. De VREG wenst om deze reden flankerende maatregelen te onderzoeken die de effecten op energie-efficiëntie en grote verschuivingen van de kosten kunnen beperken.

De VREG wenst de energiefactuur voor iedereen betaalbaar te houden en begrijpt dat een hogere vaste kost voor kwetsbare gezinnen voor problemen kan zorgen. Voor beschermde klanten wordt er om deze reden gewerkt met de sociale maximumprijs (federale materie), die tot doel heeft de energiearmoede zo veel mogelijk te beperken.

Bijkomend is de VREG zich ervan bewust dat er meer onderzoek nodig is inzake prijselasticiteiten, gedragsveranderingen, erosie van de financieringsbasis, energie-efficiëntie, energiearmoede etc. en zal deze verder bestuderen om een zo goed mogelijke tariefstructuur te ontwikkelen.

Aangaande de effecten voor huurders (= netgebruiker volgens het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit) stelt de VREG dat de impact voor deze categorie beperkter zal blijven dan blijkt uit de simulaties in het consultatiedocument. Ook huurders mogen in hun hoedanigheid van netgebruikers een aanpassing van hun capaciteit aanvragen. Deze mogelijkheid is niet beperkt tot de eigenaar van de woning.

De VREG onderschrijft het principe dat een capaciteitstarief voor een eerlijkere toewijzing van de kosten zorgt aan de verschillende netgebruikers. De omgekeerde redenering, dat iemand die bijna niets afneemt van het net ook bijna geen kosten veroorzaakt op het net gaat immers niet op. Eigen aan nutsbedrijven is dat het bouwen en onderhouden van de infrastructuur gepaard gaat met kapitaalintensieve investeringen, die als gevolg hebben dat iedere aansluiting gepaard gaat met bepaalde kosten. Deze kosten zijn niet primair afhankelijk van de hoeveelheid elektriciteit die er door loopt, gezien deze infrastructuur immers is gelegd.

Groen argumenteert bijkomend dat het voorliggende voorstel onvoldoende wordt afgestemd op de flexibiliteit van het energiesysteem. De VREG heeft inderdaad voorgesteld om de sturing van vraag

²⁴ Art. 4.1.32, §1, 16° Energiedecreet.

en aanbod over te laten aan de markt, gezien de markt veel sneller kan reageren op prikkels binnen de energietransitie dan gereguleerde tarieven (zie Hoofdstuk IX). Met het huidige voorstel heeft de VREG de bedoeling om diensten rond flexibiliteit en demand-response over te laten aan de markt. De keuze om meer flexibiliteit of dynamische tarieven te introduceren binnen het kader van een capaciteitstarief of dit over te laten aan de markt zal evenwel nog verder onderzocht worden door de VREG. De VREG heeft in de consultatie immers meerdere vragen gekregen om een meer flexibel tarief in te voeren dan het model beschreven in de consultatie. Beide systemen hebben hun voor- en nadelen (zie Hoofdstuk IX). Het is echter nog onvoldoende gekend hoe diensten zullen worden opgezet om flexibiliteit te vermarkten waardoor stakeholders minder geneigd zijn dit model te ondersteunen. Het vermarkten van flexibiliteit is een zaak van zowel vraag als aanbod. Dit betekent dat zowel afnemers van elektriciteit als producenten van elektriciteit (centraal en decentraal) hierin betrokken worden. Dit is het model dat de VREG voor ogen had bij de invoering van het huidige capaciteitstarief. Hierop kunnen dan de decentrale productie-eenheden inspelen, alsook vraagsturing en opslag, om netondersteunende diensten te leveren (zie Hoofdstuk IX).

De VREG onderschrijft dat de voorgelegde tariefstructuur verder kan verbeteren en nog dient te worden uitgebreid. Om deze reden heeft de VREG deze consultatie uitgeschreven om de zienswijzen van alle stakeholders in kaart te brengen. De VREG vindt het jammer dat het Vlaams ABVV vraagt naar alternatieven, maar met deze consultatie geen voorstellen doet ter zake.

Het Vlaams ABVV meent dat de doelstellingen en de noodzaak van een capaciteitstarief onduidelijk zijn. De VREG wenst te benadrukken dat het veiligstellen van de inkomsten van de netbeheerder geen primordiaal uitgangspunt is om een nieuwe tariefstructuur te overwegen. De inkomsten van de distributienetbeheerder worden vandaag immers al in belangrijke mate gegarandeerd in de tariefmethodologie (de dekking van het volumerisico voor de toegelaten inkomsten voor endogene kosten uit energie-afhankelijke tariefdragers en de integrale doorrekening van de exogene kosten). De uitgangspunten waarop het voorstel is gebaseerd werden aangehaald in het consultatiedocument, maar worden hier voor de duidelijkheid nogmaals toegelicht:

- Op het laagspanningsnet is de tariefstructuur voor niet-piekgemeten (of jaargemeten) klanten gebaseerd op de afname (kWh). De kosten voor de netbeheerder zijn echter niet direct afhankelijk van de afname, maar hangen in veel grotere mate af van de capaciteit die de netgebruiker vraagt. Het maximaal vermogen dat een netgebruiker nodig heeft alsook de gelijktijdigheid ervan op het net zijn de belangrijkste kostendragers voor de aanleg van de elektriciteitsnetten. In combinatie met een veranderende energiemarkt kan een hernieuwde tariefstructuur een verbetering aanbrengen aan de kostenreflectiviteit (in de betekenis van de manier waarop de kosten worden toegewezen aan welbepaalde gebruikers van het net).
- De basis van de huidige tariefstructuur is opgemaakt in een periode waarin hernieuwbare energie en zelfproductie nog niet sterk waren doorgedrongen. De opkomst van hernieuwbare energie heeft een sterk effect op de kosten en inkomsten van de distributienetbeheerder en ook op de toewijzing van deze kosten aan de verschillende klantengroepen. Daarom willen we de huidige tariefstructuur evalueren en een aantal wijzigingsvoorstellen consulteren. Decentrale productie zorgt bovendien ook voor lokale congestieproblemen, meer variabiliteit en onvoorspelbaarheid. Hierdoor dringen netwerkverzwaringen zich op.
- Door verandering van het energieverbruik stijgt ook de gelijktijdigheid van het net. Hierdoor neemt men op eenzelfde tijdspanne meer af van het net. Hierdoor stijgt de piekbelasting waardoor bijkomende investeringen (= kosten voor de netgebruiker) noodzakelijk zijn. Er is bijgevolg nood aan meer afstemming tussen vraag en aanbod, en bijgevolg ook een sterke nood aan gedragsverandering.

- De distributienetbeheerders hebben daarnaast ook te maken met een daling van de afname van elektriciteit op het distributienet. Dit betekent niet noodzakelijk dat het elektriciteitsverbruik gedaald is. Omwille van zelfproductie treedt er immers een verschil op tussen de afname van het distributienetwerk en het werkelijke elektriciteitsverbruik. De stijging van de elektriciteitsproductie op het distributienetwerk heeft er ook voor gezorgd dat de capaciteit in bepaalde gebieden onder druk komt. Deze capaciteit is bij de historische netaanleg vooral gedimensioneerd op de behoeften van de afnemers, en hield geen rekening met de behoeften inzake aansluiting van decentrale productie (injectie). Uiteraard hebben de netbeheerders ondertussen hun strategieën inzake beheer van activa (gaande van de initiële investeringen over de exploitatie ervan tot aan het eind van de levensduur van de activa) aangepast aan de nieuwe ontwikkelingen. Dit weerspiegelt zich evenwel nog niet in de tariefstructuur, in het bijzonder voor de klantengroepen op laagspanning.
- Dat het huidige model niet toekomstbestendig is, kan blijken uit een eenvoudige gedachtenoefening. Naarmate er meer decentrale productie wordt geïntegreerd op de netten, daalt de financieringsbasis inzake van het net afgenomen elektriciteit. Zelfs indien de bruto afname kan worden gemeten, zou er door het ogenblikkelijk verbruik van de productie ter plaatse een daling van de afname worden geregistreerd. Als deze basis als tariefdrager behouden blijft, zal het eenheidstarief per afgenomen hoeveelheid energie moeten stijgen, in de veronderstelling dat de kosten voor de netbeheerder ongewijzigd blijven. Uiteindelijk zal de laatste netgebruiker die nog een hoeveelheid energie van het net afneemt, voor de volledige netkost moeten dragen. Nochtans gebruiken ook de netgebruikers die op een bepaald ogenblik geen energie afnemen of injecteren het net, in de zin dat de frequentie en de spanning wordt gestabiliseerd, en vooral dat de mogelijkheid geboden wordt om de capaciteit ter beschikking te hebben op elk ogenblik dat de lokale productie en het lokale verbruik niet perfect met elkaar in evenwicht zijn. De energie die wordt uitgewisseld met het distributienet is bijgevolg minder geschikt als kostenreflectieve tariefdrager. In het veranderende energielandschap waarbij netgebruikers sterk verschillende profielen hebben, is het dus zaak om de link tussen kostenveroorzaker en tariefbetaler te herbekijken.
- Bovendien zal een capaciteitstarief een prikkel geven voor het efficiënt gebruik van het net. De beschikbare netcapaciteit zal hierdoor beter benut kunnen worden. Op termijn zal dit leiden tot een verlaging van de totale kosten van het beheer en de aanleg het net. De exploitatie wordt weliswaar complexer, en daardoor ook duurder, maar dit wordt meer dan gecompenseerd door een verlaging van de hoeveelheid te financieren activa. Bijgevolg verwachten we dat de nieuwe structuur een verlaging van (het netgebonden aandeel in) de distributienettarieven in de hand kan werken. Een bijkomend voordeel is dat de nieuwe structuur ook zou moeten zorgen voor meer stabiliteit in de nettarieven (minder afhankelijk van het volume van de afgenomen energie, aldus minder opbouw van tarifaire tekorten en overschotten met minder tariefschokken door hun daaropvolgende doorrekeningen en ontstaan van nieuwe tekorten en overschotten, enzovoort).

Om te komen tot het voorstel van de capaciteitstarieven heeft de VREG uitgebreid onderzoek gevoerd naar deze tariefstructuur, zowel binnen als buiten België. Hiervoor werden er verschillende contacten gelegd met andere regulatoren, de Europese Commissie en werden o.a. volgende documenten geraadpleegd:

- Rocky Mountain Institute, A review of alternative rate desigs – industry experiences with time-based and demand charge rates for mass-market customers, May 2016
- Eurelectric position paper on network tariffs, March 2016

- Study on tariff design for distribution systems, Final Report Prepared for: DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY and DIRECTORATE B – Internal Energy Market, January 2015
- Breukers, S., and R.M. Mourik, The end-users as starting point for designing dynamic pricing approaches to change household energy consumption behaviours, Report for Netbeheer Nederland, Projectgroep Smart Grids (Pg SG), DuneWorks, March 2013
- DECC “Demand Side Response in the domestic sector- a literature review of major trials”, Department of Energy & Climate Change, UK, August 2012
- CEER Position Paper on Renewable energy self-generation, Ref: C16-SDE-55-03, 16 September 2016
- CEER Position Paper on Principles for valuation of flexibility, Ref. C16-FTF-09-03, 12 July 2016
- CEER Discussion Paper on Scoping of flexible response, Ref. C16-FTF-08-04, 3 May 2016
- The Future Role of DSOs, A CEER Conclusions Paper, Ref. C15-DSO-16-03, 13 July 2015
- CEER Advice on Ensuring Market and Regulatory Arrangements help deliver Demand Side Flexibility, Ref: C14-SDE-40-03, 26 June 2014
- A 2020 Vision for Europe’s energy customer, CEER and BEUC Joint Statement, 13 November 2012 updated in June 2014
- ACER Market Monitoring Report 2016, September 2016
- Joint ACER-CEER response to the European Commission’s Consultation on a new Energy Market Design, 7 October 2015
- Energy Regulation: a Bridge to 2025, Conclusions Paper, 19 September 2014

Deze documenten, de raadpleging van een groot aantal documenten op het internet, het gepleegde overleg met stakeholders en het plegen van overleg met Belgische en Europese experts voorafgaand aan de consultatie hebben ervoor gezorgd te besluiten dat het capaciteitstarief als mogelijkheid wordt beschouwd om in te spelen op het nieuwe energielandschap.

3.1.4. Zienswijze 4.

Zienswijze	Bezorgdheid capaciteitstarief voor decentrale productie
Belanghebbende(n)	COGEN Vlaanderen

Reactie belanghebbende(n)

COGEN Vlaanderen stelt dat hoe meer de tarieven verschuiven naar een capaciteitstarief, hoe nadeliger dit is voor WKK-installaties met lokaal verbruik. Als belangrijkste aanleiding voor de verschuiving naar een capaciteitstarief wordt verwezen naar de afnemende facturatiebasis omwille van o.a. de toename van decentrale productie in combinatie met de terugdraaiende teller. Het huidige voorstel lijkt bovendien voornamelijk te streven naar een ‘efficiënte’ benutting van het net, eerder dan naar een ideale inzet van dat net in een globaal efficiënt systeem. Het capaciteitstarief zou immers een prikkel vormen om de gemiddelde aansluitcapaciteit te verlagen, of de gemiddelde gebruiksduur te verhogen. Dat dit niet samenloopt met de ruimere doelstellingen van minder energieverbruik en meer duurzame elektriciteitsproductie wordt niet meegenomen.

Eerder dan een ‘efficiënte’ benutting van het net na te streven, moet volgens COGEN Vlaanderen gezocht worden naar een uitbating die de totale kost voor de eindgebruiker minimaliseert. Daarbij moet overigens ook rekening gehouden worden met de kosten voor een aantal andere maatschappelijke vereisten (bijvoorbeeld verlaging CO2-uitstoot). Het is erg onwaarschijnlijk dat beide optima – die van de DNB’s en die van de maatschappij als een geheel – samenvallen. In het

huidige voorstel wordt echter voornamelijk aandacht besteed aan het optimaliseren van de efficiënte benutting van de netten zelf. Dat kostenreflectiviteit en efficiëntie als belangrijke drivers voor de omschakeling worden aangehaald is dan ook verwonderlijk. Op geen enkele manier wordt zekerheid geboden dat de beoogde doelstellingen behaald worden door het huidige voorstel. Integendeel: voor sommige zou men eerder tegengestelde effecten verwachten.

Het eerste beginsel inzake de tarieven is de kostenreflectiviteit (Derde Elektriciteitsrichtlijn). Volgens COGEN Vlaanderen wordt hier in het voorgelegde tariefmodel niet aan voldaan om een aantal redenen:

- De synchroniciteit van het gebruik (afname/injectie) wordt op geen enkele manier in rekening gebracht. Iemand die eenmaal per jaar een bepaalde capaciteit vraagt, betaalt evenveel als een ander die dezelfde capaciteit continu benut. De netkosten voor het eerste type gebruiker zijn echter beduidend lager, gezien met de stochastische component van de vraag rekening gehouden wordt bij het dimensioneren van het net.
- Er wordt zowel voor injectie als voor afname een capaciteitstarief aangerekend. Wanneer een zekere afnamecapaciteit aanwezig is brengt een beperkte injectiecapaciteit echter geen bijkomende netkosten met zich mee, gezien de bestaande infrastructuur dat probleemloos kan opvangen. Hiervoor zouden dus geen extra kosten mogen aangerekend worden. Hetzelfde geldt voor een beperkte afname bij een installatie die voornamelijk injecteert.
- De Energie-efficiëntierichtlijn bepaalt dat de nettarieven de kostenbesparingen moeten weerspiegelen die behaald worden door (o.a.) gedistribueerde opwekking. Wanneer de volledige netkosten via een capaciteitstarief worden doorgerekend kan de vermindering van netverliezen die daarmee gepaard gaat echter niet gecompenseerd worden (tenzij de injectie-capaciteit hiervoor wordt vergoed).

De richtsnoeren van het Energiedecreet bepalen dat de structuur van de tarieven rationeel gebruik van energie moeten bevorderen. Een capaciteitstarief kan dit volgens COGEN Vlaanderen niet. Daarnaast bepalen deze richtsnoeren ook dat de tarieven kostenreflectief en een realistische weergave moeten vormen van de kostenvoordelen die voortvloeien uit decentrale productie.

Reactie VREG

De VREG bevestigt dat de afnemende facturatiebasis één van de redenen is om een capaciteitstarief in te voeren. Dit wordt echter niet veroorzaakt door prosumenten, gezien zij inderdaad hun bijdrage betalen via het prosumententarief. Het gaat hierbij deels om de positieve gevolgen van doorgedreven energie-efficiëntie, maar ook andere ingrepen van netgebruikers om de afname via het distributienet te beperken (en zo distributiekosten aangerekend per kWh te vermijden) hebben een effect. In het geval de kosten gelijk blijven, en de afnamebasis van elektriciteit vermindert, dienen de tarieven per kWh steeds te worden verhoogd. Een verminderde afname van elektriciteit zorgt immers niet evenredig voor een daling van de netkosten. De netkosten zijn immers niet hoofdzakelijk afhankelijk van de afname, maar wel van de capaciteit. Een verminderde capaciteit (zowel individueel alsook gelijktijdig) is een belangrijker factor in het verminderen van de netkosten.

De synthetic load profielen (SLP's) voor gezinnen tonen een zeer eenduidig profiel met sterke belasting op de avondpiek (16-21h). Deze avondpiek bepaalt voor een groot deel de maximale aansluitingscapaciteit voor een gezin, gezien tijdens deze periode veel elektrische apparaten tegelijk worden gebruikt en deze bovendien een groot vermogen vragen (bijv. kookplaten, frituse, oven, afwasmachine etc.). Deze avondpiek draagt bijkomend ook bij aan de gelijktijdigheid van het net,

waardoor deze avondpiek een zeer belangrijke parameter vormt voor de netgebonden distributiekosten.

Het klopt dat een éénmalig capaciteitsgebruik (bijv. een piek van 22 kVA door het particulier gebruik van een lasapparaat) wordt bestraft zelfs als dit buiten de piekmomenten valt. Het tijdstip van capaciteitsgebruik kan op vandaag echter niet gemeten worden, en is er bijgevolg enkel een mogelijkheid om de capaciteit in zijn geheel te zien (gemiddeld op jaarbasis). In de toekomst kan dit probleem mogelijk aan de hand van een slimme meter worden verholpen.

Aangaande het injectietarief is de VREG het oneens met de stelling dat injectie niet voor bijkomende kosten zorgt. Tijdelijk en/of lokaal kan injectie wel helpen om de netbelasting te verminderen, echter in zijn totaliteit veroorzaakt injectie wel degelijk kosten (zie Hoofdstuk X).

De richtsnoeren van het Energiedecreet bepalen de verschillende beginselen waaraan de tariefmethodologie en de tarieven moeten voldoen. Deze principes gaan niet altijd hand in hand, gezien deze niet altijd dezelfde doelstelling hebben. De VREG wenst desalniettemin een tariefstructuur uit te bouwen die toekomstvast is en die rekening houdt met het algemeen energiebeleid zoals gedefinieerd op Europees, federaal en gewestelijk niveau (art. 4.1.30, §2 Energiedecreet).

De VREG is zich door veelvuldig stakeholdersoverleg bewust van de problematiek van decentrale productie, en WKK's in het bijzonder, onder een capaciteitstarief. De tarieven voor WKK's kunnen in een dergelijk scenario immers stijgen door de aard en het doel van de installatie. De VREG zal daarom onderzoeken of er flankerende maatregelen mogelijk zijn voor de overgang naar capaciteitsgebonden tarieven, met inachtnaam van de verschillende beginselen en het wetgevend kader.

3.1.5. Zienswijze 5.

Zienswijze	Voor- en nadelen van een capaciteitstarief
Belanghebbende(n)	Vlaamse Ombudsdienst ODE Vlaanderen FEBEG

Reactie belanghebbende(n)

De Vlaamse Ombudsdienst meldt dat overstappen op eenzelfde capaciteitstarief voor het aansluitingsvermogen als voordeel heeft dat heel wat lopende discussies en ongenoegen (tot en met gerechtelijke procedures) tussen VREG, klanten LS en prosumenten verdwijnen en niemand zich nog benadeeld of bevoordeeld moet of kan voelen. Samen met de invoering van slimme meters is er ook een volledige gelijkschakeling mogelijk wat betreft de aanrekening van de openbardienstverplichtingen en toeslagen. Hierdoor zal er waarschijnlijk een speelveld ontstaan waardoor investeren in bijvoorbeeld PV-installaties gewoon neutraal kan bekeken worden. Ook bij de Vlaamse Ombudsdienst zal daardoor het klachtenbeeld van het prosumententarieff waarschijnlijk verdwijnen (al heeft de vaste term zoals nu voorgesteld de potentie in zich om als ongelijke behandeling ten opzichte van PV-eigenaars beschouwd te worden.). Om toe te laten dat mensen bepaalde (rationele) keuzes maken is het beter dat het speelveld neutraal is, eerder dan dat er allerlei polemieken worden. In die zin heeft dit tarief het potentieel in zich om investeringen in groene energie mee te ondersteunen.

Volgens ODE Vlaanderen is het positief dat, in antwoord op de uitdaging van meer decentrale elektriciteitsproductie en de opkomst van warmtepompen, elektrische voertuigen en batterijopslag de distributienetbeheerders en de VREG voorstellen om de inningsbasis voor de distributienettarieven te verschuiven van energiegebruik naar aansluitingscapaciteit. Dit zou als belangrijkste doelstelling hebben het verbruiksprofiel van consumenten af te vlakken op een zo laag mogelijk niveau, zodat de gemiddelde benutting van het distributienet kan stijgen en minder grote investeringen nodig zijn om de nieuwe gebruikstrends op te vangen. Daarbij wil men consumenten indirect ontmoedigen elektriciteit uit te wisselen met het net. Een dergelijke nieuwe tariefstructuur zal de aankoop van batterijen door individuele consumenten en prosumenten stimuleren. Een tarief op aansluitingscapaciteit laat ook toe om de kosten van de netaanpassingen voor de energietransitie te spreiden over consumenten, in plaats van ze te concentreren op diegenen die niet (kunnen) investeren in decentrale productie. Dit zou de toepassing van het huidige “prosumententarief” overbodig maken.

Daartegenover staan volgens ODE echter een aantal mogelijke niet te onderschatten nadelen. Sommige gevolgen van eenvoudige capaciteitstarieven gaan in tegen de basisprincipes van het artikel 4.1.32 §1 van het Energiedecreet inzake het rationeel energiegebruik, energie-efficiëntie en marktdeelname van vraagbeheer:

- Capaciteitstarieven verlagen de incentive voor energiebesparing en investering in eigen (hernieuwbare) productiemiddelen. Een capaciteitstarief zal tot langere terugverdientijden leiden voor bestaande productie-installaties en energie-efficiënte maatregelen en zou daardoor de rendabiliteit van sommige projecten kunnen ondermijnen. Daarbij is het van belang aan te stippen dat de meeste energiebesparende ingrepen zowel invloed hebben op de verbruikte energie als op het te installeren vermogen. Deze invloed kan echter sterk verschillen naargelang de ingreep. Sommige ingrepen hebben een gelijkaardige invloed op beide termen, de rendabiliteit ervan zal nauwelijks beïnvloed worden door tariefstructuurwijzigingen (voorbeeld: isoleren leidt tot een lager warmtepomp-vermogen en tot een lager warmtepomp verbruik). Andere maatregelen hebben vooral invloed op het energieverbruik en nauwelijks op het te installeren vermogen (voorbeeld PV): de rentabiliteit van deze energie-efficiënte ingreep zal dalen. Nog andere maatregelen hebben vooral invloed op het te installeren vermogen en nauwelijks op het energieverbruik (voorbeeld batterijbuffering): de rendabiliteit van deze energie-efficiënte ingreep zal stijgen. De voorgestelde capaciteitstarieven zullen volgens ODE een verschuiving veroorzaken van energiebesparende maatregelen naar vermogensbesparende maatregelen, waardoor de ambities op vlak van energiebesparing en CO₂-reductie in het gedrang kunnen komen.
- Aangezien energiebesparing en hernieuwbare energieproductie verder moeten toenemen betekent de invoering van een capaciteitstarief dat de Vlaamse overheid bijkomende financiële ondersteuning of hogere REG premies (via de DNB's) zal moeten invoeren. Dat op een moment waar bijvoorbeeld residentiële PV vandaag rendabel is enkel op basis van saldering door de terugdraaiende teller. ODE is voorstander van een vervanging van de terugdraaiende teller door een slimme meter bij PV-eigenaars die het mogelijk maakt geïnjecteerde zonnestroom beter te valoriseren en zo ook geschikte dakoppervlaktes maximaal te kunnen benutten. Vandaag beperkt de terugdraaiende teller de dimensionering van PV systemen op het lokale verbruik, wat een verspilling van dakoppervlak betekent en ook niet toekomstgericht is, gegeven de toenemende elektrificering bij huishoudens. De invoering van een capaciteitstarief zal het volgens ODE moeilijker maken om residentiële PV in een dergelijk model rendabel te maken zonder bijkomende ondersteuning.

- Capaciteitstarieven moedigen vlakke afnameprofielen aan, wat valorisatie van netondersteuning en gebruik van een overaanbod aan hernieuwbare energie door stuurbaar vraagbeheer moeilijker en duurder maakt.
- Een tarief gebaseerd op de maximale capaciteit veroorzaakt verschuivingen binnen en tussen de verschillende categorieën van netgebruikers. De invoering van een capaciteitsterm voor injectie discrimineert wind en PV-installaties ten opzichte van basislastinstallaties.
- Een capaciteitstarief houdt geen rekening met de mogelijke baten van decentrale productie, en de netondersteunende diensten die decentrale productie, vraagsturing en opslag kunnen leveren. De elektriciteitsproductie van WKK-installaties, die zowel op micro- als op macroschaal synchroon loopt met het verbruik van elektriciteit, ontlast in belangrijke mate het net en reduceert netverliezen. Daarnaast leggen de netbeheerders meer en meer eisen op aan decentrale producenten voor het leveren van allerlei systeemdiensten (bvb. reactief vermogen, fault ride through, flexibiliteit), eisen die kostenverhogend werken voor de investeerders. Toch moeten deze producenten in alle gevallen extra betalen door het voorgestelde capaciteitstarief, zelfs wanneer de productie-installatie aantoonbaar kostenverlagend werkt voor de netbeheerder.
- ODE pleit voor een goed congestiemanagement, dat bijkomend een efficiënt gebruik van het net tegen de laagste kost mogelijk maakt en zo ook de tarieven scherp kan houden. Het is al te eenvoudig om via een capaciteitstarief alle inspanningen af te schuiven op de afnemer.

FEBEG ziet voor midden- en hoogspanning een gewijzigde manier van inkomstenvergarig door de DNB, die tot voordeel heeft deze een stabiel inkom te geven en te vermijden dat bijkomende infrastructuur nodig is (ongeacht het voorkomen van congestie). Febeg vraagt verder te kijken dan deze doelstelling. Doordat elke piek er een te veel en te hoog is (hij wordt een gans jaar meegenomen in de netfactuur), gaat dit in tegen flexibeler inzetten van eenheden (productie en/of afname) en tegen de natuur van variabele productie.

Financiële afwegingen vanuit de netbeheerder mogen dus niet de enige drijfveer zijn voor een wijziging van de tariefstructuur. Nettetarieven moeten, naast het bieden van een correcte vergoeding voor de netkosten, aansturen op een efficiënte netuitbating en efficiënt netgebruik. FEBEG pleit voor een weloverwogen capaciteitstarief dat de tarieven en dus de facturen naar de klant overzichtelijk maakt en waarbij de transitie naar hernieuwbare energie en innovatieve diensten (vb. batterijen) ondersteund wordt.

Reactie VREG

De VREG beseft dat elke tariefstructuur gepaard gaat met zowel voor- als nadelen, wat de belanghebbenden hierbij ook hebben bevestigd, en geeft hierbij een antwoord op de gegeven opmerkingen.

- Zoals beschreven in de consultatie hebben capaciteitstarieven een effect op energie-efficiëntie. De tariefdrager wijzigt van hoeveelheid afgenomen energie naar capaciteit van de aansluiting waardoor afnemers van elektriciteit met een lage afname hun kosten kunnen zien stijgen, en grote afnemers hun kosten zien dalen. De VREG wenst echter te benadrukken dat het grootste gedeelte van de factuur voor een gemiddeld gezin nog altijd gebaseerd is op de afname van elektriciteit. Om deze reden doet de consument er nog steeds alle voordeel bij om zijn elektriciteitsafname te beperken. Desalniettemin begrijpt de VREG de verschuivingen die dit effect kunnen veroorzaken, en

zullen we flankerende maatregelen onderzoeken met inachtnaam van zowel rationeel energiegebruik als rationeel netgebruik²⁵.

- De capaciteitstarieven kunnen een effect hebben op producenten van hernieuwbare energie. Zo werd in de consultatie duidelijk dat bedrijven met zonnepanelen gemiddeld genomen dalen in hun distributiekosten. Daartegenover staat dat de distributiekosten voor windenergie zouden stijgen. Dit effect is onlogisch gezien dat de productie van zonne-energie gepaard gaat met een slechtere utilisatiegraad van de capaciteit dan deze van windenergie. De oorzaak hiervan is dan ook te vinden in het basistarief: voor injectie bestaat het basistarief uit de kosten voor het systeembeheer en de meet- en telactiviteit. De meet- en telkosten variëren tussen 805 – 830 EUR/jaar (2016)²⁶. In het geval dat de geproduceerde elektriciteit van 100 kW zonnepanelen volledig wordt geïnjecteerd op het net (geen eigen verbruik), bedraagt de totale kost in de huidige tariefstructuur zo'n 1.210 EUR/jaar (zie bijlage 5 van CONS-2016-05). De meet- en telkosten vormen hierin bijgevolg een belangrijk aandeel (68%).

In het voorstel van de nieuwe tariefstructuur werd er geopteerd voor een basistarief in te voeren om de complexiteit te verminderen. Doordat het aandeel van de meet-en telkosten erg hoog is voor geïnjecteerde zonne-energie leidt dit tot een stijging van de distributienettarieven voor windenergie. De VREG zal bijgevolg de samenstelling van het basistarief evalueren (zowel voor injectie als voor afname) om onlogische verschuivingen te voorkomen en om een betere kostenreflectiviteit te waarborgen.

- De VREG gaat slechts gedeeltelijk akkoord met de bewering dat er een verschuiving zal plaatsvinden van energiebesparende maatregelen naar vermogensbesparende maatregelen. De afnamecomponent binnen de factuur blijft immers het grootste aandeel behouden, en dit zowel voor gezinnen als voor kleine bedrijven. Het belang van de tariefdrager capaciteit zal inderdaad meer onder de aandacht komen, wat de VREG ook nastreeft. Afnemers van elektriciteit moeten zich zowel bewust worden van efficiënt energiegebruik als van efficiënt netgebruik. Dit is een noodzakelijke stap in de energietransitie naar meer decentrale (variabele en minder voorspelbare) productie.
- Bepaalde maatregelen gericht op rationeel energiegebruik worden gesubsidieerd via de REG premies (bijv. isolatie, warmtepomp). Het klopt dat de rentabiliteit van bepaalde investeringen wordt beïnvloed (zowel in de positieve als in de negatieve zin) door het voorgelegde capaciteitstarief, maar we verwachten dat dit vrij beperkt zal blijven. Het is uiteraard niet de bedoeling dat de investeringen voor REG minder rendabel worden zodat de REG premies moeten worden verhoogd. Dit zou een vicieuze cirkel zijn. De VREG zal flankerende maatregelen bekijken, waardoor het effect op energie-efficiëntie ten gevolge van de invoering van een capaciteitstarief zou worden geneutraliseerd.
- Prosumënten met een terugdraaiende teller genieten vandaag van een financieel voordeel op hun investering door de saldering van de terugdraaiende teller. De distributie- en transportkosten worden aan prosumënten bijgevolg aangerekend door middel van het prosumententarief. Op vandaag betalen prosumënten bijgevolg een groot deel van hun distributiekosten (zowel netgebonden als niet-netgebonden) op basis van de capaciteit van hun omvormer en niet op basis van hun elektriciteitsafname, omdat deze vaak nul of negatief is. Onder een capaciteitstarief blijven de prosumënten hun distributiekosten betalen op basis van een capaciteit, maar deze zal wijzigen van de capaciteit van de omvormer naar

²⁵ Art. 4.1.32, §1, 16° Energiedecreet.

²⁶ De consultatie en het consultatieverslag worden gebaseerd op de tarieven van 2016 (voortbouwend op de simulaties en de resultaten hiervan). In 2017 zijn de meet- en telkosten significant gedaald. De tarieven voor 2017 zijn gebaseerd op de nieuwe Tariefmethodologie 2017-2020. Onder meer op het vlak van meet- en teltarief zijn er aanpassingen waarvan de invloed verder moet worden onderzocht.

de capaciteit van het aansluitingsvermogen. Het is bijgevolg de hoogte van het aansluitingsvermogen dat bepalend zal zijn voor hun distributiekosten. Prosumënten moeten hun aansluitingsvermogen niet verhogen omdat ze over zonnepanelen beschikken, zij kunnen hetzelfde aansluitingsvermogen behouden (als zonder zonnepanelen).

- Gezien de capaciteitstarieven weinig flexibel zijn gestructureerd wordt er gesuggereerd dat dit vlakke afnameprofielen aanmoedigt. De VREG heeft echter de bedoeling om diensten rond flexibiliteit over te laten aan de markt. De markt zal immers sneller reageren op veranderingen dan een monopolist (zie Hoofdstuk IX). De keuze om meer flexibiliteit in de tarieven te introduceren binnen het kader van een capaciteitstarief of dit over te laten aan de markt zal nog verder onderzocht worden door de VREG. De VREG heeft via de consultatie immers meerdere vragen gekregen om een meer flexibel tarief in te voeren dan het huidige model. Beide systemen hebben hun voor- en nadelen. Het is echter nog onvoldoende gekend hoe diensten zullen worden opgezet om flexibiliteit te vermarkten, waardoor stakeholders minder geneigd kunnen zijn dit model te ondersteunen. Het vermarkten van flexibiliteit is een zaak van zowel vraag als aanbod. Dit betekent dat zowel afnemers van elektriciteit als producenten van elektriciteit (centraal en decentraal) hierin betrokken worden. Dit is het model dat de VREG voor ogen heeft bij de invoering van een capaciteitstarief. Hierop kunnen de decentrale productie-eenheden dan inspelen, alsook vraagsturing en opslag, om netondersteunende diensten te leveren.

3.1.6. Zienswijze 6.

Zienswijze	Tariefstructuur van nutsbedrijven
Belanghebbende(n)	René Bosmans

Reactie belanghebbende(n)

De heer Bosmans gaat in tegen een capaciteitstarief omdat dit volgens hem ingaat tegen alle logica. Als voorbeeld haalt hij o.a. aan dat *“wanneer u een pc gebruikt, betaalt u volgens hoeveel u downloadt en hoeveel u uploadt, volgens verbruik en niet volgens de capaciteit van de PC”*. Het is voor de heer Bosmans dan ook niet meer dan logisch dat men moet betalen op basis van het gebruik van het distributienet.

Bijkomend vindt Mr Bosmans het onterecht dat de groep gebruikers (producenten) van alternatieve energie het distributienet dubbel gebruikt (afname en injectie) en tot nu toe er bijna niets aan moet bijdragen. De afnemers die geen alternatieve energiebronnen hebben en enkel afnemers zijn, zijn volgens Mr Bosmans wel verplicht om een bijdrage te doen aan het distributienetwerk.

Reactie VREG

De VREG begrijpt dat de belanghebbende het logischer vindt dat bepaalde zaken moeten betaald worden op basis van het ‘gebruik’. Binnen de energiecontext spreekt men in dit verband over de afname en het verbruik van elektriciteit. De kostenstructuur van infrastructuur, waaronder netbeheer behoort, is echter anders dan deze in andere sectoren. Eigen aan infrastructuur is dat het gepaard gaat met grote kapitaalintensieve investeringen die zorgen voor een groot aandeel van vaste kosten. Een distributienetbeheerder verkoopt ook geen elektriciteit, hij stelt enkel zijn netwerk ter beschikking voor andere partijen (leveranciers, producenten) die hierlangs hun energie transporteren.

De kosten van het distributienet vertalen zich via de netkosten in de capaciteiten. Om deze reden staat de VREG achter het principe om de capaciteit als basis te gebruiken voor de financiering van de netkosten in plaats van de afname van elektriciteit.

Bij andere infrastructuur gebonden sectoren is dit net hetzelfde: voor televisie betaalt u één bedrag per maand en hierbij maakt het niet uit of er veel of weinig naar de televisie wordt gekeken. Voor internet (het voorbeeld dat wordt aangehaald) wordt er ook steeds vertrokken van een minimumbedrag: indien u gebruik maakt van internet voor de computer of de gsm, krijgt de klant een pakket van een aantal GB ter beschikking. Indien de klant kiest om 1 GB te verbruiken, betaalt de klant voor de volledige 1 GB ook als er uiteindelijk niets aan internetdata wordt verbruikt. Ook bij telefonie gaat eenzelfde principe op: voor de vaste lijn moet er vaak maar één bedrag per maand betaald te worden en is het grootste gedeelte van de gesprekken gratis binnen dit bedrag.

Bijgevolg kunnen we stellen dat nutsbedrijven hogere vaste kosten hebben. Sommigen rekenen deze als vaste kost of door een hoger minimum aan te rekenen (bijv. televisie, vaste telefonie of internet), terwijl we voor de aanrekening van de distributienetkosten ons baseren op de capaciteit. Hierdoor heeft een afnemer meer impact op de kosten door de capaciteit te optimaliseren.

3.1.7. Zienswijze 7.

Zienswijze	Pilootprojecten binnen een capaciteitstarief
Belanghebbende(n)	Smart Grids Flanders

Reactie belanghebbende(n)

Smart Grids Flanders pleit voor het ondernemen van een pilootproject gedurende een jaar in het kader van een regelluwe zone waarbij in een kleine representatieve steekproef ervaring wordt opgedaan met het veranderingsgedrag en ongewenste impact van dergelijke verandering in tarifiering.

Het capaciteitstarief bevat onmiskenbaar enkele goede aspecten die de introductie van nieuwe technologie alsook de transitie naar een systeem met meer hernieuwbare energie ten goede komen. Het staat toe om nieuwe businessmodellen en nieuwe marktopportunities te creëren waarbij de Vlaamse industrie zijn sterktes kan uitspelen. Daar staat tegenover dat de impact van een dergelijke beslissing niet kan en mag onderschat worden en dat het mogelijk maken van een technologische ondersteuning een sine qua non is, wat ook veranderingen aan het regulatorisch kader vergt. Het is duidelijk dat bij het introduceren van een nieuwe tariefstructuur niet over een nacht ijs kan gegaan worden. Het is het voorstel van Smart Grids Flanders om dergelijk tarief eerst te introduceren in een beperkte (bij voorkeur regelluwe) zone waarin ervaring kan opgedaan worden over de impact van dergelijke veranderingen in het tariefstelsel. De opgedane ervaringen kunnen dan meegenomen worden in de verdere optimalisering van het systeem en eventuele criticasters mee overtuigen. In het kader van het speerpuntenbeleid van het kabinet Innovatie, is Smart Grids Flanders van plan dergelijke proeftuinen te faciliteren vanaf januari 2017. Smart Grids Flanders staat open om, samen met VREG en het kabinet Energie, te bespreken hoe dergelijke proeftuin praktisch kan gerealiseerd worden.

Reactie VREG

De VREG dankt Smart Grids Flanders voor het voorstel om proeftuinen te introduceren om ervaring op te doen over de impact van een capaciteitstarief. Dergelijke regelluwe zones moeten uiteraard worden opgericht binnen een rechtszeker kader. In voorkomend geval zal de VREG dit voorstel samen met andere onderzoekspistes bekijken om eventuele onduidelijkheden binnen de nieuwe tariefstructuur te bestuderen.

Smart Grids Flanders laat zich positief uit over het voorgelegde (in flexibiliteit beperkte) capaciteitstarief. Dit model laat inderdaad toe om nieuwe business modellen en marktopportunities te creëren, gezien de flexibiliteit en de vraagsturing wordt overgelaten aan de markt. De VREG ontving echter meerdere reacties tegen het huidige voorstel, in de richting van een meer gereguleerde aanpak in de vorm van slimmere tarieven. De VREG gaat hier verder onderzoek naar voeren om zo tot het meest geschikte model te komen.

3.1.8. Zienswijze 8.

Zienswijze	Het voorstel is niet in lijn met de geldende wetgeving
Belanghebbende(n)	Vlaams ABVV

Reactie belanghebbende(n)

Het Vlaams ABVV is van mening dat het voorliggende voorstel de indruk wekt dat het capaciteitstarief de enige manier is om te komen tot een “kostenreflectieve” tariefstructuur. Er is volgens hen echter geen steun te vinden voor die stelling in het Europees recht en in Belgische rechtspraak ter zake. Er is een belangrijk debat aan de gang over de vraag in welke mate de kosten van de DNB's nu al dan niet toegewezen kunnen worden aan het aangesloten vermogen. Daarrond bestaan belangrijke twijfels. Verder wijzen studies (en de bestaande verschillen in tarieven tussen de verschillende DNB's) uit dat andere elementen, zoals een gebiedsfactor, wel van invloed zijn op de kostenstructuur.

Bovendien houdt volgens het Vlaams ABVV het voorliggende voorstel (zeker voor laagspanning) geen rekening met het tijdstip gedurende de dag of het jaar waarop piekafnames of piekinjecties zich voordoen, terwijl dat veel belangrijker is in het kader van de congestieproblematiek dan het aangesloten vermogen. Overigens is de behoefte aan bijkomende investeringen in het distributienet om te verhelpen aan congestieproblemen, geen algemene behoefte voor het volledige net maar een behoefte voor welbepaalde stukken van het net waar congestie zich voordoet. Het voorliggende voorstel houdt – voor laagspanningsklanten – evenmin rekening met het effectief benutte vermogen. Dat is volgens het ABVV problematisch voor de grote groep van klanten die onvoldoende vertrouwd is met de technische aspecten van het gebeuren om werk te kunnen maken van een verkleining van het aangesloten vermogen. Deze groep zou dus benadeeld kunnen worden, wat problematisch is vanuit sociaal oogpunt.

De belanghebbende vreest dat het voorstel de toets van een toekomstvast tarief niet doorstaat. In plaats van nu een tijdelijke oplossing in te voeren die onvoldoende stuurt en die bovendien ongewenste neveneffecten heeft, pleit het Vlaams ABVV voor een flexibelere en slimmere tariefzetting die een energiezuinig gedrag beloont, en de integratie van hernieuwbare energie, een afstemming van verbruik op productie en een elektrificatie van verwarming en transport bevordert. Die tariefzetting moet volgens het Vlaams ABVV worden afgestemd op de verdere ontwikkelingen

van een slim netbeheer (in het bijzonder de gefaseerde uitrol van slimme meters). Een capaciteitsgebonden component kan enkel als deze rekening houdt met het effectief gebruikte piekvermogen en het tijdstip van verbruik. Bovendien moet daarnaast de garantie blijven bestaan op voldoende prikkels voor energie-efficiëntie (en dus een kWh gebaseerd prijssignaal).

Reactie VREG

Het Vlaams ABVV vermeldt dat er geen steun te vinden is voor capaciteitstarieven in het Europees Recht. Deze uitspraak is onterecht, en minstens misleidend van aard. De verplichtingen uit het EU-recht die bindend zijn ten aanzien van de VREG, zijn opgenomen in het Energiedecreet bij decreet van 27 november 2015, onder de beleidsrichtsnoeren die de VREG in acht moet nemen bij de opmaak van de tariefmethodologie²⁷. De VREG houdt rekening met alle bindende beginselen en criteria die beschreven worden in de betrokken wetgevende instrumenten, maar heeft voor het overige weldegelijk een beleidsmarge ter zake (Zie reactie VREG op Zienswijze 1). De Europese regelgeving pleit niet voor of tegen capaciteitstarieven, mits de bindende bepalingen door de regulator in acht worden genomen. De keuze van de tariefstructuur wordt overgelaten aan de regulator. Een richtsnoer die deze keuze zou maken in plaats van de regulator, zou kennelijk geen algemene beleidsrichtlijn zijn, maar wel een verboden instructie. Het komt de wetgever namelijk niet toe om te bepalen of de tarieven aan de gereserveerde capaciteit gerelateerd moeten zijn.

Het is bijgevolg onterecht te melden dat het voorstel niet door het Europees Recht zou worden ondersteund. Het veranderende beleid in verschillende Europese landen spreekt dit trouwens tegen (zie eerdere zienswijzen in Hoofdstuk I).

Aangaande de Belgische Rechtspraak is de VREG niet bekend met enige uitspraken die verband houden met capaciteitstarieven zoals deze zijn opgenomen in de tariefstructuur die werd voorgelegd in consultatie CONS-2016-05.

Aangaande een 'gebiedsfactor' gaat de VREG er vanuit dat hiermee de Regionaal Objectiveerbare Verschillen worden bedoeld. Richtsnoer 21 onder Art. 4.1.32 §1 van het Energiedecreet maakt een koppeling tussen de invoering van het capaciteitstarief en het concept regionaal objectiveerbare (te kwantificeren) verschillen (cfr. CONS-2016-05). De VREG zal deze materie verder laten onderzoeken aan de hand van een externe studie.

De VREG is er van overtuigd dat een tariefstructuur op basis van de capaciteit een betere kostenreflectiviteit inhoudt van de gemaakte kosten dan een tariefstructuur op basis van de afname van elektriciteit. Verder zal de VREG de stand van zaken opvolgen aangaande de introductie van de slimme meters.

3.1.9. Zienswijze 9.

Zienswijze	Inzage studie Eandis
Belanghebbende(n)	Essenscia

²⁷ Zie art. 4.1.32, §1, 3^o en 15^o t.e.m. 20^o Energiedecreet.

Reactie belanghebbende(n)

In de consultatie verwijst de VREG naar een studie die uitgevoerd werd door de werkmaatschappij Eandis. Essenscia vraagt inzage in deze studie.

Reactie VREG

De studie waarover de belanghebbende spreekt werd binnen de werkmaatschappij intern uitgevoerd. De VREG wenst deze data in een volgend stadium bijkomend te onderzoeken. Ook worden er bijkomende studies gepland inzake prijselasticiteiten, gedragsveranderingen, erosie van de financieringsbasis, energie-efficiëntie, energiearmoede etc. Deze studie zal ook publiek worden gemaakt.

3.1.10. Zienswijze 10.

Zienswijze	Implementatie Trias Energetica
Belanghebbende(n)	De Rouck & Co

Reactie belanghebbende(n)

De Rouck komt tot de vaststelling dat voorliggend voorstel zowat integraal indruist tegen de recent geformuleerde bedoelingen die de Vlaamse Regering nastreeft, nl. Trias Energetica.

Reactie VREG

De VREG begrijpt de reactie van de belanghebbende onvoldoende. Volgens de VREG is Trias Energetica immers een strategie die werd ontwikkeld door de TU Delft om duurzaam bouwen te stimuleren. Deze strategie maakt geen deel uit van het wetgevend kader waaronder de tariefstructuur voor distributie valt. Om deze reden zal hier niet verder op worden ingegaan. Mogelijk valt de zienswijze te begrijpen als aansluitend bij de zienswijzen die onder Hoofdstuk XII worden behandeld. Voor een bespreking hiervan verwijzen we dan ook naar dat deel van het verslag.

3.1.11. Zienswijze 11.

Zienswijze	Vraag tot bijkomende onderbouwing
Belanghebbende(n)	Groen Febeg

Reactie belanghebbende(n)

Volgens Groen worden meerdere belangrijke stellingen weinig onderbouwd. Hieronder een paar voorbeelden:

- 1) Er wordt gesteld dat de invoering van een capaciteitstarief zou leiden tot een kostenverlaging voor het beheer van de netten. Maar dit wordt nergens echt onderbouwd of aangetoond. Er werd geen kosten-batenanalyse uitgevoerd: welke kostenbesparingen zullen precies gerealiseerd worden? Onder welke voorwaarden? Welke meerkosten zal het verlagen van overgedimensioneerde aansluitingen met zich meebrengen?

- 2) De studie die door Eandis uitgevoerd werd naar de werkelijke klantenbehoefte op korte en middellange termijn bij haar residentiële klanten, waarnaar verwezen wordt, is niet consulteerbaar.

Bovendien wordt slechts 1 scenario voorgesteld, in plaats van een kosten-batenanalyse te maken van verschillende mogelijke scenario's. Groen stelt daarom voor om op zijn minst een vergelijking te maken met volgende scenario's:

- Geen invoering van een capaciteitstarief
- Invoering van slimme of bidirectionele meters bij prosumenten en andere prioritaire doelgroepen (grootverbruikers,...)
- Lagere capaciteitstarieven voor de standaardaansluiting en hogere tarieven voor de grotere aansluitingen of enkel een aanvullend capaciteitstarief voor grotere aansluitingen.
- Een compensatiemodel zoals in Nederland, waardoor zowel het inkomenseffect als het aandeel vaste en variabele kosten in de factuur geneutraliseerd wordt (verhoging vaste energiekorting en verhoging variabele energiebelasting).

FEPEG vraagt de VREG/DNB's om een meer uitgebreide impact assessment van verschillende elementen uit het voorstel en van bijkomende alternatieven te maken om een zo doordacht nettatarief op basis van capaciteit te verzekeren. FEPEG denkt aan de afschaffing van de terugdraaiende teller, een capaciteitstarief per eenheid kVA i.p.v. in schijven, afschaffing van het injectietarief, anders omgaan met piekverbruik en –productie op middenspanning,....

Reactie VREG

De VREG verwacht dat met efficiënter netgebruik er minder snel investeringen moeten worden gedaan dan in een model waarbij het net onvoldoende efficiënt wordt gebruikt. Dit is ook een logisch gevolg. Indien men aan efficiënt energiegebruik- en beheer doet, verlagen de kosten meer dan wanneer men dit niet doet. De VREG erkent dat hierover onvoldoende data beschikbaar zijn en zal bijkomend onderzoek voeren naar de mogelijke middellange en lange termijn besparingen.

Volgens Eandis is de belangrijkste uitdaging voor de distributienetbeheerders in de energietransitie het beheren van een hogere piekbelasting. Dit is te verklaren door de massale integratie van hernieuwbare energiebronnen in het distributienet en toenemende elektrificatie zoals bv. elektrische wagens en warmtepompen. Een energiesysteem op basis van hernieuwbare energiebronnen leidt tot een hogere gelijktijdigheid van belasting op het distributienet ten opzichte van een centraal gedreven energiesysteem. In het streven naar een technisch-economisch evenwicht tussen netinvesteringen en optimaal gebruik van het net teneinde lokale en tijdelijke pieken op te vangen, willen we netgebruikers sensibiliseren tot rationeel gebruik van het net (RNG). Het capaciteitstarief zal de netgebruikers stimuleren om efficiënter met de beschikbare capaciteit om te gaan.

De studie waarover de belanghebbende spreekt werd binnen de werkmaatschappij intern uitgevoerd. De VREG wenst deze data in een volgend stadium bijkomend te onderzoeken. Ook worden er bijkomende studies gepland inzake prijselasticiteiten, gedragsveranderingen, erosie van de financieringsbasis, energie-efficiëntie, energiearmoede etc. Deze studie zal ook publiek worden gemaakt.

De VREG gaat bijkomend ook flankerende maatregelen onderzoeken die de effecten op energie-efficiëntie en grote verschuivingen van de kosten kunnen beperken. De suggestie die Groen maakt omtrent 'lagere capaciteitstarieven voor de standaardaansluiting en hogere tarieven voor de grotere

aansluitingen of enkel een aanvullend capaciteitstarief voor grotere aansluitingen' vormt hierbij een te onderzoeken piste. Ook de mogelijkheid om de effecten van vaste kosten met variabele kosten in het nettatarief voor de distributienetgebruiker te neutraliseren (cfr. Nederland) zal ook worden geanalyseerd als mogelijke flankerende maatregel.

In antwoord op de vraag van FEBEG, is de VREG zich bewust dat er meer onderzoek nodig is inzake prijselasticiteiten, gedragsveranderingen, erosie van de financieringsbasis, energie-efficiëntie, energiearmoede etc. en zal deze verder bestuderen om een zo goed mogelijke tariefstructuur verder te ontwikkelen.

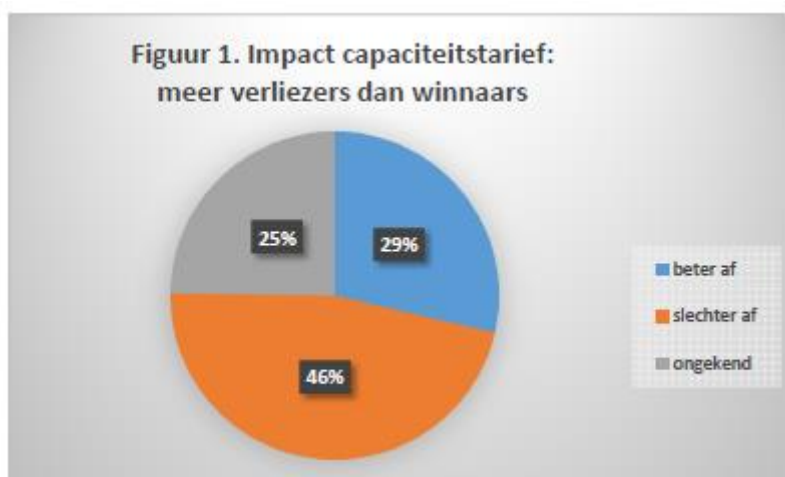
3.1.12. Zienswijze 12.

Zienswijze	Capaciteitstarief zorgt voor meer verliezers dan winnaars
Belanghebbende(n)	Groen

Reactie belanghebbende(n)

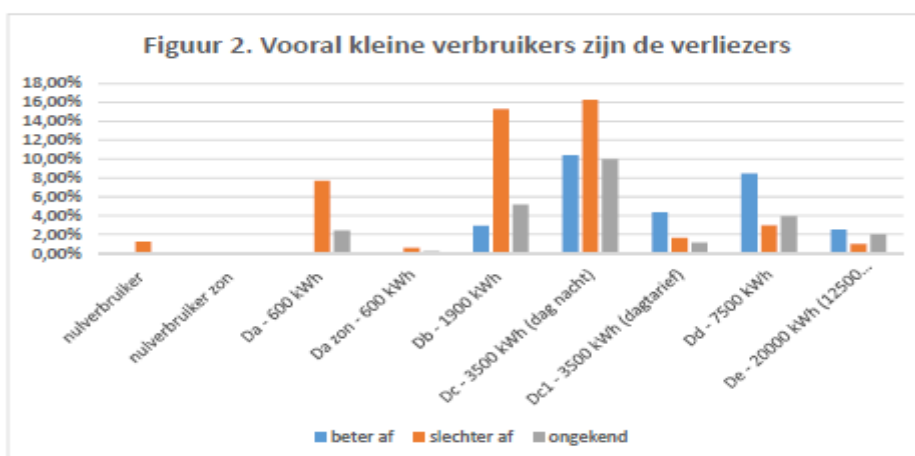
Op basis van de consultatienota en de simulaties van de VREG heeft Groen berekend hoeveel verliezers en hoeveel winnaars er zijn bij de niet-piekgemeten gebruikers (met de huidige aansluitingen, dus zonder rekening te houden met mogelijke verlagingen van aansluitingen). Hoewel het natuurlijk slechts simulaties betreft geeft dit toch een zekere indicatie. Voor zo'n 25% van de klanten is de aansluitingscapaciteit nog onbekend en kon dus nog niet berekend worden wat de financiële impact zou zijn. Voor 46% van de klanten zou de invoering van het capaciteitstarief een extra kost betekenen en voor 29% zou het een minderkost betekenen.

Figuur 1. Impact capaciteitstarief²⁸



Uit figuur 2 blijkt duidelijk dat de verliezers zich vooral bij de kleine gebruikers situeren. Per verbruikscategorie wordt aangegeven hoeveel huishoudens minder (beter af) en hoeveel huishoudens meer (slechter af) zullen betalen.

²⁸ Bron: Groen

Figuur 2. Kleine verbruikers zijn verliezers²⁹

Bron: eigen berekeningen op basis van het consultatiedocument VREG CONS-2016-05

In onderstaande tabel werd per verbruikscategorie de extra kost (incl. btw) gegeven voor 3 meest voorkomende aansluitingsvermogens in die categorie. Hieruit blijkt dat een kleine verbruiker, bv. een alleenstaande die 600 kWh per jaar gebruikt, minstens 128 euro extra zal moeten betalen per jaar.

Tabel 2. Nominaal verschil nieuwe tariefstructuur versus huidige tariefstructuur (incl. btw) volgens belanghebbende Groen

Verbruikscategorie	case1		case2		case3	
	Vermogens-schijf	Vershil	Vermogens-schijf	Vershil	Vermogens-schijf	Vershil
nulverbruiker	X3	€ 175	X5	€ 340	X4	€ 250
nulverbruiker zon	X3	€ 5	X4	€ 79	X5	€ 168
Da - 600 kWh (alleenstaande)	X3	€ 128	X4	€ 202	X5	€ 457
Da zon - 600 kWh	X3	€ 3	X4	€ 78	X5/X2	€ 168/-€ 85
Db - 1900 kWh	X3	€ 80	X4	€ 154	X5	€ 244
Dc - 3500 kWh (dag nacht) (gem. gezin)	X3	-€ 28	X4	€ 46	X5	€ 136
Dc1 - 3500 kWh (dagtarief)	X3	-€ 85	X5	€ 79	X4	-€ 10
Dd - 7500 kWh	X5	-€ 104	X4	-€ 194	X6	€ 60
De - 20000 kWh (12500 excl nacht)	X6	-€ 19	X7	€ 349	X5	-€ 488

Bron: eigen berekeningen op basis van het consultatiedocument VREG CONS-2016-05

Reactie VREG

De VREG merkt vooreerst op dat de simulaties enkel richtinggevend zijn en gebaseerd op de tarieven van 2016.

²⁹ Bron: Groen

De VREG benadrukt dat de stelling dat er meer verliezers dan winnaars zouden zijn onterecht en voorbarig is. Een capaciteitstarief wijzigt het door de VREG aan de distributienetbeheerder toegelaten inkomen uit de nettarieven niet. De door de distributienetbeheerder gebudgetteerde kosten zullen finaal wel op basis van een andere tariefdrager (capaciteit) worden aangerekend aan de distributienetgebruikers, waardoor zij naargelang elk individueel geval met positieve of negatieve tariefwijzigingen kunnen geconfronteerd worden. Deze stelling wordt verder uitgeklaard met behulp van data die door de distributienetbeheerders zijn vrijgegeven tijdens de toelichting over de capaciteitstarieven op 23 september 2016³⁰. Iedereen die het net rationeel gebruikt (hoge benutting³¹) betaalt minder door de invoering van een capaciteitstarief. De resultaten die in deze presentatie werden gegeven gingen uit van:

- Eenzelfde toegelaten inkomen,
- Geen sociale of ecologische correcties,
- Geen aanpassing vermogen door gezinnen en bedrijven, en
- Geen verschuivingen tussen laag- en middenspanning.

Deze simulaties geven een eerste weergave van het huidige voorstel. Deze data houdt echter geen rekening met de optimalisatie van de capaciteit. De VREG verwacht echter dat sommige gezinnen en bedrijven hun capaciteiten gaan verlagen naar aanleiding van het capaciteitstarief, en dus een lager tarief zullen betalen dan wordt weergegeven in de simulaties van de netbeheerders. De resultaten van de netbeheerders kunnen bijgevolg gezien worden als een worst-case scenario.

Bijkomend is er geen rekening gehouden met enige sociale of ecologische correcties. De VREG zal echter flankerende maatregelen onderzoeken om de gevolgen voor o.a. energie-efficiëntie en gezinnen met een laag verbruik gedeeltelijk te neutraliseren.

Voor een gemiddeld gezin (> 6 en ≤ 10 kVA) betaalt 43% gemiddeld 79 euro minder. Zo'n 42% zou gemiddeld 68 euro meer betalen (zie Figuur 3). Voor 15% van de gemiddelde gezinnen blijft de situatie gelijk³². Voor een doorsnee gezin is de impact op jaarbasis bijgevolg klein. Voor een gezin met een hoge benutting (≤ 6 kVA) betaalt 73% een bedrag van gemiddeld 88 euro minder, 4% betaalt ongeveer hetzelfde, en 23% betaalt gemiddeld 40 euro meer. Voor een gezin met een lage benutting (> 10 kVA) betaalt 24% gemiddeld 323 euro minder, betaalt 12% ongeveer hetzelfde en betaalt 64% gemiddeld 150 euro meer. Ieder gezin dat bijgevolg het net rationeel gebruikt en dus een hoge benutting heeft, betaalt minder door de invoering van een capaciteitstarief. Dit is volgens de VREG een correct prijssignaal.

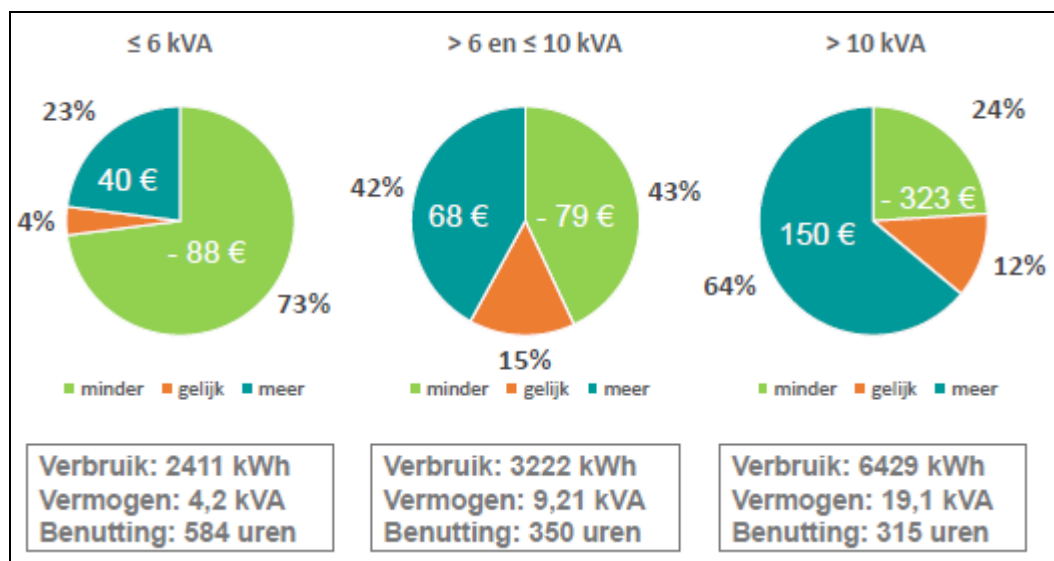
³⁰ De presentatie is beschikbaar via:

http://cdn.flxml.eu/dyn/tpl_attributes/user_documents/user_11947_documents/Presentatie_Capaciteitstarief_SHO_20160923.pdf

³¹ Benutting = energieverbruik / contractueel vermogen

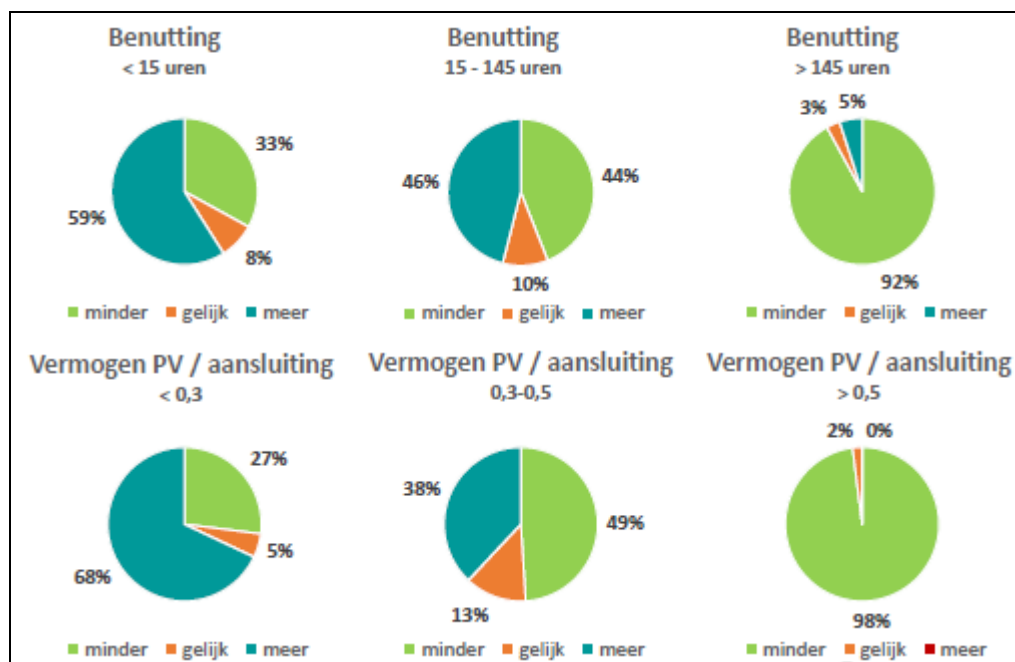
³² Minder: het capaciteitstarief ligt 5% lager dan het huidige nettatarief, gelijk: het verschil van een capaciteitstarief ten opzichte van het huidige nettatarief is kleiner dan 5%; meer: het capaciteitstarief ligt meer dan 5% hoger dan het huidige nettatarief.

Figuur 3. Simulaties vermogensschijven laagspanning



Voor prosumenten hangt de impact van het capaciteitstarief af van de benutting en van de verhouding tussen het vermogen van de omvormer en het aansluitingsvermogen.

Figuur 4. Simulaties prosumenten met een terugdraaiende teller

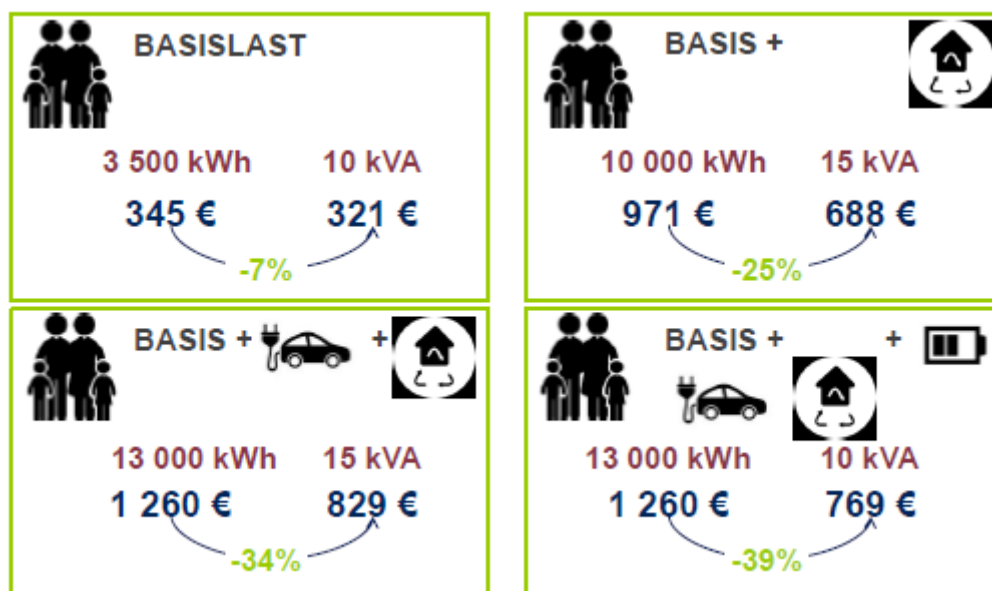


Bijkomend steunt een capaciteitstarief beter de implementatie van nieuwe technologieën dan de huidige tariefstructuur (grafiek infra):

- Voor een gemiddeld gezin dalen de kosten met 7%
- Voor een gemiddeld gezin met een warmtepomp dalen de kosten met 25%
- Voor een gemiddeld gezin met een warmtepomp en een elektrische wagen dalen de kosten met 34%

- Voor een gemiddeld gezin met een warmtepomp, een elektrische wagen en een batterij dalen de kosten met 39%

Figuur 5. Simulaties duurzame toepassingen



3.2. Hoofdstuk II. Zienswijzen over het cascadeprincipe

3.2.1. Zienswijze 13.

Zienswijze	Transparantie over de cascadeprincipe
Belanghebbende(n)	Samenlevingsopbouw Gezinsbond Groen

Reactie belanghebbende(n)

Samenlevingsopbouw stelt zich vragen over het behoud van het cascadesysteem omdat het zorgt dat de gezinnen en KMO's het leeuwendeel van de kosten van het distributienet moeten dragen. Ten slotte vindt Samenlevingsopbouw het vreemd dat het capaciteitstarief als enige oplossing naar voren geschoven wordt. Distributienetbeheerders in heel Europa staan voor gelijkaardige uitdagingen. Om deze reden vraagt Samenlevingsopbouw wat de alternatieven zijn en wat de strategieën in andere landen zijn.

De Gezinsbond stelt zich vragen over de transparantie van het cascadeprincipe en vraagt hierover een publiek debat.

Volgens Groen is de stelling dat de omschakeling van de verdeelsleutel op basis van het cascadebeginsel van de hoeveelheid actieve energie (kWh) naar aansluitingscapaciteit (kVA) slechts een beperkte impact zou hebben op de verdeling van de kosten tussen de verschillende spanningsniveaus, niet onderbouwd. Aangezien bedrijven gemiddeld genomen een betere utilisatiegraad hebben dan gezinnen (hogere gemiddelde afname, maar lagere aansluiting), kan verwacht worden dat meer kosten zullen worden doorgeschoven naar de gebruikers op laagspanning.

Reactie VREG

Het principe van de cascade wordt beschreven in de huidige tariefmethodologie 2017-2020. De VREG heeft hierin nu verduidelijkt aan de distributienetbeheerders dat ze de cascadering naar beneden moeten corrigeren voor de geïnjecteerde energie die op de lagere netvlakken werd geproduceerd en daar ook afgenomen. De VREG beschouwt op vandaag de cascadering van de kosten als een aanvaardbare, stabiele en transparante werkwijze.

Het cascadeprincipe (de verdeling van de kosten tussen de verschillende spanningsniveaus) maken in principe geen deel uit van de consultatie over de tariefstructuur (het capaciteitstarief). Om deze reden zal hier in dit consultatieverslag niet verder worden op ingegaan.

De situatie in andere landen kan worden onderzocht via de geraadpleegde literatuur zoals vermeld in Hoofdstuk I. Het mag echter duidelijk zijn dat dezelfde problematiek zich aandient in verschillende landen, en dat hierop ook meer en meer wordt ingespeeld om een vlotte energietransitie te bekomen.

Bij een eventuele actualisatie van de simulaties kan de impact van een alternatieve kostenverdeling (bv. een cascade op basis van capaciteit i.p.v. op energie) worden onderzocht.

3.2.2. Zienswijze 14.

Zienswijze	Verdeelsleutel van kWh naar kW
Belanghebbende(n)	COGEN Vlaanderen

Reactie belanghebbende(n)

De aanpassing van de verdeelsleutel op basis van het cascaderingsprincipe (van kWh naar kVA en kW) zou een beperkte impact hebben op de verdeelsleutel zelf. Gezien de netten op lagere spanning over het algemeen een beduidend lagere utilisatie kennen, kan men echter verwachten dat het gewicht sterk naar de lagere spanningen verschoven zal worden. Daarnaast zou de verwachte daling van de gemiddelde aansluitcapaciteit voor residentiële aansluitingen dit ook nog sterk wijzigen.

Reactie VREG

Deze zienswijze gaat inderdaad op. De VREG had in het verleden dezelfde twijfels over dit mogelijk gevolg. De netbeheerders hebben ons echter bevestigd dat de verschuivingen vooral plaatsvinden binnen eenzelfde spanningsniveau. Zo zouden er bijvoorbeeld binnen het middenspanningsniveau herverdelingen plaatsvinden, maar een significante herverdeling tussen verschillende spanningsniveaus zou niet optreden.

De tariefmethodologie 2017-2020 geeft een opsomming van de voorwaarden waaraan de verdeelsleutels moeten voldoen. We deden nog geen gedetailleerd onderzoek naar een eventuele wijziging van de verdeelsleutels op basis van kWh naar kW. De VREG wenst deze eventuele aanpassingen met de nodige omzichtigheid te bestuderen in overleg met de distributienetbeheerders, evenals de daarmee gepaard gaande impact op de verdeling van de door de distributienetbeheerder gebudgetteerde kosten over zijn klantengroepen.

3.3. Hoofdstuk III. Zienswijzen over transmissie en aardgas

3.3.1. Zienswijze 15.

Zienswijze	Capaciteitstarief voor gas
Belanghebbende(n)	Bond Beter Leefmilieu

Reactie belanghebbende(n)

In het voorstel van de VREG is ook sprake van een mogelijk capaciteitstarief voor gas. Terwijl bij het elektriciteitsnet al getwijfeld kan worden aan de kostenreflectiviteit als argument om de omschakeling naar een capaciteitstarief te verantwoorden, lijkt dit voor gas nog veel moeilijker te verantwoorden. Vanuit welke argumentatie motiveert de regulator (of de netbeheerders) het voorstel voor een capaciteitstarief voor gas?

Reactie VREG

De huidige consultatie heeft enkel betrekking op de tariefstructuur voor de periodieke distributienettarieven voor elektriciteit, en zal bijgevolg niet ingaan op de doelstellingen, voor- en nadelen, gevolgen etc. van een capaciteitsgebaseerde tariefstructuur voor aardgas.

De VREG heeft nog geen beslissing genomen om een capaciteitstarief in te voeren voor de periodieke tarieven voor aardgas en zal dit in een volgend stadium onderzoeken.

3.3.1. Zienswijze 16.

Zienswijze	Capaciteitstarief voor transmissie
Belanghebbende(n)	Kronos Europe Essencia

Reactie belanghebbende(n)

Het is voor Kronos Europe onduidelijk of met het voorgestelde consultatiedocument enkel de distributietarieven wijzigen en of de transporttarieven hiermee al dan niet komen te vervallen.

Essencia betreurt dat de impact van de transmissienettarieven nog niet is uitgewerkt. Hoewel het document stelt dat de distributienetbeheerder een maximale overname van de tariefstructuur van de transmissienetbeheerder voor de transmissienetkosten wil, is het onduidelijk hoe dit zal doorgevoerd worden. Het is ook de vraag hoe deze tariefstructuur, die ook afname-elementen per toegangspunt bevat, wordt toegepast door de distributienetbeheerders zonder dat de nodige informatie over de afname van de toegangspunten aan de transmissienetbeheerder bekend gemaakt worden. Bovendien lijkt er in dit voorstel geen oplossing geboden te worden voor de foutieve doorrekening die tot nog toe gehanteerd werd voor de kosten van de transmissienetbeheerder.

Reactie VREG

Met deze consultatie wensen we in eerste instantie een aftoetsing te krijgen van het draagvlak voor een capaciteitsafhankelijke tariefstructuur. Bijgevolg focust deze consultatie enkel op de

tariefstructuur voor distributie. Mogelijk volgt later een capaciteitsgebonden tariefstructuur voor transmissie, maar hier is nog geen onderzoek over gestart.

3.4. Hoofdstuk IV. Zienswijzen over de timing van het capaciteitstarief

3.4.1. Zienswijze 17.

Zienswijze	Beperkte consultatieperiode
Belanghebbende(n)	Vlaams ABVV Smart Grids Flanders

Reactie belanghebbende(n)

Het Vlaams ABVV betreurt de korte consultatieperiode. Gelet op de complexiteit van het dossier, de beperkte informatie in het consultatiedocument van de VREG en de ongelukkige timing van de consultatie (grotendeels in de vakantieperiode), is een grondige reflectie binnen de door de VREG vooropgestelde termijn (20 juni 2016 - 30 september 2016) niet evident.

Smart Grids Flanders betreurt de timing van deze procedure, die voor een belangrijk deel in de vakantieperiode viel. Gezien de impact van de voorgestelde aanpassingen en de grote financiële waarde van de distributienettarieven waarover de consultatie handelt, is het nodig een breed draagvlak te creëren rond het capaciteitstarief. De impact van tariefwijzigingen is immers groot en kan leiden tot belangrijke verschuivingen in de business case van consumenten en ondernemingen, alsook het consumptiegedrag van verbruikers/prosumenten. Drie maanden is hiervoor überhaupt kort en de timing met de vakantieperiode is heel ongelukkig. De uitbreiding van de consultatietermijn met anderhalve week is in dat kader slechts een hele kleine pleister op de wonde. Smart Grids Flanders pleit dan ook voor een uitbreiding van de consultatieperiode zodat er ook binnen Smart Grids Flanders een breder debat onder de leden kan worden georganiseerd.

Reactie VREG

Een consultatieperiode bedraagt in regel twee maanden. Omwille van de vakantieperiode heeft de VREG beslist deze termijn te verlengen tot 3,5 maanden.

Tijdens de consultatieperiode hebben we geen enkele aanvraag ontvangen tot verlenging ervan³³. De VREG is bijgevolg verbaasd over de opmerking hierover.

De standpunten die we ontvangen buiten de consultatieperiode, zoals bijvoorbeeld uit stakeholdersoverleg voor en na de consultatie, worden desalniettemin ook bestudeerd. Deze worden echter niet opgenomen in het huidige consultatieverslag, gezien enkel wordt ingegaan op de reacties die officieel en tijdig zijn ingediend.

3.4.2. Zienswijze 18.

Zienswijze	Timing introductie nieuwe tariefstructuur
Belanghebbende(n)	FEBEG Bond Beter Leefmilieu

³³ Zie mededeling MEDE-2014-04 over de interne richtlijnen rond publieke consultaties in het kader van de taken en bevoegdheden als regulator van de Vlaamse elektriciteits- en gasmarkt.

	Ecopower
--	----------

Reactie belanghebbende(n)

De VREG voorziet een inwerkingtreding van deze tariefstructuur ten vroegste in 2019. FEBEG vindt het positief dat de VREG zich niet vastpint op 2018. Want indien de leveranciers live zouden moeten gaan tegen 2018 moesten de details al gekend zijn tegen juni 2016. Bovendien is MIG 6 zoals het nu omschreven is al een hele uitdaging en is het niet mogelijk om de complexiteit nu al te verhogen met een capaciteitstarief dat een zeer grote impact zal hebben op de marktwerking.

Bond Beter Leefmilieu (BBL) apprecieert de mogelijkheid om te reageren op het voorliggende voorstel van een capaciteitstarief. BBL begrijpt echter niet waarom er overhaast, los van de relevante beleidsbeslissingen of een breder kader dat richting geeft aan de noodzakelijke verdere uitbouw van een slim netbeheer, zou moeten worden overgegaan tot een niet variabel capaciteitstarief.

Ecopower begrijpt niet waarom er overhaast moet beslist worden voor een niet-variabel capaciteitstarief. Vraagsturing inzake capaciteit lijkt nu vooral nodig om de piekvraag te voorkomen in de winter, wat momenteel een probleem is van productie en vraag en niet een probleem van netcongestie. Het argument dat dit nu nodig is voor een Rationeel Net Gebruik (RNG) lijkt daardoor sterk overroepen.

Reactie VREG

De VREG focust zich vandaag inderdaad op de introductie van een capaciteitstarief vanaf 2019. Een introductie van een nieuwe tariefstructuur in 2018 was onhaalbaar gebleken vanwege technische redenen (MIG6, aantal onbekende aansluitingscapaciteiten, aanpassing IT systemen etc.) voor zowel de netbeheerders, en zoals in deze reactie blijkt ook voor de leveranciers.

Bovendien wenst de VREG de markt voldoende tijd te geven om zich aan te passen aan de nieuwe tariefstructuur. Dit kan bijvoorbeeld door het aanvragen en aanpassen van de capaciteit, het houden van sensibiliserings- en informatiecampagnes, het begrijpen van de nieuwe tariefstructuur, het implementeren van nieuwe systemen etc.

De VREG weerlegt het argument dat er overhaast een beslissing moet genomen worden voor een nieuwe tariefstructuur. Het is niet omdat we een capaciteitsmodel voorstellen met beperkte flexibiliteit dat dit het resultaat is van onvoldoende of ondoordacht onderzoek. Dit vergt immers een weloverwogen beslissing. De VREG heeft de bedoeling om diensten rond flexibiliteit over te laten aan de markt. De vrije markt kan sneller reageren op veranderingen dan een gereguleerde markt (cfr. Hoofdstuk IX).

3.4.3. Zienswijze 19.

Zienswijze	Bedenkingen timing en doel van een capaciteitstarief
Belanghebbende(n)	ACV

Reactie belanghebbende(n)

Het ACV apprecieert de mogelijkheid om te reageren op het voorliggende voorstel van een capaciteitstarief. Het ACV begrijpt echter niet waarom er nu overhaast, los van de relevante

beleidsbeslissingen of een bredere kader dat richting geeft aan de noodzakelijke verdere uitbouw van een slim netbeheer, zou moeten worden overgegaan tot een niet variabel capaciteitstarief. De verandering van de tariefstructuur is een ingreep met een belangrijke maatschappelijke impact en verdient bijgevolg een breed maatschappelijk debat. Bovendien heeft een hervorming van de tariefstructuur belangrijke (potentiële) interferenties met beleidsbeslissingen. De vraag is of en hoe tarieven kunnen helpen sturen in de richting van de gewenste energietransitie. Een afstemming met -en op- het beleid is dan ook meer dan wenselijk. Het ACV vraagt daarom om het debat over een hervorming van de tariefstructuur ook op beleidsniveau te voeren. Gezien het brede maatschappelijke belang mag dit thema niet enkel de taak van de regulator zijn. De invoering van een capaciteitstarief wordt door de distributienetbeheerders en de VREG naar voren geschoven vanuit de noodzaak van een “toekomstvast” distributietarief. Volgende argumenten worden daarbij door het ACV aangehaald:

- Zekere financiering van het distributienet: de hoeveelheid afgenomen kWh op het distributienet daalt jaar na jaar. Dit is deels te wijten aan een lager elektriciteitsverbruik door energie-efficiëntie en deels aan een stijgend aantal zonnepanelen. PV eigenaars betalen immers geen kWh gebaseerde bijdrage voor de netkosten. Om de financiering van het distributienet te garanderen, stijgt daarom de kost per kWh. Volgens de netbeheerders en de VREG dreigt dit ertoe te leiden dat minder en minder eindgebruikers (naarmate het aandeel PV stijgt) meer en meer moeten betalen per kWh voor de financiering van het distributienet. Hierbij dient wel opgemerkt te worden dat het prosumententarief hieraan deels remedieert: met dit tarief betalen PV eigenaars nu ook mee aan de financiering van het net - zij het via een vaste heffingsbasis (op basis van het vermogen van de omvormer).
- Capaciteit als sturende factor voor het elektriciteitssysteem: met het capaciteitstarief wil men een prikkel geven om de piekcapaciteit (en bij uitbreiding het piekcapaciteitsverbruik) bij afnemers te verlagen. Dit zou de nood aan bijkomende investeringen in het distributienet kunnen verlagen. De netbeheerders wijzen erop dat we niet enkel moeten streven naar rationeel energiegebruik (REG) maar ook naar een rationeel netgebruik (RNG). Daarbij wordt ook gewezen op de noodzaak van een sterkere afstemming tussen productie en verbruik (bv. verschuiven van verbruik naar momenten met hoge productie van zonne-energie).

Het ACV waardeert dat een debat wordt opgestart over een hervorming van de tariefstructuur met het oog op een succesvolle energietransitie. Een correcte en duurzame financiering van de distributienetbeheerders is hierbij een belangrijke bekommernis. Het ACV heeft echter alle vertrouwen in de VREG als regulator om toe te zien op de correcte doorrekening van de kosten van de distributienetbeheerders. Transitie-scenario's leren dat in de omslag naar een koolstofarme economie hernieuwbare energie sterk moet groeien en dat het energieverbruik moet dalen. Daarbij zal het elektriciteitsverbruik stijgen, met name door de elektrificering van verwarming en transport. Ook een afstemming van verbruik op productie is cruciaal in een systeem dat meer en meer draait op hernieuwbare energie.

Daarenboven stelt het ACV vast dat het huidige voorstel negatieve verdelingseffecten heeft. Die zijn er op twee niveaus. Enerzijds zal het voorstel van de VREG nadelig zijn voor mensen met een laag verbruik (en een hoge aansluitingscapaciteit). Anderzijds voert het voorgestelde capaciteitstarief een nieuwe vaste vergoeding in. Hoe hoger de vaste vergoeding hoe nadeliger voor gezinnen met een laag verbruik. Voor het ACV is het dan ook niet aangewezen om nu de voorgestelde tariefhervorming door te voeren aangezien ze niet toekomstbestendig is en daarenboven negatieve verdelingsaspecten heeft. Het ACV vraagt daarom om het debat over een hervorming van de tariefstructuur ook op beleidsniveau te voeren. Gezien het brede maatschappelijke belang mag dit thema niet enkel de taak van de regulator zijn. De geplande werkzaamheden in de stroomversnelling,

en in het bijzonder de werkgroepen over financiering en flexibele netten, bieden daartoe een mooie opportuniteit. Het ACV zal ook samen met de sociale partners vertegenwoordigd in de SERV werken aan een meer gedetailleerd advies over de hervorming van de distributienettarieven.

Reactie VREG

De VREG ziet geen redenen om niet in te spelen op de energietransitie die we al jaren zien. We zitten niet aan de start van decentrale productie en verminderde afnames, we zitten er midden in. Om de energietransitie verder vorm te geven, acht de VREG het van belang om zo snel mogelijk en weloverwogen een capaciteitstarief in te voeren.

De VREG ontkent dat een capaciteitstarief enkel wordt ingevoerd om de financiering van het distributienet te garanderen. De wijze van financiering uit de distributienettarieven wordt bepaald in de tariefmethodologie (en valt bijgevolg niet binnen het kader van een nieuwe tariefstructuur). De tariefdrager is daarin geen element waarmee de VREG bepaalt hoe hij voor de distributienetbeheerder het totaal toegelaten inkomen uit de periodieke distributienettarieven vastlegt. De VREG wil overgaan naar een meer kostenreflectieve tariefstructuur, die toekomstvast is en die de energietransitie vergemakkelijkt (zie Hoofdstuk 1). De invoering van een prosumentarief is onvoldoende om de energietransitie te dragen.

De VREG weerlegt het argument dat hij een capaciteitstarief overhaast en ondoordacht wil invoeren. De consultatie geeft immers al een belangrijke aanzet om een zo goed en maatschappelijk gedragen tariefstructuur op poten te zetten. Bijkomend zal de VREG onderzoek verrichten over zaken waarover de impact meer onderbouwing vereist, om zo te komen tot een weloverwogen en gefundeerde tariefstructuur.

De VREG benadrukt dat door een consultatie en door overleg met verschillende stakeholders, de nieuwe tariefstructuur niet enkel een resultaat zal zijn van de VREG. We overleggen met alle stakeholders en plannen nog extra studies om een onderbouwde en gedragen keuze voor tariefstructuur te kunnen vastleggen.

De VREG vraagt zich af waarom het ACV het voorliggende voorstel als een tijdelijke oplossing ziet, enkel omdat het voorstel te weinig zou beantwoorden aan de vraag naar flexibiliteit. Zoals al aangehaald kan vraagsturing ofwel worden ingevoerd via regulering (tarieven) ofwel worden overgelaten aan de markt. Beide systemen hebben hun eigen voor- en nadelen (zie Hoofdstuk IX). De VREG heeft in de eerste plaats gekozen om de sturing van vraag en aanbod over te laten aan de markt, gezien de markt veel sneller kan reageren op prikkels binnen de energietransitie dan gereguleerde tarieven. Het is daarom onterecht aan te halen dat het voorliggende voorstel niet toekomstvast is. Het gaat hierbij enkel om de vraag *wie* de flexibiliteit zal sturen: via de markt of via gereguleerde prijzen.

De VREG begrijpt dat de overgang naar een capaciteitstarief voor individuele distributienetgebruikers een wijziging van de kosten kan veroorzaken. Dit is ook logisch: iedere aansluiting gaat gepaard met een aantal kosten en deze zijn nauwelijks of niet afhankelijk van de afname van elektriciteit. Op vandaag betalen lage verbruikers met een grote capaciteit onvoldoende bij tot de netgebonden kosten. Met een capaciteitstarief kan deze discriminatie worden opgelost. Dit wil niet zeggen dat we het principe van energie-efficiëntie volledig naast ons neerleggen. Energie-efficiëntie blijft even belangrijk in de energietransitie, en zelfs met een capaciteitstarief is de afnamecomponent (kWh) nog steeds de belangrijkste parameter in de energiefactuur. We wensen een goed evenwicht van

zowel rationeel energiegebruik als rationeel netgebruik³⁴. Desalniettemin begrijpen we dat verschuivingen plaatsvinden onder een capaciteitstarief, en zullen we flankerende maatregelen onderzoeken.

³⁴ Art. 4.1.32, §1, 16° Energiedecreet.

3.5. Hoofdstuk V. Zienswijzen over de regionaal objectiveerbare verschillen

3.5.1. Zienswijze 20.

Zienswijze	Bezorgdheden regionaal objectiveerbare verschillen
Belanghebbende(n)	Ludo Wouters uit Ham Vlaamse Ombudsdienst Groen Samenlevingsopbouw

Reactie belanghebbende(n)

De heer Wouters is niet genegen om het tarief regionaal te diversifiëren. Het hangt voor hem af waar de grenzen getrokken worden. Dit blijft een arbitraire aangelegenheid. Een tarief voor heel Vlaanderen is de meest simpele oplossing. Gemakkelijk te beheren en niet discriminerend.

De Vlaamse Ombudsdienst is eveneens bezorgd. In de nota wordt immers het volgende vermeld: “Conform het Energiedecreet zal de VREG een onderzoek opstarten dat het voorkomen van dergelijke regionaal objectiveerbare verschillen in kaart moet brengen. Op basis hiervan zal dan geoordeeld worden welke gevolgen hieraan moeten verbonden worden voor de tarieven van de distributienetbeheerders.” Over die verschillen in tarieven tussen de verschillende distributienetbeheerders ontvangt de Vlaamse Ombudsdienst regelmatig klachten, zij het vooral tot op heden dan wat betreft niet-periodieke tarieven. Het is zeer moeilijk om uit te leggen dat in de ene straat een bepaald tarief moet betaald worden, terwijl in de volgende straat voor dezelfde ingreep (veel) meer of minder moet betaald worden omdat die toevallig in een gebied van een andere distributienetbeheerder ligt. Mensen aanvaarden dit minder en minder. Objectief bekeken mag bijvoorbeeld de aanleg in stedelijk gebied dan goedkoper zijn dan in landelijk gebied, in tijden waarin communicatie nog nooit zo gemakkelijk was, vinden mensen elkaar rond die zaken en lijkt het draagvlak voor dergelijk onderscheid steeds kleiner te worden. Een weg aanleggen in vlak gebied is ook goedkoper dan in heuvelland, maar we gaan die mensen daarom toch geen hogere verkeersbelasting vragen? Misschien kan deze oefening dan ook aangegrepen worden om een eengemaakt distributienettarief in te voeren waardoor het begrijpen en vergelijken van de elektriciteitsfactuur ook weer wat eenvoudiger zou worden.

Volgens Samenlevingsopbouw kan het doorrekenen van regionaal objectiveerbare verschillen een negatieve impact teweeg brengen voor plattelandsbewoners. Plattelandsarmoede is nu al een realiteit en we moeten bewaken dat ook hier de sterkste schouders de zwaarste lasten dragen.

Groen ten slotte pleit voor een uniform tarief. Verder onderzoek zal nog gebeuren of en op welke manier er regionaal objectiveerbare verschillen zullen worden meegenomen.

Reactie VREG

De VREG stelt vast dat richtsnoer 21 onder Art. 4.1.32 §1 21° van het Energiedecreet een koppeling maakt tussen de invoering van het capaciteitstarief en het concept regionaal objectiveerbare (te kwantificeren) verschillen.

De VREG treedt in dat verband de kritiek van de Raad van State aangaande dit richtsnoer minstens gedeeltelijk bij, wanneer de Raad zegt: “De Raad van State ziet niet in wat hiermee wordt toegevoegd aan hetgeen reeds bepaald wordt in het ontworpen richtsnoer 4, dat inhoudt dat de tarieven niet-discriminerend en proportioneel moeten zijn. Indien een meer verregaande draagwijdte wordt beoogd, moet dit worden verduidelijkt en verantwoord (...)”³⁵

Regionaal objectiveerbare verschillen kunnen slechts leiden tot een verschil in tarifiering binnen een netgebied, zo ook het verbod op discriminatie er zich niet tegen verzet dat categorieën van netgebruikers onder welbepaalde voorwaarden (rechtspraak Grondwettelijk Hof) op verschillende wijze worden behandeld (Zie reactie VREG op

³⁵ 461 (2014-2015) – Nr. 1, p. 155.

Zienswijze 42.). Richtsnoeren 4° en 21° dienen aldus samen beschouwd te worden.

De Vlaamse decreetgever stelt in dat verband: “De Raad vergist zich op dit punt: het feit dat, weliswaar op grond van regionaal objectiveerbare verschillen, tot verschillende tarieven wordt gekomen, houdt op zich een verschil in behandeling in tussen personen die zich in het werkingsgebied van een netbeheerder bevinden, al naargelang hun locatie. Om die redenen werd verkozen dit principe apart van richtsnoer 4 als een richtsnoer op te nemen.³⁶”

Gezien we het onderzoek naar een capaciteitstarief wensen uit te breiden, gaan we in dit kader ook de eventuele regionale objectiveerbare verschillen bestuderen. De VREG denkt daarbij aan lokale significante, duurzame en substantiële omstandigheden die voor die distributienetbeheerder een verschillende tarifaire behandeling kunnen vragen.

De VREG overweegt hiervoor een externe studie uit te schrijven. Op basis van deze resultaten en op basis van maatschappelijke overwegingen zal er vervolgens een beslissing worden genomen om regionale verschillen op te nemen in de nieuwe tariefstructuur, als deze op een efficiënte wijze kunnen worden geïdentificeerd en tarifair geïmplementeerd.

³⁶ 461 (2014-2015) – Nr. 1, p. 23.

3.6. Hoofdstuk VI. Zienswijzen over de vermogensschijven voor niet-piekgemeten aansluitingen

De VREG stelde in de consultatie een vraag over de vermogensschijven voor niet-piekgemeten klanten. Deze luidde als volgt: Voor de bepaling van de distributienetkosten worden de kosten ingedeeld op basis van de verschillende vermogensschijven. Kunnen de betrokken stakeholders het voorstel onderschrijven inzake de plaatsing van de vermogensschijven (bijv. op 3 kVA, op 6 kVA) alsook de hoeveelheid aan vermogensschijven?

De VREG wenst in dit hoofdstuk een reactie te geven op de antwoorden die we hierop ontvingen, alsook op opmerkingen die hiermee verband houden.

3.6.1. Zienswijze 21.

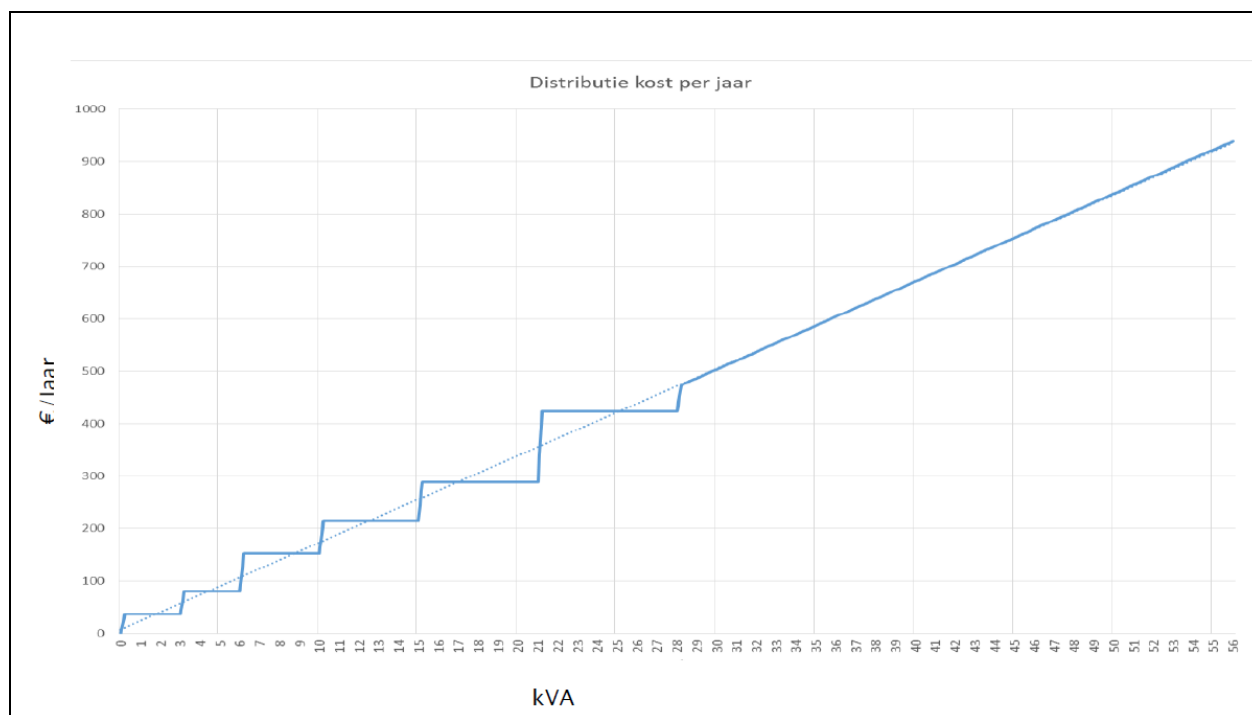
Zienswijze	Bezorgdheden bij het principe van vermogensschijven
Belanghebbende(n)	Anode FEBEG Vlaamse Ombudsdienst Volta Zonstraal Smart Grids Flanders Samenlevingsopbouw

Reactie belanghebbende(n)

FEBEG stelt vast dat het capaciteitsstarief uitgedrukt wordt in eerder grove schijven van kVA's. Dit zorgt ervoor dat de klant bijna nooit voor zijn werkelijke nood aan capaciteit betaalt. Bovendien zullen er in eenzelfde schijf steeds klanten zijn die in feite te veel betalen en andere die te weinig betalen voor hun capaciteit (zie Figuur 6). Het zorgt er dan ook voor dat het steeds interessanter is om het hoogste vermogen van de schijf aan te houden en stimuleert dus niet dat afnemers er naar streven om een zo laag mogelijke vermogen te benutten. Enkel een sprong tussen schijven is een stimulans om lagere capaciteit aan te houden. Maar eenmaal genomen (als al genomen) zal er niet veel bijkomende stimulans zijn om bewust met capaciteit om te gaan. Anode onderschrijft ook deze stelling.

Voor huishoudelijke aansluitingen lijkt de voorgestelde verdeling van de schijven volgens FEBEG op dit moment te grof om veel stimuli te creëren voor o.a. energiebesparing en -opslag.

Figuur 6. Distributiekost per jaar volgens schijven



Bron: FEBEG

Een mogelijkheid om dit tegen te gaan is door de voorgestelde schijven fijner te maken en/of het tarief ook uit te drukken in EUR/kVA in plaats van EUR/jaar. FEBEG vraagt of het meer kan onderbouwd worden waar die keuze van de categorieën zoals voorgesteld door de DNB's op gestoeld is.

Volgens Anode is het principe van schijven facturatie technisch en demagogisch een draak. Facturatie technisch omdat iemand van het ene op het andere jaar in een andere schijf kan belanden, zeker als deze basis behouden blijft voor toekomstige, hopelijk meer dynamische tariefzettingen, en demagogisch omdat het een berg uitleg en onbegrip gaat creëren bij de mensen dat hun buurman minder betaalt, terwijl die toch hetzelfde huis als zij heeft, of omgekeerd, dat 'die met zijn zwembad hiernaast evenveel als ik betaalt'. Dat gaat onverschilligheid in de hand werken, en dus ontnemt de incentive aan aangeslotene om actiever te worden.

De Vlaamse Ombudsdienst stelt uit ervaring dat de verhoogde energieheffing "Bijdrage Energiefonds" (eveneens op basis van schijven) een aantal perverse effecten heeft en dat die heel wat klachten uitlokken. De Vlaamse Ombudsdienst is dus vanuit zijn ervaring geen voorstander van vermogensschijven, zeker nu uit de informatie blijkt dat mensen omwille van de toepasselijke reglementaire voorschriften een aansluiting van 9,2 kVA kregen, ongeacht of dit met hun vermogensbehoefte overeenstemde. 40% van de aansluitingen bevindt zich momenteel dan ook in de ene categorie 3, terwijl de resterende 60% dan over de zes resterende categorieën wordt uitgesmeerd, waarbij er daar ook nog grote verschillen tussen die categorieën zijn. Het is ook totaal onduidelijk waarom en hoe deze vermogensschijven gekozen zijn. De uitleg: "Er werden zeven subcategorieën ontwikkeld op basis van de gemiddelde capaciteitsverdeling, het "marktaandeel" van de verschillende capaciteiten in Vlaanderen, en op basis van een studie van de werkmaatschappij Eandis.", voldoet alvast niet, zeker niet als je kijkt naar de cijfermatige verdeling. Een grote groep heeft volgens de Vlaamse Ombudsdienst in het huidige voorstel een bepaald vermogen verplicht

opgedrongen gekregen en er is wel een mogelijkheid om dit vermogen te laten aanpassen, maar alles lijkt er op te wijzen dat de klant dan moet opdraaien voor de kosten en dat de niet-periodieke kost hiervoor, uiteraard afhankelijk van de situatie van het gezin, meermaals zal moeten gedragen worden in de loop van een gezins-/levenscyclus. Een cynicus zal opmerken: eerst vragen de netbeheerders aan de VREG een ander tarief om vervolgens dan in uitvoering daarvan bijkomend (individuele) niet-periodieke tarieven te kunnen toepassen, waarbij elk individu natuurlijk het volle tarief betaalt, terwijl een netbeheerder zich natuurlijk zo zal organiseren dat vermogensaanpassingen in 1 gemeente op 1 dag gedaan worden door dezelfde ploeg zodat in essentie maar 1 keer grote verplaatsingskosten nodig zijn. Bovendien zou een doorrekening van de verplaatsingskost aan de gezinnen het systeem behoorlijk intransparant maken omdat een gezin dan moet afwegen hoeveel het niet-periodieke tarief van de vermogensaanpassing kost in vergelijking met de jaarlijkse besparing die eventueel haalbaar is door van vermogensschijf te veranderen, waarbij men dan waarschijnlijk minstens een aantal jaren in die nieuwe vermogensschijf zal moeten kunnen blijven om het niet-periodiek tarief terug te verdienen.

Volgens Volta lijken de gekozen vermogensschijven niet overeen te stemmen met de standaard (aansluit)automaten. De schijven zijn vrij groot als we het afvlakken van pieken door batterijen willen stimuleren: vb. de Tesla Wallbox heeft een vermogen van 3,3 kW. Daarmee kan je geen volledige schijf overbruggen. Daarom lijkt het Volta interessant om te werken met de standaard automaten (16 – 20 – 25 – 32 – 40 – 63 – 80 – 100 A) en op die manier twee bijkomende vermogensschijven in te voeren.

Volgens Zonstraal lijkt het voorgestelde tarief in schijven niet interessant of toekomstgericht. Veel eenvoudiger is volgens hen een uniform tarief per kW aansluitingsvermogen (zoals voor categorie X7). Het effect op het te betalen bedrag is zeer beperkt. Een uniform tarief laat toe om per aansluiting een aangepast vermogen aan te vragen in plaats van de huidige standaardaansluitingen van bijvoorbeeld 40A of 63A. Een aangepaste meter zou dan wel een vrij te kiezen maximaal vermogen moeten mogelijk maken.

Smart Grids Flanders maakt twee belangrijke kanttekeningen bij het voorstel van de vermogensschijven:

1. Een jaarbasis voor het bepalen van het capaciteitsvermogen is veel te lang. Veranderingen van capaciteitsschijf dienen idealiter te gebeuren op weekbasis en maximaal op maandbasis. Moderne technologie is hiertoe perfect in staat.
2. Teneinde de sturing maximaal te maken dient de tarifiering te gebeuren op basis van de gemeten capaciteit of het onderschreven vermogen in plaats van het aansluitings- of contractueel vermogen. Slimme meters maken het immers perfect mogelijk om zowel de afrekening efficiënt te laten gebeuren alsook de gebruiker consistent te informeren over zijn huidige capaciteitssituatie.
3. Smart Grids Flanders is voorstander om de toewijzing te doen op basis van het gemeten piekvermogen in plaats van op de gemeten capaciteit. Op basis van een slimme meter kan ook de noodzaak aan een speciale behandeling van de prosumenten betreffende de ODV kosten vervallen en kan men zo een homogene tarifiering hanteren.

Verder is er volgens Smart Grids Flanders nood aan een bijkomende vermogensschijf X0 voor deze groep die geen capaciteit van het net wensen te betrekken.

Voor Samenlevingsopbouw is de veelheid aan subcategorieën erg complex. Zeven verschillende categorieën is veel. Samenlevingsopbouw is er van overtuigd dat de kosten voor het net vooral

gemaakt worden door de pieken bij grootverbruikers. Daarom moet de focus ook liggen op die verbruikerscategorieën. Samenlevingsopbouw stelt dan ook voor om te onderzoeken of er subcategorieën kunnen samenvloeien.

Reactie VREG

De VREG heeft voor de niet-piekgemeten klanten op laagspanning vermogensschijven voorgesteld. Dit omwille van technische redenen, gezien elke aanpassing van het vermogen een fysieke aanpassing ter plaatse vereist. Om deze reden zal de klant niet zijn werkelijke capaciteit betalen (door middel van een EUR/kVA tarief), maar zal deze er niet ver vanaf liggen (door middel van een EUR/kVA_{schijf} tarief). In het geval van piekmeters (of bijv. indien slimme meters worden geïntroduceerd), kan er een tarief worden voorgesteld op basis van EUR/kVA in plaats van EUR/kVA_{schijf}. Op vandaag vinden we het niet aangewezen om voor de slimme meters een tarief op basis van EUR/kVA te betalen, mede gelet op het tarief voor aansluitingen zonder slimme meter.

De VREG begrijpt in dit kader de vraag van de belanghebbenden om meer onderbouwing te verkrijgen over de bepaling van de vermogensschijven. In dit verslag is ook duidelijk dat de meningen erg divers zijn. Minder vermogensschijven heeft tot gevolg dat er minder kan worden gewisseld van vermogensschijf, en dat men binnen het systeem de hoogste kVA eenheid zal willen toepassen binnen de vermogensschijf. Meer vermogensschijven (bijv. EUR/kVA in plaats van EUR/kVA_{schijf}) heeft echter mogelijk tot gevolg dat de netbeheerders het aantal gevraagde aanpassingen van de capaciteiten niet aankunnen, maar dat de werkelijke capaciteit beter overeenkomt met de vermogensschijf waarin de klant zich bevindt. We moeten bijgevolg ook rekening houden met de operationele beschikbaarheid, alsook ervoor zorgen dat de kosten voor de netbeheerder³⁷ (en bijgevolg de tarieven) niet stijgen door de invoering van een capaciteitstarief.

De vermogensschijven moeten bovendien niet alleen worden opgemaakt in functie van de consument, maar ook met de kosten die daardoor op het net worden veroorzaakt. Om deze reden zullen de huidige vermogensschijven bijkomend worden onderzocht.

De bemerkingen die de Vlaamse Ombudsdienst aanhaalt zijn enkel mogelijk indien iedereen een slimme meter heeft. Op vandaag heeft de Vlaamse Regering geen beslissing genomen over de slimme meters (wie, wanneer etc.). Het is dan ook niet mogelijk om er vanuit te gaan dat:

- a- een bedrag per kVA enkel mogelijk is bij een slimme meter. Voor een onderscheiden behandeling t.a.v. aangeslotenen zonder slimme meter moeten er objectieve rechtvaardigingsgronden bestaan;
- b- indien de slimme meter voor iedereen wordt uitgerold, duurt deze uitrol vermoedelijk minstens 10 jaar. De VREG acht het echter onmogelijk om nog meer dan 10 jaar te wachten met het invoeren van een capaciteitstarief, gezien de energietransitie niet op zich laat wachten.

Om dezelfde reden is het bijgevolg ook onmogelijk om de capaciteitsschijf te baseren op weekbasis of maandbasis. Verder kan men de vraag stellen of het wel ideaal is om een tarief te veranderen per week of per maand. Dit maakt de factuur voor een gezin immers volatiel. Bijkomend moet deze wekelijkse/ maandelijks aanpassing worden doorgerekend aan de klant via de netbeheerder aan de leverancier.

³⁷ Bijv. door de kost voor het wijzigen van het aansluitingskost te verlagen (een suggestie van meerdere stakeholders) kunnen de kosten voor de netbeheerder stijgen. Deze kosten moeten vervolgens gesocialiseerd worden, waardoor mogelijk de tarieven moeten verhogen.

De VREG is het oneens met het voorstel om de sturing te baseren op basis van het onderschreven vermogen in plaats van het aansluitingsvermogen. De klant reserveert immers een contractueel vermogen en heeft de mogelijkheid deze op elk moment te gebruiken. De distributienetbeheerder moet bijgevolg ook het aansluitingsvermogen ter beschikking kunnen stellen, en past zijn infrastructuur hierop aan. Het aansluitingsvermogen is om deze reden wel een goede parameter om de kostenreflectiviteit van de tarieven te garanderen. De VREG staat echter wel open voor een tariefdrager op basis van het onderschreven vermogen voor piekgemeten klanten (zie Hoofdstuk VIII).

De VREG is het ook oneens met de stelling dat een vermogensschijf X0 moet worden geïntroduceerd voor de groep die geen capaciteit van het net wenst te nemen. Deze groep heeft immers de mogelijkheid zijn aansluiting te laten afsluiten van het net waardoor deze geen elektriciteitsfactuur meer zal ontvangen. Bovendien betekent het niet dat iemand die geen of weinig capaciteit afneemt van het net, ook geen of weinig kosten veroorzaakt op het net. Elke aansluiting gaat immers gepaard met een individuele behandeling. Hiervoor zijn infrastructuurkosten gemaakt die niet volledig via de niet-periodieke tarieven zijn doorgerekend en afgeschreven dienen te worden³⁸. Bijgevolg kan men niet stellen dat er geen kosten zijn voor afnemers die geen capaciteit nemen.

De stelling van Anode dat iemand met een zwembad evenveel betaalt als iemand zonder zwembad gaat volgens de VREG niet op. Iemand die het water voor een zwembad elektrisch verwarmt zal immers een hogere capaciteit nodig hebben en zal ook een hogere elektriciteitsafname hebben. De elektriciteitsafname blijft van groot belang binnen de factuur, gezien de kWh factor instaat voor het grootste deel van de factuur.

3.6.2. Zienswijze 22.

Zienswijze	Bezorgdheden capaciteit onvoldoende gekend
Belanghebbende(n)	FEBEG Smart Grids Flanders Samenlevingsopbouw Zonstraal Vlaamse Ombudsdienst Unizo Volta Zero Emission Solutions

Reactie belanghebbende(n)

FEBEG vreest dat de nieuwe tarieven als complex en verwarrend (weinig transparant) zullen gepercipieerd worden door de afnemer. Niet alleen omdat deze geen idee heeft van de benodigde capaciteit, maar ook het feit dat de ODV's en taksen wel nog steeds op basis van kWh worden afgerekend, naast de vaste capaciteitscomponent. De factuur zal er dus in haar totaliteit complexer op worden doordat er een bijkomende kostendrager is, namelijk kVA. Ook de verschillende benadering van een consument en een prosumant voor wat betreft het luik ODV's zal het bijvoorbeeld complexer maken (en moet omstandig gemotiveerd worden). FEBEG vraagt om in het

³⁸ Het niet-periodieke tarief (éénmalige kost) voor het plaatsen van de aansluiting wordt in mindering van de RAB-waarde gebracht (voor de periodieke tarieven).

bijzonder te waken op de eenvoud van het tarief en de mate waarin op een begrijpelijke manier over het tarief gecommuniceerd kan worden.

Aanvullend uit FEBEG de bezorgdheid dat de klant correct en transparant moet geïnformeerd worden over zijn aansluitcapaciteit en wat een doorsnee gezin normaal gezien nodig heeft aan capaciteit. Op dit moment zijn de meeste aansluitingen overgedimensioneerd en weten de afnemers meestal niet wat voor hen de ideale capaciteit zou zijn. Het is dus uiterst belangrijk een goed sensibiliserings- en communicatietraject op te zetten zodat de klanten afdoende geïnformeerd worden over de juiste capaciteit die ze nodig hebben.

Samenlevingsopbouw is er van overtuigd dat een overgroot deel van de klanten zelf niet weet over welk aansluitingsvermogen ze beschikken. Het aansluitingsvermogen is een nieuwe factor in de energiefactuur en dit zal de complexiteit van de factuur enkel doen toenemen.

Volgens Zonstraal zal het voor de gebruiker moeilijk zijn om het juiste minimale aansluitvermogen te kiezen. Bovendien bestaat het risico dat de gebruiker bij een te laag vermogen meermaals geconfronteerd wordt met stroomonderbrekingen wat het comfort sterk doet verminderen. Bij tijdelijke kortstondige werkzaamheden is mogelijk dan weer onvoldoende vermogen aanwezig.

Volgens de Vlaamse Ombudsdienst moet de burger in feite zijn vermogensbehoefte kennen, want het komt volgens de simulaties van de netbeheerders blijkbaar niet alleen aan op het juiste aansluitvermogen, maar ook op de benutting ervan. Een juist aansluitvermogen met een slechte benutting komt volgens de huidige simulaties nog altijd slecht uit de verf, versta gaat meer betalen ten opzichte van de huidige situatie. Wie gaat de burgers informeren over hun vermogensbehoefte en het daarbij horende aansluitvermogen? En is dit dan een inspannings- of een resultaatverbintenis?

Unizo en Volta halen aan dat niet-piekgemeten klanten vaak niet op de hoogte zijn van welk aansluitingsvermogen voor hun het meest geschikt is.

Volgens Smart Grids Flanders is het nodig dat de consument goede informatie krijgt over het verbruik en hoe dat verbruik kan geoptimaliseerd worden op basis van bv vraag verschuivende acties en/of opslag, teneinde de consument in staat te stellen om te bepalen wat voor hem een ideale aansluitcapaciteit is. Bijgevolg acht Smart Grids Flanders het nodig om middelen ter ondersteuning van het bepalen van de ideale aansluitcapaciteit te voorzien. Momenteel wordt de aansluitcapaciteit slechts sporadisch veranderd, typisch een verzwaaring van de aansluiting, en gaat dit gepaard met kosten zoals bepaald in de tarievenstructuur niet-periodieke distributietarieven, zoals voorgesteld in hoofdstuk 6.1. Een capaciteitstarief kan niet los gezien worden van de hoogte van deze tarieven. De energiebehoefte van een consument verschuiven immers sterk naarmate de tijd vordert (denken we bv aan gezinnen). Ook technologische ontwikkelingen kunnen hier een aanzienlijke impact op hebben. Voor het veranderen van capaciteitskeuze dient er dus een systeem te komen, gelijkaardig aan dat van een verandering van energieleverancier dat toestaat om op een snelle en kosteloze vorm over te schakelen van capaciteitstarief.

Zero Emission Solutions stelt dat weinig mensen weten hoeveel de capaciteit van hun aansluiting bedraagt. Sterker nog, de DNB's weten dit niet eens altijd. Veelal werden in het verleden te zware aansluitingen voorzien onder het mom van "het kost niets, laat ons maar ruim genoeg gaan", hierin dikwijls gesteund door de netbeheerder. Is het te verantwoorden dat men een tariefverhoging

doorvoert op kap van de onwetendheid van consument ? Staat dit niet haaks t.o.v. de rol die de VREG zich tot dusver aanmeet om de consument te informeren over lagere tarieven (de V-test) ?

Enkel goed geïnformeerde of kritische burgers die zich laten informeren, zullen massaal een aansluitingscapaciteitsverlaging aanvragen. Doorgaans zijn dit niet de sociaal zwakkeren in deze maatschappij. Sterker nog, off-grid oplossingen zijn vandaag al technisch mogelijk (zonnepanelen mét brandstofcel én batterijopslag) maar hebben nog een vrij lange terugverdientijd (8 à 10 jaar). Een niet-dynamisch capaciteitstarief zoals de VREG het nu voorstelt maakt dergelijke oplossingen economisch haalbaar, tenminste voor de betere middenklasse. De sociaal zwakkeren worden hoe dan ook het slachtoffer. Zero Emission Solutions kan zich onmogelijk voorstellen dat de VREG dit wenst. Het lijkt er sterk op dat de VREG zich van bovenstaande elementen niet bewust is of dit blijkbaar niet heeft onderzocht. Het verdient aanbeveling om hierrond grondig onderzoek te laten uitvoeren.

Reactie VREG

De VREG begrijpt het argument dat een groot aantal van de consumenten op vandaag niet in staat is om de grootte van zijn capaciteitsvraag autonoom te bepalen. De VREG wenst echter een gedragsverandering te stimuleren met een capaciteitstarief: de gezinnen moeten zich in het nieuwe energielandschap bewust worden van de effecten van hun capaciteit. Gezinnen moeten zich bewust worden van zowel rationeel energiegebruik als rationeel netgebruik.

De VREG onderschrijft dat hierbij de nodige ondersteuning moet worden voorzien aan klanten voor het bepalen van de ideale aansluitingscapaciteit. De consument weet op vandaag immers onvoldoende hoeveel capaciteit nodig is om comfortabel te leven. Hiervoor is het noodzakelijk dat de consumenten voldoende worden ingelicht en dat er communicatie- en sensibiliseringscampagnes worden uitgevoerd. De uitwerking hiervan zal samen met de betrokken stakeholders worden bekeken.

3.6.3. Zienswijze 23.

Zienswijze	Bezorgdheden prijs en modaliteiten wijzigen aansluitingsvermogen
Belanghebbende(n)	FEBEG BePowered Samenlevingsopbouw Test-Aankoop Zonstraal Groen Mr Bart Smedts Mr Ludo Wouters

Reactie belanghebbende(n)

FEBEG is van oordeel dat de klant éénmalig de kans moet krijgen om zijn aansluitcapaciteit gratis of tegen een redelijke prijs te laten aanpassen. Daarna kan dit tegen een tarief dat de reële kostprijs reflecteert. Op vandaag kan dit vermogen enkel ter plaatse worden aangepast resulterend in een operationele kost voor de DNB. In dit kader pleit FEBEG opnieuw voor een uitrol van slimme meters waardoor de aanpassing van de aansluitingscapaciteit sneller (en op afstand) kan gebeuren,

resultierend in minder kosten. Klanten zullen hun capaciteit immers laten op- en afregelen in functie van de behoeften (o.a. het marktaanbod).

Volgens FEBEG kan de beperking tot het aanpassen van de capaciteit leiden (bijv. max 1 maal per jaar het aansluitingsvermogen wijzigen) tot praktische problemen indien er meerdere activiteiten gebeuren op een bepaald toegangspunt die een impact zouden kunnen hebben op de capaciteit, bv. bij verhuis, bij investeringen die de klant doet, als de gezinssamenstelling wijzigt,... Indien er een slimme meter geïnstalleerd is, is het niet duidelijk waarom de beperking tot aanpassing van de capaciteit (zoals voorzien in het voorstel) nodig is.

Volgens BePowered moet er voldoende granulariteit zijn in de vermogensschijven om het technisch mogelijk te maken om te zakken naar een lagere vermogensschijf. De tarifiering per schijf dient dit voldoende te ondersteunen, rekening houdend dat de spanningen groter worden hoe verder men wil zakken (juiste inschatting slim gebruik, vraagsturing en/of batterijopslag). De prijszetting moet dus niet lineair, maar beter meer exponentieel zakken. Ook moeten remmende factoren vermeden worden. Het verlagen van de aansluitcapaciteit moet dus bij voorkeur gratis gebeuren (men geeft zijn ruimte af aan een derde die extra op het net kan). In een context van slimme meters moet dit zelfs op afstand mogelijk zijn.

In de context van slimme meters die lager ingesteld kunnen worden dan ze afgezekerd zijn is dit zeker een haalbare kaart. Het geeft ook ineens zuurstof aan een slim afschakelplan waar men niet gaat afschakelen, maar capaciteit gaat verminderen.

Samenlevingsopbouw maakt de opmerking dat klanten door het invoeren van het capaciteitstarief kunnen besparen door hun aansluitingsvermogen te verlagen. Hier is echter een kost aan verbonden: van 180 € tot 500 € afhankelijk van de meterkast (informatie van Infrac). Dit is een forse investering die zich pas op lange termijn terugverdient. Mensen met een beperkt inkomen hebben volgens Samenlevingsopbouw veelal niet de financiële ruimte om deze investering te doen. Ze zijn financieel niet in staat om in het nieuwe systeem met een capaciteitstarief greep te krijgen op de kosten voor het distributienetbeheer. Dit is toch wel een fundamentele tekortkoming van dit systeem zoals het nu voor ligt.

Voor Test-Aankoop is het onaanvaardbaar dat de consument zelf moet opdraaien voor de kost die een aanpassing met zich meebrengt en die gemiddeld €180 bedraagt. Wie over een overgedimensioneerde aansluiting beschikt, heeft daar overigens niet noodzakelijk zelf voor gekozen. De doorsnee consument is zelfs helemaal niet op de hoogte van de capaciteit van zijn aansluiting. Het gevaar bestaat dat minder goed geïnformeerde consumenten hun aansluitingscapaciteit niet zullen aanpassen.

Volgens Zonstraal is de procedure (en vooral kosten) om een lagere aansluiting aan te vragen nog onbepaald. Wie vroeger bij nieuwbouw zonder meerkost kon kiezen voor een 63A in plaats van 40A aansluiting mag nu niet benadeeld worden. Een 'gratis' omschakeling naar bijvoorbeeld 40A zou dan ook moeten mogelijk zijn. Het zou vreemd zijn als de netgebruiker zou moeten betalen om minder comfort te krijgen en enkel maar om zich aan te passen aan een veranderende tariefstructuur (tot die weer eens aangepast wordt). Het is ook niet logisch om een netgebruiker te laten betalen voor een aanpassing die een voordeel oplevert voor de netbeheerder (door minder aansluitvermogen te moeten voorzien). Eventueel aanpassen van het aansluitvermogen wordt best gecombineerd met de jaarlijkse meteropname om verplaatsingskosten uit te sparen.

Zonstraal meldt ook dat bij de invoering van de nieuwe tariefstructuur de verbruiker onmiddellijk zal proberen zijn aansluitingsvermogen te doen dalen. Dit zal tot een overvloed van aanvragen bij de netbeheerder leiden waardoor lange wachttijden en ontevredenheid te verwachten zijn. Daarom zou een overgangperiode voorzien moeten worden zodat de netgebruiker ruim de tijd krijgt om zijn installatie te laten aanpassen alvorens het tarief ingaat.

Groen reageert dat een klant de mogelijkheid moet krijgen om de aansluiting aan te passen. Hiervan zijn echter de modaliteiten nog onbekend. In ieder geval kan dit vandaag nog niet vanop afstand en de distributienetbeheerders stellen dat het verlagen van het vermogen eigenlijk pas zinvol is op het moment dat er een slimme meter is, omdat het op dat moment ook van op afstand kan ingesteld worden en afgestemd op de behoeften van de klant. Volgens Groen stelt Eandis bovendien dat de huidige fysieke standaardaansluiting van 9,2 kVA ook naar de toekomst toe een goede waarde is en dat het dus niet de bedoeling is om deze te verlagen. Zo lang er dus geen slimme meters zijn zal er zeker voor de huishoudens met een standaardaansluiting geen mogelijkheid zijn om de aansluiting te verlagen.

Mr Smedts vindt dat het capaciteitstarief op zich wel een goed idee is maar dat het in zijn geval niet fair is: Mr Smedts meldt dat hij wordt bestraft omdat de oorspronkelijke eigenaar van zijn huis een te zware installatie heeft laten plaatsen. Daarom zou hij pleiten dat in zulk geval de netbeheerder slechts een minimale kost mag aanrekenen voor het verlagen van de capaciteit van de installatie.

Volgens Mr Wouters moeten de modaliteiten voor het wijzigen van het aangesloten vermogen integraal deel uitmaken van het voorstel. Volgens hem bepaalt dit immers hoe hoog de drempel wordt om een aanpassing aan te vragen. Een hoge kost betekent weinig of geen vermogenaanpassingsaanvragen. Als het voorstel doorgaat, zou een aanpassing naar beneden minstens gratis moeten zijn, of zelfs gesponsord mogen worden door de DNB's: want in hun redenering zal dit hun toekomstige kosten/investeringen structureel verlagen. Ook verhogen mag in feite niet duurder zijn dan de reële kostprijs, vermits dit gegarandeerde inkomsten genereert voor de DNB's.

Ook de vergelijking met de industriële vermogensterm houdt volgens Mr Wouters geen steek. De piekgemeten klanten hebben een kwartier de tijd om hun verbruiken aan te passen door de minst kritische verbruikers tijdelijk uit te schakelen, en daardoor hun kwartuurverbruik onder de afgesproken limiet te houden. De apparatuur die deze kwartuurverbruiken opvolgt heeft ook zijn kostprijs welke bij de industriële klanten via een verlaging van de piek-term te verantwoorden is.

Reactie VREG

Er is op vandaag nog geen beslissing genomen over het wijzigen van de kost van het aanpassen van de capaciteiten (= niet-periodieke tarieven) bij de invoering van een capaciteitstarief. Onderzoek moet gevoerd worden naar o.a. de effecten van de vermogensaanpassing op de kosten en op de operationele beschikbaarheid van de netbeheerder. De aanpassing van de capaciteit vereist een fysieke ingreep waaraan een kost verbonden is. Bepaalde stakeholders opperen om deze verlaging van de aansluitingscapaciteit (tijdelijk) gratis uit te voeren alsook het aantal vermogensschijven te verhogen. Dit heeft tot gevolg dat deze kosten gesocialiseerd dienen te worden over alle aangeslotenen. Hierdoor stijgen de kosten voor iedereen. Dit is bijgevolg een keuze met een maatschappelijk belang.

Zonstraal maakt de terechte opmerking dat de invoering van vermogensschijven kan leiden tot een overvloed van aanvragen bij de netbeheerder. Dit zou samen kunnen worden uitgevoerd met de meteropname, maar kan er mogelijk ook voor zorgen dat het enige tijd duurt dat een klant zijn

capaciteit kan verlagen. Om deze reden zullen de vermogensschijven verder worden onderzocht. Immers hoe meer schijven, hoe meer de operationele beperkingen stijgen. Bovendien kan er een maximaal optimum zijn waarboven de winst (extra capaciteit voor de netbeheerder) lager kan uitvallen dat de maatschappelijke kost (verplaatsingen en operationele handelingen).

De stelling dat 'iemand die zijn aansluitvermogen aanpast aan zijn vermogensbehoefte net bijdraagt tot het rationeel netgebruik en dan lijkt het in die zin eigenaardig dat die persoon daarvoor zou moeten betalen' gaat volgens de VREG niet helemaal op. Als een klant zijn aansluitingscapaciteit verlaagt, betaalt deze immers een verlaagd periodiek distributienettarief. Voor de verlaging van de aansluiting vereist dit een fysieke ingreep, en hiervoor betaalt een klant een niet-periodieke kost. Dit wordt duidelijk aangehaald in de prijssetting van de vermogensschijven.

Het is bovendien onterecht aan te nemen dat een hogere capaciteit eenzelfde kost heeft dan een lage capaciteit in de niet-periodieke kosten. Een hogere aangevraagde aansluiting kost immers meer dan een standaardaansluiting, het vermogensrecht bepaalt hierin het verschil. Klanten werden bijgevolg in het verleden ook al aangemoedigd om de capaciteit niet te hoog te nemen, door een hoger tarief in te voeren voor hogere aansluitingscapaciteiten.

In het geval er slimme meters beschikbaar zouden zijn, zou de niet-periodieke kost uiteraard sterk verlagen. Vandaag bedraagt de aanpassing van de capaciteit voor een gezin gemiddeld 180 euro. Deze kost is voornamelijk te wijten aan de fysieke aanwezigheid die noodzakelijk is om de aanpassing uit te voeren. Met de mogelijke introductie van slimme meters zal er geen fysieke aanwezigheid meer nodig zijn (voor zover de functionaliteiten dit ondersteunen) en kan deze aanpassing van op afstand tot stand worden gebracht.

De VREG gaat niet akkoord met de zienswijze dat men de aansluitingscapaciteit niet kan verlagen zolang men niet beschikt over een slimme meter. Zelfs op vandaag kan iedereen die dit wenst een verlaging van de aansluitingscapaciteit aanvragen.

Het feit dat slimme meters kunnen bijdragen aan het afschakelplan is een keuze die met de nieuwe tariefstructuur in acht dient te worden genomen. De VREG heeft de bedoeling om diensten rond flexibiliteit over te laten aan de markt. De vrije markt kan immers sneller reageren op veranderingen dan een gereguleerde markt. De keuze om meer flexibiliteit of slimmere tarieven te introduceren binnen het kader van een capaciteitstarief, of dit over te laten aan de markt, of zelfs een combinatie van beiden, zal nog verder onderzocht worden. De VREG heeft via de consultatie meerdere vragen gekregen om een meer flexibel tarief in te voeren dan het huidige model. Beide systemen hebben hun voor- en nadelen. Het is echter nog onvoldoende gekend hoe diensten zullen worden opgezet om flexibiliteit te vermarkten waardoor stakeholders minder geneigd zijn dit model te ondersteunen (zie Hoofdstuk IX).

Het Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit legt vast dat ieder gezin recht heeft op een minimum capaciteit van 9,2 kVA (= standaardcapaciteit). Deze bepaling zal verduidelijkt worden in de herziening van het Technisch Reglement, zodat elke afnemer de keuze heeft om lager te gaan dan deze standaardcapaciteit.

Facturatietechnisch kunnen vermogensschijven voor problemen zorgen bij de leverancier. Indien een klant immers meerdere keren wisselt van capaciteit in één jaar, is de verwerking en facturatie hiervan een moeilijk haalbare kaart. Dit zou echter kunnen worden opgelost door het aantal

aanpassingen per jaar te beperken tot bijv. één. Hierover moet echter nog bijkomend onderzoek en overleg worden gepleegd.

3.6.4. Zienswijze 24.

Zienswijze	Vermogensschijven zijn evenwichtige segmentatie
Belanghebbende(n)	Eandis

Reactie belanghebbende(n)

Vanuit theoretisch oogpunt kan Eandis het voorstel van de VREG ondersteunen. Een interne studie (zoals eerder toegelicht aan de VREG) heeft aangetoond dat het voorstel van vermogensschijven tot een evenwichtige segmentatie van de LS-klienten leidt die future proof is.

Het voorstel houdt rekening met:

- De huidige en te verwachten vermogensbehoefte van verschillende types netgebruikers in functie van hun elektrische toepassingen. Eandis verwacht 2 effecten: een dalende vermogensbehoefte dankzij batterijen en HEMS (Home Energy Management System) en een stijgende behoefte ten gevolge van toenemende elektrificatie;
- De standaardautomaten bij nieuwe aansluitingen;
- De eigenheid van de verschillende DNB's op vlak van spanningsniveaus en historische keuze van automaten: klienten op verschillende spanningsniveaus (230V of 400V) met een vergelijkbaar aansluitingsvermogen vallen binnen dezelfde schijf;
- Dezelfde structuur kan gebruikt worden voor consumenten en prosumenten.

Vanuit praktisch oogpunt zijn er wel aandachtspunten. Hoe meer schijven, hoe groter de prikkel tot een vermogensaanpassing. Dat is op zich positief, de prikkel ondersteunt rationeel gebruik van het net. Een vermogensaanpassing bij een klassieke meter vereist wel een fysieke ingreep waaraan een kost verbonden is. Een massale vermogensaanpassing bij klassieke meters zal een aanzienlijke eenmalige kost teweeg brengen. Een tweede aandachtspunt is de operationele bottleneck die een massale golf van vermogensaanpassingen kan veroorzaken.

Eandis vraagt deze aandachtspunten af te wegen ten aanzien van de kosten en de baten van elk voorstel en indien aangewezen alternatieve pistes te overwegen.

Reactie VREG

De VREG ondersteunt de zienswijze dat het huidige voorstel future proof is. De VREG wenst echter bijkomend onderzoek te verrichten naar de toepassing van de vermogensschijven. Hiervoor worden er bijkomende studies gepland inzake prijselasticiteiten, demand-response tarieven, gedragsveranderingen, erosie van de financieringsbasis, energie-efficiëntie, energiearmoede etc.

Verder moet er onderzoek gevoerd worden naar de effecten van de vermogensaanpassing op de kosten en op de operationele beschikbaarheid van de netbeheerder. Zoals Eandis aanhaalt vereist de aanpassing van de capaciteit bij een klassieke meter een fysieke ingreep waaraan een kost verbonden is.

Bepaalde stakeholders opereren om deze verlaging van de aansluitingscapaciteit (tijdelijk) gratis uit te voeren alsook het aantal vermogensschijven te verhogen. Dit kan de operationele mogelijkheden

onder druk zetten. Bovendien zouden de hiervoor door de distributienetbeheerder gemaakte kosten dan louter worden gesolidariseerd en verrekend via andere (periodieke) distributietarieven. Er zal dus bijkomend onderzoek moeten verricht worden naar overgangsmatregelen, de effecten van het aantal vermogensschijven op de operationele mogelijkheden van de netbeheerder en de effecten van het aantal vermogensschijven op de kosten van de netbeheerder (zie Hoofdstuk I).

3.6.5. Zienswijze 25.

Zienswijze	Conclusies laagspanning volgens de netbeheerder
Belanghebbende(n)	Eandis

Reactie belanghebbende(n)

Eandis en Infrac hebben de impact van het capaciteitstarief volgens het model van de VREG nagerekend. Dit zijn de voornaamste conclusies voor de klantengroep laagspanning:

- Gezinnen en bedrijven die het net rationeel gebruiken (hoge benutting) betalen minder door de invoering van een capaciteitstarief;
- Voor een doorsnee gezin met een vermogen van 9,2 kVA en een verbruik tussen 2.000 kWh en 5.000 kWh is de impact op jaarbasis klein;
- Gezinnen met elektrische verwarming betalen meer als gevolg van het capaciteitstarief, als gelijktijdig met de invoering van het capaciteitstarief de huidige korting op ODV-kosten verminderd zou worden van 75% naar 50%;
- Voor beschermde klanten verandert er niets;
- Voor prosumenten hangt de impact van het capaciteitstarief af van de benutting en van de verhouding tussen het vermogen van de omvormer en het aansluitingsvermogen;
- Uit simulaties blijkt dat het capaciteitstarief geen rem betekent voor nieuwe technologieën. Nieuwe technologie die de beschikbare capaciteit efficiënt gebruikt, heeft baat bij het capaciteitstarief;
- Er treden verschillende effecten op wanneer klanten hun aansluitingsvermogen laten zakken. Optimalisatie van het aansluitingsvermogen leidt tot een financieel voordeel voor de individuele klant. Wanneer veel klanten hun vermogen laten zakken, dan zal de prijs per kVA stijgen. Wanneer mensen hun huidige aansluitingsvermogen aanpassen in functie van hun vermogensbehoefte, dan wordt de herverdeling tussen mensen die meer en minder gaan betalen evenwichtiger.

Reactie VREG

De VREG onderschrijft de conclusies van netbeheerder Eandis.

3.6.6. Zienswijze 26.

Zienswijze	Conclusies laagspanning volgens de energieleveranciers
Belanghebbende(n)	FEBEG

Reactie belanghebbende(n)

Algemeen formuleert FEBEG de volgende opmerkingen op het voorstel van tariefstructuur voor laagspanning dat momenteel geconsulteerd wordt.

- We moeten er over waken dat de nieuwe tarieven niet te complex of verwarrend zijn voor de consument (die op vandaag al geen wegwijs meer weet). Er is nood aan transparante, eenvoudige en niet discriminerende tarieven.
- We stellen vast dat het nettatarief vraagbeheer en flexibiliteit zal ontraden. Positieve pieken die congestie verhelpen of het systeem helpen, zullen ontmoedigd worden.
- De slimme meter is een nuttig middel om de capaciteit van de klant op een snelle en kosten-efficiënte wijze (op afstand) te moduleren.
- Een vertraging in de uitrol van de slimme meter mag geen belemmering vormen voor de toepassing van het capaciteitstarief.
- Het capaciteitstarief mag geen belemmering zijn om innovatieve en slimme diensten zoals opslag aan te bieden.
- FEBEG is geen voorstander van nettatarieven in functie van de reële toestand van het net (dynamische nettatarieven).
- De prikkel tot energie-efficiëntie en besparing zal verzwakt worden.
- Er moet verder nagedacht worden hoe om te gaan met klanten in energiearmoede.
- Overgangsmaatregelen voor de aanpassing van het aansluitvermogen zijn aangewezen.
- We zijn geen voorstander van het zonder meer afschaffen van het dag- en nacht tarief zowel vanuit de invalshoek van de klant als van de leverancier.
- Een aparte behandeling van prosumenten (deel ODV's) zou moeten vermeden worden. Er moet geleidelijk en op korte termijn afgestapt worden van het systeem van de terugdraaiende teller met compensatie.
- Sensibilisering en communicatie-trajecten zullen noodzakelijk zijn
- Wij vragen om te waken over de negatieve impact op de leverancier (rectificaties, klachten) die aanleiding kunnen geven tot bijkomende wanbetaling.

Reactie VREG

Het huidige voorstel is gebaseerd op een capaciteitstarief met beperkte flexibiliteit. De VREG heeft de bedoeling om diensten rond flexibiliteit over te laten aan de markt. Met een slimme meter kan iedere consument hier vrij op intekenen, en kan ook kiezen aan welke diensten hij of zij wenst deel te nemen (bijv. op bepaalde momenten weinig te verbruiken, of op bepaalde momenten net meer te verbruiken). Dit onderwerp wordt in dit consultatieverslag verder uitgewerkt in Hoofdstuk IX.

De VREG neemt akte dat FEBEG geen voorstander is van nettatarieven die gebaseerd zijn op de reële toestand van het net (dynamische nettatarieven of critical peak pricing).

Het klopt dat een capaciteitsgebaseerde tariefstructuur een impact heeft op energie-efficiëntie en kleine afnemers. Wel heeft iedere afnemer de mogelijkheid zijn capaciteit te verlagen, zo het net te optimaliseren en bijgevolg zijn netkosten te zien dalen. Om het negatieve effect op de energie-efficiëntie en voor kleine afnemers nog verder te beperken, gaat de VREG bovendien flankerende maatregelen onderzoeken.

Voor beschermde klanten verandert er niets gezien deze onder de federale bevoegdheid vallen.

De VREG begrijpt dat FEBEG geen voorstander is van het afschaffen van het dag- en nachttarief. Deze tijdsblokken hangen immers nauw samen met de prijzen van de commodity. Het afschaffen van het dag- en nachttarief voor de distributienettarieven betekent echter niet dat het dag- en nachttarief niet meer kan behouden worden voor de commodityterm.

Data hebben aangetoond dat aansluitingen met een enkelvoudige meter (waarbij geen dag- en nachttarief van toepassing is) een betere spreiding geven van de capaciteitsbelasting dan aansluitingen met een tweevoudige meter. Een enkelvoudige meter zou bijgevolg minder netkosten veroorzaken dan tweevoudige aansluitingen. De VREG erkent echter dat deze correlatie onlogisch lijkt en zal hiervoor bijkomend onderzoek verrichten.

Voor wat de onderscheiden behandeling van de prosumenten en de 'niet-prosumenten' betreft, zullen bij de netgebonden kosten de verschillen tussen de twee types netgebruikers worden weggewerkt door een capaciteitsgebonden tariefstructuur. Voor de niet-netgebonden kosten blijft dit verschil behouden, gezien het bruto-verbruik niet van de meter kan afgelezen worden bij prosumenten, enkel de netto elektriciteitsafname. Bij prosumenten is het bruto-verbruik en de netto gemeten afname van elektriciteit echter verschillend, bij niet prosumenten is het verbruik gelijk aan de afname van elektriciteit. Om deze reden vereist de behandeling van de niet-netgebonden kosten een verschillende aanpak.

De VREG begrijpt de ongerustheid van leveranciers voor de negatieve impact van een nieuwe tariefstructuur zoals rectificaties en klachten, hetgeen aanleiding kan geven tot wanbetaling. De VREG zal om deze reden passende overgangsmaatregelen bestuderen. Flankerende maatregelen zullen eveneens worden onderzocht om de kostenverschuiving in de mate van het mogelijke te beperken.

3.6.7. Zienswijze 27.

Zienswijze	Bemerking 3-fasige aansluitingen binnen de vermogensschijven
Belanghebbende(n)	Matthias Zuliani Volta Bruneel Marc Zonstraal

Reactie belanghebbende(n)

Zonstraal meldt dat wie een 3F 230V 25A aansluiting heeft (komt nog voor in oudere woningen) moeilijk zijn aansluitingsvermogen kan laten dalen om in een lagere tariefschijf te vallen. Door de verdeling van de kringen over de verschillende fasen zou een verlaging van de aansluitwaarde niet meer toelaten om grote verbruikers (3000 W) aan te sluiten. Een omschakeling naar 1 fase is mogelijk, maar gaat volgens Zonstraal gepaard met hoge kosten omdat de binneninstallatie moet aangepast worden. Bij een aansluiting van 1F 230V 40A stelt zich dat probleem niet.

Mr Zuliani is eigenaar van een warmtepomp in een volledig gerenoveerde woning. Hij is voorstander om de structuur aan te passen van distributiekosten in functie van afname (kWh) naar een tarief in functie van het aansluitingsvermogen (kVA). Omwille van de (logische) hogere afname met een warmtepomp, wordt hij volgens hem daar als energiebewuste consument op afgestraft, ook op de distributiekosten. Een warmtepomp betekent echter niet noodzakelijk een hoger aansluitvermogen, waardoor een capaciteitstarief deze duurzame technologie dus ten goede kan komen. Mr Zuliani kan zich bijgevolg grotendeels vinden in het voorstel rond het capaciteitstarief, die meer duidelijkheid zal brengen in de tariefstructuur.

Mr Zuliani stelt echter voor om in de opdeling in vermogensschijven, vermogensschijf X4 op te trekken tot 16 kVA (in plaats van 15 kVA). Dit omdat dan de standaard woningaansluiting 3x230V 40A

(= 15,92 kVA) nog in deze vermogensschijf komt. Het lijkt Mr Zuliani logisch dat alle "standaard" woningaansluitingen in dezelfde schijven terecht komen:

- X3 (<= 10 kVA) = standaard woningaansluiting laag vermogen
- X4 (<= 16 kVA) = standaard woningaansluiting middelgroot vermogen
- vanaf X5 (<= 21 kVA) = aansluitingen grotere vermogens

Mr Zuliani ziet een woningaansluiting 3x230V 40A nog als een zeer standaard woningaansluiting, vooral in regio's waar nog geen 3N400V net beschikbaar is (o.a. West-Vlaanderen). In het huidige voorstel valt deze standaardaansluiting net onder de "hogere" vermogensaansluitingen. Vandaar het pleidooi van Mr Zuliani om de vermogensschijf X4 op te trekken tot <= 16 kVA.

Volgens Volta is er een periode geweest dat de standaardaansluiting 3 x 25 A bedroeg. Die woningen worden volgens Volta nu beboet. Zelfs als de aansluitautomaat verlaagd wordt tot 16 A, vallen ze in een hogere schijf (<= 15 kVA) dan de huidige standaardaansluiting van 1 x 40 A (<= 10 kVA). Het kan toch niet de bedoeling zijn om driefasige aansluitingen te vervangen door éénfasige.

Volgens Mr Bruneel zijn de vermogensschijven niet afgestemd op de hoofdzekeringen die de DNB's aanbieden aan hun klanten. Er is zelfs een andere interpretatie bij de VREG (3*380V+N) en de DNB's (3*400V+N) inzake het aangesloten vermogen. Mr Bruneel vreest hierbij dat dit juridische precedentes zou kunnen uitlokken. Hij haalt volgend voorbeeld aan: een klant met een 5KVA omvormer heeft een zekering nodig van 21,74A, welke nu niet aangeboden wordt, wel een 25A (20A te zwak voor de piekinjectie). Op een 1f aansluiting is dit geen probleem gezien de meeste prosumenten een 40A zekering zullen hebben. Echter indien deze prosumant een 3f aansluiting heeft dan heeft hij 3*25A nodig om zeker te zijn dat bij gunstige condities zijn installatie ook kort na de middag nog verbonden is met het net. Evenwel valt een 3f 25A aansluiting tot een X5 aansluiting terwijl de prosumant perfect gebruik kan maken van de X4 aansluiting <=15kVA (3f is 5kVA per fase). Echter naar afzekering wordt deze niet aangeboden. In hoeverre zullen de vermogensschijven juridisch afdwingbaar zijn? Indien dit risico zou bestaan is het dan niet beter dat deze afgestemd worden op de afzekeringsmogelijkheden van een DNB?

Reactie VREG

De standaardaansluiting voor een woning is gebaseerd op een éénfasige aansluiting van 230V en 40 ampère, hetgeen resulteert in een aansluitingsvermogen van 9,2 kVA. De VREG begrijpt dat de kosten voor het overschakelen van een driefasige aansluiting (3F op 230V of 400V) naar een éénfasige aansluiting (1F op 230V) erg hoog kunnen zijn om de capaciteit te verlagen gezien deze een volledige aanpassing vereisen van het elektriciteitsnetwerk binnen de woning.

De aansluiting 3x230Vx25A komt overeen met een aansluitingsvermogen van 9,95 kVA. Dit is vermogensschijf X3. Dit is ook dezelfde standaardvermogensschijf als de standaardaansluiting van 1x230Vx40A. De VREG ziet om deze reden geen nadeel in de driefasige aansluiting op 230V.

De wijziging van de stroomsterkte (bijv. van 40A naar 25A) binnen eenzelfde categorie (1F230V, 3F230V of 3F400V) vergt echter minder grote kosten en inspanningen. Dit is ook waarop Mr Zuliani doelt. De 3-fasige aansluiting op 230V en 40A resulteert in een aansluitingsvermogen van 15,92 kVA. Echter, indien de capaciteit wordt verlaagd van 40A naar 32A binnen dezelfde 3-fasige aansluiting op 230V (van 15,92 kVA naar 12,73 kVA), zijn de kosten lager zonder veel in comfort te verliezen, en komt de klant in een lagere (goedkopere) vermogensschijf terecht.

De VREG houdt bijgevolg al rekening met de meerkost die een driefasige aansluiting weergeeft, en geeft ook hierin de mogelijkheid om de aansluitingscapaciteit te verlagen.

Bij een mogelijke invoering van slimme meters zal niet de technische maximale capaciteit in rekening worden genomen, maar wel het vermogen waarop de automaat van de slimme meter is ingesteld. Dit vermogen kan lager ingesteld zijn dan de maximale capaciteit van de aansluiting, en kan dus een oplossing vormen voor de opmerking van de belanghebbenden.

3.6.8. Zienswijze 28.

Zienswijze	Bemerking 3-fasige aansluitingen en een assymetrie factor
Belanghebbende(n)	Thomas More BePowered

Reactie belanghebbende(n)

Thomas More uit zijn bezorgdheid omdat er geen onderscheid gemaakt wordt tussen een afnamepunt met 3-fasige aansluiting en een afnamepunt met enkelfasige aansluiting op het laagspanningsdistributienet. Thomas More begrijpt dat een nieuwe tariefstructuur nodig is en dat het ombouwen van de meetinfrastructuur tijd vraagt. Daarom vraagt Thomas More om bij 3-fase aansluitingen de toepassing van een “asymmetrie-factor” te overwegen.

De keuze van het type aansluiting wordt volgens Thomas More niet enkel bepaald door het benodigd vermogen maar ook met de mogelijke beschikbaarheid van toestellen die een 3-fasige aansluiting vereisen. Zo wordt voor warmtepompen vaak een 3-fasige aansluiting opgelegd of sterk aangeraden omdat dit de prestaties en levensduur van deze toestellen ten goede komt. Ook bij andere verbruikers (of productie toestellen) is een 3-fasige aansluiting vaak te verkiezen boven een variant met enkelfasige aansluiting (hoewel een enkelfasige aansluiting technisch mogelijk zou zijn). Wat betreft de belasting en stabiliteit van het distributienet is deze 3-fasige aansluiting te verkiezen boven een enkelfasige aansluiting omwille van de betere spreiding van het vermogen over de 3 lijnen.

Een consequentie van een 3-fasige aansluiting is echter dat er een groter aansluitvermogen benodigd is dan wanneer dezelfde verbruikers op een enkele fase aangesloten worden. Het gewenste vermogen wordt immers bepaald op basis van de maximale stroom die een bepaalde fase kan leveren. Bij een enkelfasige aansluiting is er een directe relatie tussen het aansluitvermogen en de stroom. Bij een 3-fasige aansluiting moet er rekening gehouden worden met het feit dat de belasting steeds asymmetrisch is door het toepassen van zowel 3-fasige als enkelfasige toestellen. Hierdoor zal het praktisch onmogelijk zijn om de stromen van de 3 verschillende fasen in balans te krijgen waardoor het aansluitvermogen bepaald wordt door de maximale stroom van de meest belaste fase. Er zullen trouwens bij elke 3-fasige aansluiting voor gebouwen veel meer enkelfasige toestellen dan 3-fasige toestellen geplaatst worden. *Het werkelijk vermogen dat verbruikt zal worden is dus niet gelijk aan $3 \times (230V * I_{max})$ maar wel aan $230V * I_1 + 230V * I_2 + 230V * I_3$, waarbij I_1, I_2 en I_3 praktisch nooit even groot zullen zijn (omwille van asymmetrie) en $(I_1 \text{ of } I_2 \text{ of } I_3) = I_{max}$ en de overige stromen zullen kleiner zijn.*

Er dient daarom rekening gehouden te worden met een “asymmetrie-factor” die weergeeft hoe goed het vermogen over de 3 verschillende fasen verdeeld zou kunnen worden. Zo volstaat bijvoorbeeld voor vele residentiële toepassingen een 1 x 40A aansluiting. Bij hetzelfde vermogen in 3-fasige

aansluiting zou niet eens een gemiddelde gebruiker zoals een oven of kookvuur gebruikt kunnen worden (hiervoor zou 1 van de 3 lijnen te veel belast worden). Daarnaast zal ook selectiviteit van de beveiliging van verschillende kringen veel moeilijker haalbaar zijn wanneer eenzelfde vermogen 3-fasig aangesloten wordt dan wanneer het enkelfasig aangesloten wordt.

Wanneer een 3-fasige aansluiting voor een gebouw gewenst is, zal dus steeds een groter aansluitvermogen nodig zijn, ook al worden er juist dezelfde toestellen gebruikt en zal er dus juist evenveel (piek-)vermogen van het net gevraagd worden. Door dit effect niet mee te nemen in de vernieuwde tariefstructuur is er een reële kans dat er gestuurd zal worden naar het toepassen van machines die in principe beter zouden presteren met een 3-fasige voeding maar aangepast worden om te kunnen werken op een enkelfasige aansluiting omdat hiermee een kleiner aansluitvermogen bekomen kan worden.

Concreet doet de situatie, waarbij gebruik gemaakt wordt van zowel enkelfasige als 3-fasige toestellen, zich voor bij woningen met een warmtepomp: Hoewel het vermogen van eenzelfde warmtepomp in 3-fasige of enkelfasige uitvoering hetzelfde is, zullen 3-fasige uitvoeringen volgens de nieuwe berekening in een hogere tariefklasse komen. Dit terwijl woningen met een warmtepomp sowieso al een zwaardere aansluiting zullen vereisen o.w.v. de elektrische weerstand die praktisch altijd voorzien wordt. Deze enkelfasige aansluiting zal naar netbelasting toe echter slechter zijn omdat slechts 1 van de 3 lijnen gebruikt wordt om een aanzienlijke hoeveelheid energie te transporteren en alzo een onbalans tussen de verschillende lijnen kan veroorzaken.

Niet enkel warmtepompen maar ook verbruikers zoals bvb. hogedrukreinigers, compressoren, ... waarvan vaak 3 fasige varianten bestaan zullen minder interessant worden in de 3 fasige uitvoering dan in een enkelfasige uitvoering.

Om dit te vermijden zou het evident zijn dat er met deze "asymmetrie-factor" rekening gehouden wordt bij het bepalen van de tariefklasse voor de nieuwe tariefstructuur. Dit zou volledig in lijn zijn met de geest van de nieuwe tariefstructuur, daar deze asymmetrie ervoor zorgt dat de (piek-)vermogens die van het distributienet gevraagd zullen worden bij 3-fasige aansluiting altijd lager zullen zijn dan de (piek-)vermogens bij een enkelfasige aansluiting.

Zo zou gesteld kunnen worden dat een vermogensklasse voor de tariefbepaling berekend wordt door de formule: aansluitvermogen*asymmetrie-factor waarbij de asymmetrie-factor 1 is voor een enkelfasige aansluiting en lager voor een driefasige aansluiting. Naarmate het aansluitvermogen toeneemt zou de asymmetrie-factor eventueel kunnen toenemen (bij grotere aansluitvermogens is een betere verdeling van de enkelfasige toestellen over verschillende lijnen in theorie mogelijk). Hoe groot deze factor precies is, zou onderzocht kunnen worden. Op het eerste gezicht lijkt een factor rond de 0,6 à 0,7 realistisch. In de praktijk zou dit bijvoorbeeld kunnen betekenen dat een aansluiting van 3 x 20A in dezelfde categorie valt als een aansluiting 1 x 40A (asymmetrie-factor 0,67).

Dit zou leiden tot een eerlijkere tarifiering in lijn met de beoogde tariefstructuur, bijdragen aan een stabiel distributienet en ten goede komen aan de levensduur, prestaties en kostprijs van toestellen die het best zouden presteren met een 3-fasige aansluiting.

BePowered is eenzelfde mening toegedaan en vreest dat niet-piekgemeten klanten met een driefasige aansluiting mogelijk afgestraft zouden worden. Een monofasige aansluiting kan men makkelijk ten volle belasten. Een driefasige niet. Bij een driefasige aansluiting zal de fase die het eerst volledig belast wordt (met monofasige lasten) voor de beperking zorgen. De capaciteitsberekening van een driefasige aansluiting is dus eerder een theoretisch/wiskundig gegeven dan dat het echt

maat is voor de werkelijk gebruikte capaciteit. Bij voorkeur dient hier een correctiefactor (bvb 0.65) ingevoerd te worden, die vermenigvuldigd wordt met theoretische capaciteit. Men heeft geen perfecte symmetrische belasting o.w.v. de monofasige lasten. Indien geen correctie is er een reëel gevaar dat men teruggrijpt naar monofasige aansluitingen wat niet ten goede komt voor de verdere elektrificatie ten gevolge van warmtepompen en laadpalen. Of zelfs remmend gaat werken. En juist zo terug pieken gaat introduceren (wat ook niet goed is voor de toestellen zelf).

Reactie VREG

Volgens de VREG zijn de meningen verdeeld over de belasting die een éénfasige aansluiting meer zou veroorzaken op het net dan een driefasige aansluiting. Bij een éénfasige aansluiting heeft de netbeheerder immers zelf de keuze kunnen maken welke aansluiting welke fase kreeg toegewezen. Zo kon de netbeheerder fase 1 toewijzen aan huisnummer 1, fase 2 aan huisnummer 2, fase 3 aan huisnummer 3, fase 1 aan huisnummer 4, fase 2 aan huisnummer 5 etc. om zo een goed evenwicht te bewaren op het net.

Bij een driefasige aansluiting kiest de afnemer zelf op welke fase hij zijn installatie (bijv. kookplaat, wasmachine etc.) plaatst. De netbeheerder heeft bijgevolg ook geen zicht op welke fase de grootste belasting kan optreden, gezien deze keuze is gemaakt door de afnemer (installateur).

De VREG gaat bijgevolg niet akkoord met de stelling dat een driefasige aansluiting minder belastend is dan een éénfasige aansluiting.

De VREG weerlegt het argument dat het gebruik van warmtepompen een hogere kost tot gevolg heeft. De VREG verwijst hiervoor naar de zienswijze over warmtepompen in Hoofdstuk XII.

Het gebruik van installaties van bijvoorbeeld hogedrukreinigers, compressoren, lasapparaten,... is de individuele beslissing van het gezin. Deze kunnen een hogere piekbelasting veroorzaken, en om deze reden is het ook gegrond dat deze categorie een hogere prijs betaalt als de benuttingsgraad laag is.

3.6.9. Zienswijze 29.

Zienswijze	Bemerking vermogensterm > 28 kVA
Belanghebbende(n)	Essenscia

Reactie belanghebbende(n)

Wanneer het aansluitingsvermogen kleiner of gelijk is aan 28 kVA, wordt het vermogen bepaald op basis van de vermogensschijf (EUR/kVA schijf), maar van zodra het vermogen meer dan 28 kVA bedraagt, wordt het vermogen berekend op basis van de vermogensterm (EUR/kVA). Deze keuze lijkt Essenscia arbitrair en kan leiden volgens hen tot een anomalie.

Reactie VREG

De VREG zal deze mogelijke anomalie verder onderzoeken en nagaan of er voldoende juridische onderbouwing is om een onderscheid op te baseren.

3.6.10. Zienswijze 30.

Zienswijze	Bemerking 25% onbekende capaciteiten
Belanghebbende(n)	Proximus Vlaamse Ombudsdienst Samenlevingsopbouw Agoria

Reactie belanghebbende(n)

Volgens Proximus zijn de Vlaamse DNBs in 2010 gestart met het vernieuwen van de aansluitcontracten. Proximus beschikt in Vlaanderen over 319 Trans-LS en 26-1kV leveringspunten. Op 5 jaar tijd ontving Proximus slechts 200 vernieuwde contracten, er werd dus 63% gerealiseerd. Het is onwaarschijnlijk aan te nemen dat dit werk volledig afgerond zal zijn tegen 2019 en nog meer onwaarschijnlijk dat de DNBs de technische en administratieve personeelsbeschikbaarheid hebben om een vloedgolf van aanvragen binnen een redelijke termijn (2 jaar?) tussen bekendmaking en toepassing van de nieuwe tariefstructuur te verwerken. Dit komt dus neer op de feitelijke onmogelijkheid om zich aan de nieuwe tariefstructuur aan te passen. Door het invoeren van een “medegedeeld vermogen” wordt deze technisch-administratieve beperking opgeheven: geen fysieke interventies noch nieuwe contracten.

De Vlaamse Ombudsdienst verwijst naar het feit dat 25% van de aansluitingen nog niet gekend is en dat voor de invoering van het capaciteitstarief wel gekend moet zijn.

Volgens Agoria zijn voor de meeste laagspanningsklanten enkel het verbruik op jaarbasis en de capaciteit van de aansluiting bekend. In 25% van de gevallen ontbreekt echter de aansluitingscapaciteit. Tarifeert men niet meer op basis van verbruik dan komt dus enkel de aansluitingscapaciteit in aanmerking. Er is een cruciale nood aan betere meetdata, noodzakelijk om beleidsvoorstellen op te baseren.

Samenlevingsopbouw deelt dezelfde bezorgdheid.

Reactie VREG

Het klopt dat een groot deel van de aansluitingsvermogens nog onbekend zijn. De netbeheerders hebben de VREG echter verzekerd dat indien een capaciteitstarief zou worden ingevoerd vanaf 2019 deze onbekende volledig zal zijn weggewerkt.

3.7. Hoofdstuk VII. Zienswijzen over de prosumenten met een terugdraaiende teller

De VREG stelde in de consultatie een vraag over de prosumenten met een terugdraaiende teller. Deze luidde als volgt: een prosumententarief voor netgebaseerde netkosten zal verdwijnen. Een vaste term zal echter blijven bestaan voor de kosten met betrekking tot openbaredienstverplichtingen, toeslagen en transmissie.

- a) Wat is de mening van de stakeholders uit de klantengroep prosumenten met een terugdraaiende teller over de invoering van een vaste term voor de niet- netgebonden netkosten op basis van de vastgelegde vermogensschijven?
- b) In plaats van het omvormervermogen wordt de aansluitingscapaciteit gebruikt. Wat is uw mening hierover?

De VREG wenst in dit hoofdstuk een reactie te geven op de antwoorden die we hierop hebben ontvangen, alsook op opmerkingen die hiermee verband houden.

3.7.1. Zienswijze 31.

Zienswijze	Vaste term niet-netgebonden kosten is aangewezen
Belanghebbende(n)	Eandis Volta

Reactie belanghebbende(n)

Eandis ondersteunt het voorstel opdat alle distributienetgebruikers in de maatschappelijke kosten van ODV op een billijke manier zouden bijdragen, ongeacht afname of injectie. Voor consumenten is het voorstel om deze kosten op kWh basis door te rekenen omwille van de REG prikkel. Voor prosumenten met terugdraaiende teller werkt deze prikkel niet omdat de bruto afname niet gekend is. Een vaste term is een verdedigbaar alternatief. Het model maakt vandaag nog niet duidelijk op welke wijze de kosten toegewezen dienen te worden aan de klantengroep prosumenten met een terugdraaiende teller. Dit dient verder onderzocht te worden.

De belanghebbende Volta gaat eveneens akkoord met het voorstel van een vaste term op basis van de vermogensschijven.

Reactie VREG

De VREG begrijpt de voorkeur om een vaste term in te voeren voor het gedeelte niet-netgebonden kosten voor prosumenten. De VREG is zich bewust van het onderzoek dat nog moet gevoerd worden naar de toegewezen kosten voor de niet-netgebonden kosten voor prosumenten.

3.7.2. Zienswijze 32.

Zienswijze	Vaste term niet-netgebonden kosten is niet aangewezen
Belanghebbende(n)	Zonstraal Vlaamse Ombudsdienst

Reactie belanghebbende(n)

Voor Zonstraal is een vaste tariefcomponent voor de niet-netgebonden kosten van prosumenten onaanvaardbaar. Volgens Zonstraal kan dan immers een discriminatie optreden tussen eigenaars met en zonder zonnepanelen. Het recht op een tarief met terugdraaiende teller met volledige compensatie van afname door injectie moet behouden blijven.

De Vlaamse Ombudsdienst haalt aan dat de prosumenten voor de niet-netgebonden kosten worden onderverdeeld volgens het aansluitingsvermogen volgens dezelfde zeven subcategorieën voor de klantengroep laagspanning. Uit de documenten is het onduidelijk of dit dan tegen hetzelfde tarief is van dezelfde vermogensschijf of vermogensterm als bij LS + de bijkomende vaste term of dat het bedrag per jaar voor dezelfde vermogensschijf wat de netgebonden kosten betreft verschillend is bij LS en prosumenten. Indien dit hetzelfde tarief is dan dient dit bij klanten LS vermeerderd te worden met de kosten voor openbardienstverplichtingen en toeslagen volgens het werkelijk verbruik en bij prosumenten zou dit dan vermeerderd worden met een vaste term.

Bij klanten op laagspanning was volgens de Vlaamse Ombudsdienst de redenering dat de openbardienstverplichtingen en toeslagen volgens werkelijk verbruik worden aangerekend zodat er nog een element van rationeel energieverbruik in het tarief zat: wie minder verbruikt, betaalt minder. Bij prosumenten zou een vaste term gebruik worden. Het document zegt: "Het is onlogisch dat prosumenten met terugdraaiende teller minder zouden moeten betalen voor openbare verlichting, beschermde klanten, groene stroom en warmtekrachtcertificaten etc. ten opzichte van netgebruikers waarvoor de bruto afgenomen hoeveelheid energie van het net wel wordt gemeten." Dit lijkt voor de Vlaamse Ombudsdienst een correcte vaststelling. Vervolgens zegt het document: "Voor wat betreft de openbardienstverplichtingen zal bijgevolg een vast tarief behouden blijven volgens dezelfde methodiek als het capaciteitstarief. De grootte van de aansluiting bepaalt in welke vermogensschijf men terecht komt en zo ook de hoogte van de vaste ODV term". Ook elders in het consultatiedocument klinkt het: "Zelfs bij een netto afname van > 0 kWh/jaar zal er geen tarief op basis van de elektriciteitsafname worden aangerekend (i.t.t. de huidige tariefstructuur). De volledige ODV kost voor prosumenten met een terugdraaiende teller zal enkel gebaseerd zijn op de vermogensschijf of de vermogensterm." Deze gedachtesprong is veel minder evident dan hij wordt voorgesteld:

- In het huidige tariefstructuur betalen prosumenten naast een vast tarief ook nog een variabel tarief in zoverre er een positief verbruik overblijft. Aangezien het nieuwe capaciteitstarief de netgebonden kosten reflecteert lijkt er dus geen beletsel te zijn om ook voor prosumenten daarnaast de openbardienstverplichtingen en toeslagen aan te rekenen op dergelijke wijze dat er een prikkel tot rationeel energiegebruik is. Zoals hierboven aangehaald: slimme meters zouden hier voor een volledig gelijke behandeling tussen klanten LS en prosumenten kunnen zorgen, maar ondertussen zijn er waarschijnlijk ook nog andere oplossingen mogelijk dan enkel een vaste term te vragen.
- De echte nul of negatiefverbruikers zijn slechts met ongeveer 30.000 op 240.000 zodat er bij de meeste prosumenten wel degelijk nog ruimte is wegens positief verbruik om in te spelen op rationeel energieverbruik.

De voorgestelde vaste term voor de niet-netgebonden kosten lijkt dus niet de beste oplossing omdat daardoor de prikkel tot rationeel energieverbruik volledig wegvalt en een forfait vaak als heel onrechtvaardig wordt ervaren omdat velen in feite meer betalen dan nodig en velen eigenlijk minder betalen dan nodig.

Reactie VREG

De VREG gaat niet akkoord met de zienswijze dat prosumënten met een terugdraaiende teller geen niet-netgebonden kosten, o.a. de kosten van openbaredienstverplichtingen, zouden moeten betalen. Het is voor de VREG immers onlogisch dat prosumënten met terugdraaiende teller minder zouden moeten betalen voor openbare verlichting, beschermde klanten, groenestroom- en warmtekrachtcertificaten etc. dan netgebruikers waarvoor de bruto afgenomen hoeveelheid energie van het net wel wordt gemeten.

De Vlaamse Ombudsdienst is tegen het voorstel om de variabele tariefcomponent te verwijderen uit de tariefstructuur voor prosumënten met een terugdraaiende teller, gezien dit een beletsel kan zijn voor het toepassen van rationeel energiegebruik. Onder het capaciteitstarief kan een dergelijk bijkomend variabel tarief mogelijk echter voor een ongelijke behandeling zorgen tussen prosumënten met een terugdraaiende teller en consumenten, hetgeen dan onderbouwd zal moeten worden.

De VREG oordeelt dat prosumënten en consumenten eenzelfde bijdrage moeten leveren aan de openbaredienstverplichtingen en toeslagen. Het is anderzijds ook niet de bedoeling dat prosumënten door deze variabele term juist meer zouden moeten betalen dan consumenten.

Ook blijft ook voor prosumënten de prikkel tot rationeel energiegebruik van belang gezien de commodity, de energieheffing, de bijdrage op energie en de federale bijdrage gebaseerd zijn op de afname van elektriciteit. Hierdoor blijft dus de prikkel tot het rationeel gebruik van energie behouden.

3.7.3. Zienswijze 33.

Zienswijze	Aansluitingsvermogen voor berekening niet-netgebonden kosten is aangewezen
Belanghebbende(n)	BePowered Smart Grids Flanders Eandis

Reactie belanghebbende(n)

BePowered is geen voorstander van een vaste term voor de niet-netgebonden kosten van prosumënten met een terugdraaiende teller. Indien het er toch zou komen, heeft BePowered de voorkeur om deze kosten te baseren op basis van aansluitingscapaciteit. Het is niet de bedoeling de aansluitingscapaciteit te beperken en niet hernieuwbare energie/PV af te remmen die juist nodig is voor de broodnodige verdere verduurzaming van onze elektriciteitsopwekking. Indien gekozen voor omvormervermogen is er geen enkele incentive om slim te gebruiken/vraagsturing/batterijen. En is het zelfs ontmoedigend om pv (bij) te leggen. Dit kan niet de bedoeling zijn. Hernieuwbaar is niet het probleem, wel het niet slim gebruiken ervan.

Smart Grids Flanders ziet een goede evolutie in het feit dat het aansluitingsvermogen wordt gebruikt in de plaats van het omvormervermogen omwille van administratieve vereenvoudiging en het tegengaan van fraude.

Eandis ondersteunt de keuze voor het aansluitingsvermogen. In de eerste plaats leidt het tot een beheersbaar geheel waarin het aantal tariefdragers beperkt wordt gehouden, namelijk aansluitingsvermogen en kWh afname. Elke bijkomende tariefdrager zoals bv. omvormervermogen betekent een grotere complexiteit. Ten tweede houden we best ook al rekening met de komst van nieuwe toepassingen zoals bv. batterijen die ook al dan niet met eenzelfde omvormer zullen werken. Behoud van omvormervermogen zal tot complexe situaties en mogelijk tot verwarring leiden. Wanneer er meerdere omvormers opgesteld staan, al dan niet parallel of in serie, welke omvormervermogen is er dan van toepassing? Het is bv. mogelijk dat het omvormervermogen niet meer in relatie staat tot het productievermogen van de PV-installatie.

Reactie VREG

De VREG neemt akte van de voorkeur van de belanghebbenden om de niet-netgebonden kosten te baseren op basis van de aansluitingscapaciteit, zoals opgenomen in het voorstel.

3.7.4. Zienswijze 34.

Zienswijze	Omvormervermogen voor berekening niet-netgebonden kosten is aangewezen
Belanghebbende(n)	Zonstraal Volta

Reactie belanghebbende(n)

Voor Zonstraal is er weinig verband tussen het aansluitvermogen en het (eventuele) netgebruik dan met een tarief op basis van het omvormervermogen. Het vermogen bij injectie is meestal veel kleiner dan het aansluitingsvermogen. Wie een kleine PV-installatie heeft maar een zware aansluiting heeft, ziet zijn factuur sterk stijgen waardoor die installatie onrendabel wordt. Daar komt nog bij dat een groot deel van de ODV-kosten bestaat uit kosten voor GSC en het is niet logisch dat de steun voor groene energie doorgerekend wordt aan producenten van groene stroom. Er wordt ook nog steeds een niet toegelaten onderscheid gemaakt tussen zuivere afnemers en consumenten die ook stroom injecteren hoewel beide een terugdraaiende teller hebben.

Volta is niet akkoord om de kosten inzake openbardienstverplichtingen en toeslagen aan te rekenen op basis van het aansluitingsvermogen. Voor de niet-prosumenten worden deze kosten aangerekend evenredig met het verbruik. Voor de prosumenten is het omvormervermogen een betere maat van het gebruik dat van het net wordt gemaakt dan de aansluitingscapaciteit. Aangezien elke installatie moet aangemeld worden bij de netbeheerder en het omvormervermogen moet vermeld worden op het keuringsverslag van de installatie, is dit haalbaar.

Reactie VREG

De VREG neemt akte van de zienswijze van de belanghebbenden. De VREG benadrukt echter dat de invoering van zowel het aansluitingsvermogen (voor de netgebonden kosten) als het omvormervermogen (voor de niet-netgebonden kosten) een bijkomende complexiteit op de factuur veroorzaakt. Om deze reden wensen we de capaciteit van de aansluiting te gebruiken voor zowel de netgebonden als de niet-netgebonden kosten. Op deze manier worden prosumenten bijkomend aangemoedigd om zo veel mogelijk PV panelen te plaatsen, hetgeen de energietransitie ten goede komt.

Bijkomend, zoals Eandis in zijn reactie aangeeft, is een tarief op basis van het aansluitingsvermogen beter als we rekening houden met de komst van nieuwe toepassingen zoals bv. batterijen die ook al dan niet met eenzelfde omvormer zullen werken.

De VREG is bovendien bekend met de mogelijke fraude die er vandaag zou zijn door eigenaars van zonnepanelen die hun installatie niet aanmelden. Ook om deze reden kan het aansluitingsvermogen een betere parameter zijn dan het omvormervermogen. De VREG gaat deze zaak verder onderzoeken.

3.7.5. Zienswijze 35.

Zienswijze	Verhouding aansluitingsvermogen vs omvormervermogen
Belanghebbende(n)	Test-Aankoop vzw

Reactie belanghebbende(n)

Voor consumenten die over zonnepanelen en een terugdraaiende teller beschikken, zullen niet enkel de netgebonden kosten, maar eveneens de openbardienstverplichtingen en toeslagen worden aangerekend op basis van het aansluitingsvermogen. Dit zou voor prosumenten met een standaardaansluiting van 9,2 kVA en een gemiddelde PV-installatie van 4,2 kW in principe geen tariefverhogende impact hebben volgens de VREG.

De categorieën van prosumenten met een aansluitingscapaciteit hoger dan 10 kVA zullen echter wel beduidend meer betalen in vergelijking met de huidige tariefstructuur. Naast het feit dat dit opnieuw een negatieve impact heeft op de terugverdientijd van hun investering, is de vergoeding opnieuw onafhankelijk van de hoeveelheid groene stroom die de prosumant meteen zelf gebruikt of die hij op het net zet. De eigenaar van zonnepanelen heeft er geen belang bij om zijn netverbruik te verminderen door de elektriciteit die hij produceert gelijktijdig te verbruiken.

Reactie VREG

De prosumenten betalen vandaag hun distributienettarieven (in hoofdorde) op basis van het vermogen van de omvormer. Met een capaciteitstarief wenst de VREG dit te wijzigen naar het vermogen van de aansluiting. De verhouding tussen de twee is bijgevolg bepalend of er een verlaging of verhoging van de netkosten optreedt.

Een standaard prosumant met een terugdraaiende teller beschikt over een verbruik van 3.500 kWh/jaar, een afname van 0 kWh/jaar, een aansluitingscapaciteit van 9,2 kVA en een omvormervermogen van de PV installatie van 4,2 kW. Onder het huidige tarief betaalt deze klant 275,74 EUR/jaar, onder het capaciteitstarief zou deze 279,38 EUR/jaar betalen³⁹. De impact voor een standaardgezin met zonnepanelen is bijgevolg erg beperkt.

De stelling van Test-Aankoop dat een prosumant met een terugdraaiende teller met een aansluitingscapaciteit hoger dan 10 kVA automatisch meer zal betalen dan onder het huidige tarief is volgens de VREG onterecht. De verhouding tussen het omvormervermogen (vandaag) is immers van belang ten opzichte van het aansluitingsvermogen (capaciteitstarief).

³⁹ Distributienettarieven 2016.

Als een prosumant vandaag veel zonnepanelen heeft liggen (bijv. 10 kW) betaalt deze ook een hoog prosumententarief (bijv. 80 EUR x 10 kW = 800 EUR excl. BTW⁴⁰). Dit bedrag bestaat vervolgens uit 45% netgebonden kosten (360 euro), 40% niet-netgebonden kosten (320 euro) en 15% transmissiekosten (120 euro). Indien deze prosumant een aansluiting heeft lager dan 21 kVA (vermogensschijf X5) zal deze 288 EUR/jaar betalen. Enkel in de hoogste (eerder uitzonderlijke) vermogensschijf (X6 tot en met 28 kVA) bedragen de netgebonden kosten meer, met name 424 EUR/jaar.

Als dezelfde klant een standaardaansluiting, of zelfs een iets hogere aansluiting heeft, zal deze nog altijd een voordeliger tarief hebben onder de nieuwe tariefstructuur dan onder de huidige.

3.7.6. Zienswijze 36.

Zienswijze	Terugdraaiende teller belemmert de energietransitie
Belanghebbende(n)	FEPEG

Reactie belanghebbende(n)

Met betrekking tot prosumanten dringt FEPEG er op aan dat het systeem van de terugdraaiende teller in zijn geheel zo snel mogelijk gradueel verlaten wordt. Door de compensatie van injectie & afname op vandaag is het netto volume van de afname meestal ongeveer nul. De duurder afname door een prosumant in de winterperiode wordt gecompenseerd door de goedkopere overproductie in de zomerperiode. Op deze manier wordt het net als batterij gebruikt. De terugdraaiende tellers vormen ook een belemmering voor de introductie van nieuwe producten en diensten. Denken we hierbij bijv. maar aan batterijen of het slim kunnen aansturen van apparatuur.

FEPEG pleit er dan ook voor om af te stappen van het systeem van de terugdraaiende teller en (onder andere voor deze groep) zo snel mogelijk slimme meters in te voeren. Hierbij is een duidelijke visie nodig die consistent is in het kader van de ondersteuning van decentrale productie. Eventueel is een onderscheid te maken tussen oude en nieuwe installaties, met overgangsmaatregelen. Hierbij aansluitend moet nu al nagedacht worden hoe er zal worden omgegaan met de injectie en afname van de prosumant op zijn toegangspunt voor wat betreft de nettarieven.

Omdat het systeem van de terugdraaiende tellers energietransitie bemoeilijkt en de slimme meters uitblijven kan gedacht worden aan het installeren van bidirectionele meters (zoals op dit ogenblik geregeld in het Brusselse Gewest). Op die manier kan het bruto-verbruik van de prosumant accuraat bepaald worden en kunnen beide energiestromen dus op een correcte manier gevaloriseerd worden. Hierbij moet er wel over gewaakt worden dat het huidig systeem van de facturatie van bidirectionele meters (geen compensatie van nettarieven maar wel van commodity) zoals van toepassing in Vlaanderen niet hernomen wordt. Het huidige systeem betekent een manuele facturatie van deze klanten voor de leveranciers wat niet kostenefficiënt is en bij een grotere groep van klanten onmogelijk wordt voor de leverancier.

In afwachting van de afschaffing van terugdraaiende tellers blijft FEPEG uiteraard voorstander van een billijke verdeling van de kosten. FEPEG vraagt zich af of het consultatievoorstel hieraan tegemoet komt. Bijvoorbeeld:

- Zo zullen klanten met een groot verbruik (met weinig pieken) mogelijk een kleine pv-installatie betalen om zo te ontsnappen aan een steeds groter wordende bijdrage voor de

⁴⁰ Distributienettarieven 2016

ODV en toeslagen op basis van hun verbruik, daar zij enkel zullen betalen op basis van hun capaciteit.

- Bijkomend zal het onderscheid tussen laagspanningsafnemers en prosumënten voor het aanrekenen van het ODV-luik omstandig moeten gemotiveerd worden teneinde de discriminatietoets te doorstaan.

Doordat er gekozen wordt om enkel de nettarieven die gerelateerd zijn aan de netkosten op vermogensbasis aan te rekenen, is er nog steeds geen incentive voor prosumënten (met een nul- of klein verbruik) om hun installatie aan te melden. Vraag hierbij is ook of men dit gaat controleren en of hierbij mogelijk rectificaties zullen plaatsvinden. Dit heeft uiteraard een negatieve impact op de leverancier. FEBEG herhaalt dan ook haar vroeger al ingenomen standpunt dat kan overwogen worden om de meldingsplicht voor nieuwe kleinschalige installaties die momenteel bij de klant ligt te verleggen naar de keuringsinstantie. De keuring voor de aansluiting van nieuwe PV-installaties < 10kW is immers verplicht. Er zou een automatische melding vanuit de keuringsinstantie naar de netbeheerder kunnen vertrekken.

Reactie VREG

De VREG begrijpt het voorstel van FEBEG om de terugdraaiende teller zo snel mogelijk gradueel te verlaten, gezien dit type tellers o.a. een belemmering vormt voor de introductie van nieuwe producten en diensten. Deze situatie kan geïnterpreteerd worden als een belemmering voor energie-efficiëntie, want de prosumant zal niet kunnen of willen deelnemen aan vraagrespons of time-of-use aanbod door leveranciers. Zijn goedkoop geproduceerde en geïnjecteerde stroom compenseert altijd zijn afname van duurere stroom op een later tijdstip. Dit kan bijvoorbeeld ondervangen worden door de plaatsing van een slimme meter. De discussie over de terugdraaiende tellers zelf maakt echter geen deel uit van de consultatie met betrekking tot het capaciteitstarief, en om deze reden kan dit niet behandeld worden in deze consultatie over een capaciteitstarief.

De VREG begrijpt de frustratie van leveranciers over het feit dat bepaalde prosumanten hun installatie niet hebben aangemeld, en hierdoor geen prosumententarief betalen. Vlaams Minister van Energie Tommelein werkt in dit kader aan een ontwerp van decreet om energiefraude aan te pakken. Dit valt bijgevolg buiten de discussie over het capaciteitstarief, en om deze reden kan dit ook niet verder behandeld worden in dit consultatieverslag.

Met betrekking tot de slimme meters werd er door de Vlaamse Regering nog geen beslissing genomen. Zo heeft de VREG ook geen kennis op welke doelgroepen wordt gefocust, welke tijdspanne men voor ogen heeft alsook welke modaliteiten de slimme meter zal hebben. Het is om deze reden bijzonder moeilijk om de slimme meter al op te nemen in een eerste voorstel voor een capaciteitstarief. De VREG wenst desalniettemin de mogelijkheden van de slimme meters binnen een nieuwe tariefstructuur te onderzoeken.

Voor prosumanten met een terugdraaiende teller wordt er door de VREG in de consultatie voorgesteld om deze groep te tarifieren op basis van het aansluitingsvermogen, en dit zowel voor de netgebonden kosten als voor de niet-netgebonden kosten. Of deze klant veel of weinig verbruikt, zal niet de bepalende factor zijn, wel zal de aansluitingscapaciteit de belangrijkste tariefdrager worden. De VREG begrijpt de anomalie die de FEBEG aanhaalt dat klanten met een groot verbruik (met weinig pieken) mogelijk een kleine PV-installatie betalen om zo te ontsnappen aan een steeds groter wordende bijdrage voor de ODV en toeslagen. De VREG zal de mogelijke effecten hiervan verder moeten onderzoeken.

De VREG wenst de verschillen tussen prosumënten en niet-prosumënten zo veel mogelijk te objectiveren. Elke klant, prosumant of niet, betaalt éénzelfde tarief voor zijn netgebonden kosten afhankelijk van zijn capaciteitsbehoeften.

Voor de niet-netgebonden kosten is dit echter onmogelijk. Deze worden gebaseerd op het verbruik van de klant. Bij een prosumant is er een verschil tussen het verbruik en de afname. Bij een niet-prosumant is het verbruik gelijk aan de afname van elektriciteit. Om deze reden kunnen beide types groepen niet op eenzelfde wijze worden gefactureerd. Consumenten (= niet-prosumanten) worden gefactureerd op basis van de hoeveelheid die ze verbruiken. Voor prosumanten is het verbruik onbekend door het principe van de terugdraaiende teller, en kunnen we enkel de (netto) afname aflezen.

In de huidige tariefstructuur worden voor prosumanten de niet-netgebonden kosten deels gefactureerd op basis van het vermogen van de omvormer. In de nieuwe tariefstructuur willen we deze tariefdrager aanpassen naar de capaciteit van het aansluitingsvermogen. Gezien de VREG bijkomende complexiteit wil voorkomen (een tarief op basis van het aansluitingsvermogen en een tarief op basis van het omvormervermogen) wensen we de capaciteit van de aansluiting te gebruiken voor zowel de netgebonden als de niet-netgebonden kosten. Op deze manier worden prosumanten bijkomend aangemoedigd om zo veel mogelijk PV-panelen te plaatsen, hetgeen de energietransitie ten goede komt.

3.7.7. Zienswijze 37.

Zienswijze	Prosumententarief lost erosie van de financieringsbasis op
Belanghebbende(n)	Bond Beter Leefmilieu

Reactie belanghebbende(n)

De Bond Beter Leefmilieu stelt dat de hoeveelheid afgenomen kWh op het distributienet jaar na jaar daalt. Dit is volgens hen deels te wijten aan een lager elektriciteitsverbruik door energie-efficiëntie en deels aan een stijgend aantal zonnepanelen. PV-eigenaars betalen immers geen kWh gebaseerde bijdrage voor de netkosten. Om de financiering van het distributienet te garanderen, stijgt daarom de kost per kWh. Volgens de netbeheerders en de VREG dreigt dit ertoe te leiden dat minder en minder eindgebruikers (naarmate het aandeel PV stijgt) meer en meer moeten betalen per kWh voor de financiering van het distributienet. Hierbij moet wel opgemerkt worden dat het prosumententarief hieraan deels remedieert: met dit tarief betalen PV-eigenaren nu ook mee aan de financiering van het net - zij het via een vaste heffingsbasis (op basis van het vermogen van de omvormer).

Reactie VREG

Het klopt dat de VREG, om een einde aan een discriminatoire toestand te stellen, waarbij een bepaalde groep van distributienetgebruikers enkel periodieke tarieven betaalden op basis van de gecompenseerde afnamehoeveelheid (kWh) terwijl andere groepen van distributienetgebruikers volledig betalen op basis van hun werkelijke afname, voor die eerste groep van distributienetgebruikers, meer bepaald behorende tot de klantengroep 'prosumanten met terugdraaiende teller', een uniform aanvullend capaciteitstarief heeft ingevoerd (zie bijvoorbeeld par. 6.3.1.1. tariefmethodologie 2017-2020). Het zou echter niet correct zijn om te stellen dat de invoering van het capaciteitstarief uitsluitend ingegeven zou zijn vanuit de zoektocht naar een andere manier van tarifiering van de prosumanten. Mocht deze stelling kloppen (quod non) dan zou de invoering van een capaciteitstarief inderdaad minder urgent of zelfs onnodig zijn. De VREG geeft

wel nog mee dat onder de huidige tariefstructuur het omvormervermogen door een aantal netgebruikers niet als de meest geschikte tariefdrager beschouwd wordt ter bepaling van het bestaande aanvullend capaciteitstarief voor prosumenten met terugdraaiende teller (het prosumententarief).

3.7.8. Zienswijze 38.

Zienswijze	Netto afname > 0 kWh/jr prosumenten geen bijkomend kWh tarief
Belanghebbende(n)	Zonstraal Bruneel Marc

Reactie belanghebbende(n)

Volgende paragraaf is voor Zonstraal en Mr Bruneel niet duidelijk: “Zelfs bij een netto afname van > 0 kWh/jaar zal er geen tarief op basis van de elektriciteitsafname worden aangerekend (i.t.t. de huidige tariefstructuur). De volledige ODV kost voor prosumenten met een terugdraaiende teller zal enkel gebaseerd zijn op de vermogensschijf of de vermogensterm”. Dus iemand met 1 zonnepaneel (en dus nog een hoog netto verbruik) betaalt enkel een vast tarief op basis van het aansluitvermogen ? Wordt met de vermogensschijf bedoeld het vermogen van afname of het vermogen van injectie ?

Reactie VREG

Als prosumenten een netto-afname hebben van meer dan 0 kWh/jaar betalen zij in de huidige tariefstructuur naast het prosumententarief (EUR/omvormervermogen) nog een tarief voor deze netto afname (EUR/kWh). Dit is echter enkel van toepassing bij prosumenten met een terugdraaiende teller die minder injecteren dan dat ze hebben afgenomen van het net.

In de nieuwe tariefstructuur moeten prosumenten met een terugdraaiende teller niet meer betalen voor de netto-afname. De kosten die worden geïnd door middel van het aansluitingsvermogen als basis betreft een billijke bijdrage.

Ongeacht de grootte van de PV-installatie en ongeacht het verbruik, zal de prosument bijgevolg enkel een tarief betalen op basis van zijn aansluitingsvermogen. De verhouding tussen het omvormervermogen (situatie huidige tariefstructuur) en het aansluitingsvermogen (nieuwe tariefstructuur) is bijgevolg bepalend voor het resultaat of een prosument minder of meer zal betalen. Als een prosument vandaag veel zonnepanelen heeft, (bijv. 10 kW) betaalt deze een hoog prosumententarief. Als dezelfde klant een standaardaansluiting, of zelfs een iets hogere aansluiting heeft, zal deze nog altijd een voordeliger tarief hebben onder de nieuwe tariefstructuur dan onder de huidige.

3.7.9. Zienswijze 39.

Zienswijze	Voordeel overproductie prosumenten
Belanghebbende(n)	Vlaamse Ombudsdienst

Reactie belanghebbende(n)

Het is voor de Vlaamse Ombudsdienst onduidelijk of er een positief of negatief effect optreedt op prosumenten die hun overproductie op het net zetten? De Vlaamse Ombudsdienst ontvangt regelmatig klachten over deze problematiek. Wordt het interessanter voor degenen die (veel) meer produceren dan het eigen verbruik om over te stappen naar werkelijke afname en werkelijke injectie? Of net niet?

Reactie VREG

Met de invoering van MIG6 wordt momenteel onderzocht om de geproduceerde elektriciteit van prosumenten te valoriseren of te vermarkten. Hiervan zouden producenten dan ten vroegste vanaf 2018 (invoering MIG6) gebruik kunnen maken.

In kader van deze consultatie beperkt de VREG zich tot de nettarieven.

Voor het capaciteitstarief is de verhouding tussen het omvormervermogen (situatie huidige tariefstructuur) en het aansluitingsvermogen (nieuwe tariefstructuur) bepalend voor het resultaat of een prosumant minder of meer zal betalen. Indien een prosumant vandaag veel zonnepanelen heeft liggen (bijv. 10 kW) betaalt deze een hoog prosumententarief. Indien dezelfde klant een standaardaansluiting, of zelfs een iets hogere aansluiting heeft, zal deze nog steeds een voordeliger tarief hebben onder de nieuwe tariefstructuur dan onder de huidige.

3.7.10. Zienswijze 40.

Zienswijze	Aansluitingsvermogen en prosumenten
Belanghebbende(n)	Bruneel Marc

Reactie belanghebbende(n)

Volgens de heer Bruneel is opslag van energie momenteel nog duur (2017) en wanneer de voorgestelde tarieven van kracht worden in 2019 met grotere zekerheid goedkoper. Indien we naar de PV-markt kijken in 2019 dan zullen meerdere installaties aankijken tegen een vervanging van hun omvormer. Momenteel zijn Mr Bruneel al 2 leveranciers bekend die een hybride omvormer aanbieden die zowel injectie, stockeren als stand-alone kunnen werken. Andere leveranciers brengen nu al toestellen op de markt die naast de klassieke omvormer die functies op zich nemen. Indien men dan toch de omvormer dient te vervangen bestaat de kans dan niet dat de prosumant neigt naar een zo laag mogelijke aansluiting? Een X1 aansluiting heeft een 72kWh capaciteit over 24u, wat al meteen de opwekcapaciteit van een 10kWp installatie overschrijdt. Echter een afzekering van 13A bestaat niet, een X2 aansluiting met 25A of 5,75kVA aansluiting bezorgt de prosumant een theoretische 24u capaciteit van 138kWh, meer dan genoeg voor een 10kWp installatie. In de wetgeving voor de installaties mét GSC heeft Mr Bruneel enkel netkoppeling teruggevonden en de kWp en geen regelgeving naar de grootte van de omvormer of injectievermogen. Dus ook mensen met GSC-rechten kunnen tijdelijk stroom stockeren om het geleidelijk aan die stroom te injecteren volgens hun aansluitcapaciteit. Het feit dat er een omvormer op de binneninstallatie zou staan die het nodige verbruik kan bijpassen die hoger is dan de beperkende factor van 5kVA per fase gaat niet meer op indien de hoofdzekering lager of gelijk is aan de 5kVA. Hierdoor zou een prosumant dus een interne installatie kunnen hebben die meer dan 5kVA kan voorzien maar toch maar een beperkte aansluitcapaciteit heeft. Met huidige toestellen is het zelfs mogelijk om een intern 3f 3*8kVAp op te

bouwen waarbij 2f lokaal gegenereerd worden en 1f netgekoppeld is, de fase die dan ook in wind- of zonluwe momenten de batterijpack als buffer kunnen opladen.

Ook al zijn er maar 9% (28kVA) of 13% (21kVA) klanten, dit zijn juist de meest gegoede klanten vermoedelijk met PV-installatie en mogelijk juist deze met GSC's. Het is ook deze groep die bij vervanging van de omvormer het voortouw zou kunnen nemen naar een binneninstallatie met een zo laag mogelijke aansluitcapaciteit. Rekening houdend met de voorgestelde afnametarieven kan zo'n 250-350€/jaar bespaard worden welke gebruikt kan worden voor opslagcapaciteit. De kosten voor een omvormer moeten hier niet in rekening gebracht worden gezien deze toch aan vervanging toe is. Ter info een 3f omvormer van 10kVA mét programmeerbare injectie, stockeren (48V 200A) én off-grid capaciteit kost momenteel maar <2.000€ zonder batterijpack.

Reactie VREG

Als een klant zijn aansluitingscapaciteit kan verlagen door de plaatsing van een batterij en hierdoor minder betaalt vinden we dit een logisch gevolg. Hoe minder een klant het net belast, hoe minder deze moet betalen.

Hoe beter de benutting van de capaciteit (onafhankelijk van de plaatsing van een batterij) hoe hoger het voordeel voor de klant.

De stelling dat klanten met 21 of 28 kVA de meest gegoede klanten zouden zijn en ook deze met GSC's, mist feitelijke grondslag.

3.7.11. Zienswijze 41.

Zienswijze	Meteropname bij prosumenten met een terugdraaiende teller
Belanghebbende(n)	Zonstraal

Reactie belanghebbende(n)

Een vervanging van het aansluitvermogen mag voor Zonstraal geen aanleiding zijn om een extra meteropname door te voeren zodat eigenaars van zonnepanelen niet geconfronteerd worden met een verlies van opgewekte stroom door het niet toelaten van een negatief verbruik.

Reactie VREG

In geval van een tussentijdse meteropname op initiatief van de distributienetbeheerder wordt ervoor gezorgd dat de compensatie van injectie en afname toch over een volledig jaar gebeurt. Een eventueel overschot aan elektriciteitsproductie gaat in dat geval dus niet verloren, en kan in de daaropvolgende maanden tot de jaarlijkse meteropname nog worden opgebruikt. Omgekeerd kan een positief saldo in de maanden tot de jaarlijkse meteropname nog worden gecompenseerd.

Dit is gebaseerd op artikel V.2.4.2 §1 van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit. De VREG onderschrijft bijgevolg de zienswijze van Zonstraal.

3.7.12. Zienswijze 42.

Zienswijze	Bezorgdheid discriminatie prosumenten vs consumenten
Belanghebbende(n)	Doom Jan

Reactie belanghebbende(n)

De heer Doom meent dat het opleggen, aan prosumenten met terugdraaiende teller, van een vaste term voor niet-netgebonden netkosten (op basis van vastgelegde vermogensschijven) een schending van het gelijkheidsbeginsel en dus een inbreuk op de artikelen 10 en 11 van de Belgische grondwet uitmaakt. Immers is het voor Mr Doom oneerlijk dat andere klanten (zonder PV-panelen) - voor wie de niet-netgebonden netkosten (ODV) zouden berekend worden op basis van de reële afname (dus EUR/kWh) - door een zuinig gebruik de niet-netgebonden netkosten kunnen verminderen/vermijden, terwijl prosumenten met een terugdraaiende teller dit niet kunnen. Voor hen brengt zuinigheid niets op (qua besparing op niet-netgebonden netkosten (ODV)). Prosumenten met terugdraaiende teller die geen elektriciteit van het net nemen zouden toch het volle tarief van de niet-netgebonden netkosten (ODV) moeten betalen terwijl andere klanten, zonder PV-installatie, bij nulafname geen niet-netgebonden netkosten (ODV) zouden moeten betalen. Bovendien is ook het onderscheid in de groep prosumenten met terugdraaiende teller niet verantwoord: wie een grote capaciteit heeft, valt in een hogere vermogensschijf en betaalt sowieso veel meer dan een prosument met een lagere capaciteit - terwijl er geen enkel verband is tussen de capaciteit en de niet-netgebonden netkosten (ODV). Volgens Mr Doom is dit onderscheid niet redelijk verantwoord. Het Grondwettelijk Hof zal dit wellicht niet laten passeren.

Reactie VREG

De VREG bevestigt dat de afname minder is bij prosumenten met een terugdraaiende teller. Maar voor de kosten van de distributienetbeheerder inzake openbardienstverplichtingen en bijdragen wordt er gekeken naar het 'verbruik' van elke afnemer, en niet naar de gemeten hoeveelheid afname. Dit leidt tot een eerlijker verdeling van de kosten.

Door te kijken naar het verbruik stimuleert de VREG ook het principe dat het beter is elke hoeveelheid elektriciteit te voorkomen dan te gebruiken.

De kosten inzake openbardienstverplichtingen en bijdragen zijn algemene kosten: openbare verlichting, de certificaatkosten, de kosten voor subsidies voor rationeel energiegebruik etc. Men kan voor deze kosten niet zeggen dat iemand met zonnepanelen, die minder afneemt van het net, maar wel eenzelfde verbruik heeft, minder moet betalen voor openbare verlichting dan iemand die geen zonnepanelen heeft. Naar de mening van de VREG zou dit net een discriminatoire behandeling inhouden. Daarom heeft de VREG besloten om ook voor deze kost te kijken naar de capaciteit.

In essentie houdt het verbod op discriminatie een verplichting in om netgebruikers die zich in gelijke omstandigheden bevinden, op een gelijke wijze te behandelen. Het verbiedt daarnaast de gelijke behandeling van netgebruikers die zich ten aanzien van de betreffende maatregel in wezenlijk verschillende omstandigheden bevinden.

De rechtspraak van het Grondwettelijk Hof hierover luidt als volgt:

“De grondwettelijke regels van de gelijkheid en de niet-discriminatie sluiten niet uit dat een verschil in behandeling tussen categorieën van personen wordt ingesteld, voor zover dat verschil op een objectief criterium berust en het redelijk verantwoord is. Het bestaan van een dergelijke verantwoording moet worden beoordeeld rekening houdend met het doel en de gevolgen van de betwiste maatregel en met de aard van de ter zake geldende beginselen; het gelijkheidsbeginsel is geschonden wanneer vaststaat dat er geen redelijk verband van evenredigheid bestaat tussen de aangewende middelen en het beoogde doel.”⁴¹”

Uit deze rechtspraak volgt dat het verbod op discriminatie er zich niet tegen verzet dat categorieën van netgebruikers onder welbepaalde voorwaarden op verschillende wijze worden behandeld, dewelke in onderhavig geval weldegelijk vervuld zijn.

Ten slotte geeft de VREG nog mee dat tegen de beslissingen die de VREG met toepassing van titel IV, hoofdstuk I, afdeling XII Energiedecreet heeft genomen, beroep moet worden aangetekend voor het Hof van Beroep te Brussel, dat zetelt zoals in kort geding⁴².

3.7.13. Zienswijze 43.

Zienswijze	Prosumententarief en capaciteitsvergoeding betalen
Belanghebbende(n)	BePowered

Reactie belanghebbende(n)

BePowered gaat niet akkoord met de invoering van een vaste term voor de niet-netgebonden kosten voor prosumenten met een terugdraaiende teller. Prosumenten gaan dankzij de capaciteitsvergoeding terug bijdragen aan de distributiekosten. Wat nu niet is en daarom gecompenseerd door het prosumententarief. Als dit boven op de capaciteitsvergoeding komt, hebben we volgens BePowered terug een verdoken vorm van het prosumententarief.

Reactie VREG

Er is geen sprake van een prosumententarief bovenop het capaciteitstarief. In de huidige tariefstructuur omvat het prosumententarief de netgebonden distributiekosten (45%), de niet-netgebonden distributiekosten (ODV en toeslagen, 40%) en de transmissiekosten (15%). In de nieuwe tariefstructuur zullen de netgebonden distributiekosten gelijk behandeld worden voor prosumenten als voor niet-prosumenten (beiden via het aansluitingsvermogen, kVA_{schijf}).

Voor de niet-netgebonden distributiekosten en transmissiekosten zal er een onderscheid moeten worden gemaakt tussen prosumenten en niet-prosumenten. Voor prosumenten zal deze kost mogelijk worden gefactureerd op basis van het aansluitingsvermogen (kVA), gezien er voor prosumenten geen gegevens beschikbaar zijn over het verbruik (enkel de netto afname is bekend). Voor niet-prosumenten zullen de niet-netgebonden kosten en transmissiekosten worden gebaseerd op basis van het verbruik (kWh).

In de consultatie heeft de VREG specifiek een vraag gesteld aan de stakeholders om een standpunt te krijgen over de aanrekening van de niet-netgebonden kosten voor prosumenten met een

⁴¹ GwH 28 februari 2013, nr. 24/2013, B.3.2.

⁴² Art. 4.1.34 Energiedecreet.

terugdraaiende teller. De VREG wil bijgevolg benadrukken dat in het voorstel weliswaar is opgenomen om het aansluitingsvermogen in rekening te brengen, maar de VREG staat ook open voor andere mogelijkheden.

3.7.14. Zienswijze 44.

Zienswijze	Niet-netgebonden kosten voor prosumenten met een terugdraaiende teller
Belanghebbende(n)	COGEN Vlaanderen

Reactie belanghebbende(n)

Bij klanten met een terugdraaiende teller wordt aangehaald dat het 'onlogisch' is dat deze minder zouden moeten betalen voor openbare verlichting etc. Voor het exclusief-nachttarief wordt echter vastgehouden aan beperking tot 50% van het dagtarief. De tekst geeft aan dat men deze op termijn wil gelijkbrengen, maar tariefschokken wil vermijden. Het vermijden van tariefschokken vormt dan echter weer geen argument voor de prosumenten. Het is dan ook opvallend dat beide groepen op een verschillende manier behandeld worden.

Daarnaast is het ook bijzonder dat men ervoor kiest om voor prosumenten de ODV en toeslagen te factureren op basis van het aansluitingsvermogen. Er is immers geen rechtstreeks verband tussen het aansluitingsvermogen enerzijds en het vermogen (en de totale productie) van de productie-installatie anderzijds, gezien het aansluitingsvermogen hoofdzakelijk zal bepaald worden door de maximale vraag. Iemand met een aansluiting van 28 kVA kan een WKK van 1 kW installeren die 2500 draaiuren realiseert, of een WKK van 10 kW die 5000 uren realiseert. Het is minstens even 'onlogisch' dat hij in beide gevallen dezelfde bijdrage levert aan de ODV (gezien deze algemeen aangerekend worden volgens de afname van elektriciteit). Het is bijgevolg onduidelijk hoe op een kostenreflectieve manier een tarief kan worden vastgesteld op basis van de vermogensschijf.

Een bijkomend nadeel van zich te baseren op het aansluitvermogen is dat een correcte dimensionering van een installatie iets minder belangrijk wordt. Waar het huidige prosumententarief immers aanstuurt op een beperking van het productievermogen en een optimalisatie van de productie-installatie⁴³ ten opzichte van het lokale verbruik, zal dit in de toekomst wegvallen, en zal men eerder geneigd zijn om te dimensioneren op het maximum van de vermogensschijf. Vooral bij productietechnologieën met een synchrone productie (bijvoorbeeld PV) zal dit net een extra belasting van het net teweeg brengen.

Dat voor een prosumant een tarief op basis van de vermogensschijf wordt gehanteerd betekent daarenboven dat een nóg groter deel van de totale netvergoeding van variabele kost naar vaste kost verschuift (groter dan bijvoorbeeld de berekening onder punt 4.6.2.1. van het consultatiedocument aangeeft), en bijgevolg dat decentrale productie nog sterker wordt benadeeld.

Reactie VREG

Voor gebruikers van een exclusief nachtmeter (voor elektrische verwarming) werd een korting geïntroduceerd om onaantvaardbare kosten en prijschokken te voorkomen.

⁴³ Optimalisatie zowel ten aanzien van het lokaal verbruik, als van de installatie zelf, zoals bijvoorbeeld bij PV het beperken van de omvormer t.o.v. het piekvermogen van de panelen om een grotere gebruiksduur te realiseren.

Ook voor prosumenten willen we tariefschokken vermijden.

In de consultatie hebben we specifiek een vraag gesteld aan de stakeholders om een standpunt te krijgen over de aanrekening van de niet-netgebonden kosten voor prosumenten met een terugdraaiende teller. De VREG wil bijgevolg benadrukken dat in het voorstel weliswaar is opgenomen om het aansluitingsvermogen in rekening te brengen, maar de VREG staat ook open voor andere mogelijkheden. We wensen hiervoor zo veel mogelijk feedback te ontvangen van de belanghebbenden.

Het voordeel dat we zien in het opnemen van het aansluitingsvermogen is de verminderde complexiteit. Prosumenten zouden in het andere geval (met het omvormervermogen i.p.v. aansluitingsvermogen) zowel een tarief op basis van hun aansluitingsvermogen moeten betalen (net) alsook een tarief op basis van het omvormervermogen (niet-net). Bijkomend kan een dergelijk systeem factuurfraude ontmoedigen (prosumenten die hun installatie niet registreren of een te laag omvormervermogen aangeven).

3.8. Hoofdstuk VIII. Zienswijzen over het aansluitingsvermogen en het onderschreven vermogen voor piekgemeten meters

De VREG stelde in de consultatie twee vragen over de capaciteitsberekening voor piekgemeten afnamepunten. Deze luiden als volgt:

- a) Voor piekgemeten klanten wordt bij de berekening van de netgebaseerde kosten het onderschreven vermogen en de aansluitingscapaciteit in rekening genomen. De kosten hiervan worden toegewezen op een 50%/50% basis. Zijn de stakeholders van oordeel dat dit een goede kostentoewijzing is? Of wordt er voor een alternatief voorstel geopteerd?
- b) De definitie van het onderschreven vermogen blijft in de nieuwe tariefstructuur ongewijzigd ten opzichte van de huidige tariefstructuur. Bijgevolg wordt de hoogst gemeten piek in rekening genomen van de afgelopen 12 maanden. Echter, een gelijkaardige ‘jaarpiek’ wordt ook al in rekening gebracht bij de aansluitingscapaciteit. Hierdoor valt te verwachten dat het onderschreven vermogen en het aansluitingsvermogen voor piekgemeten klanten weinig zal verschillen. De vraag naar deze belanghebbenden is dan ook of zij dit billijk vinden. Het is immers ook mogelijk om een maandpiek te introduceren, of varianten zoals de tariefstructuur van de transmissienetbeheerder.

De VREG wenst in dit hoofdstuk een reactie te geven op de antwoorden die we hierop hebben ontvangen, alsook op opmerkingen die hiermee verband houden.

3.8.1. Zienswijze 45.

Zienswijze	Aanpassing definities aansluitingsvermogen en onderschreven vermogen
Belanghebbende(n)	Febeliec Fedustria Essenscia

Reactie belanghebbende(n)

Volgens Febeliec zou het correcter en duidelijker zijn de termen “aansluitingsvermogen” en “onderschreven vermogen” te hernoemen (naar analogie van de terminologie gehanteerd door de transmissienetbeheerder en de federale energieregulator) naar “ter beschikking gesteld vermogen” en “piekvermogen”. De term “aansluitingsvermogen” kan tot verwarring leiden omdat, omwille van een brede waaier van al dan niet historische redenen, het vermogen van de fysieke aansluiting hoger kan zijn dan het deel ervan dat effectief ter beschikking wordt gesteld van de netgebruiker. Voor “onderschreven vermogen” kan er verwarring ontstaan omdat de term lijkt te doelen op een vermogen dat door de netgebruiker ex ante (al dan niet contractueel) zou zijn vastgelegd, terwijl het de facto een effectief gemeten vermogen op meetmomenten betreft.

Fedustria is dezelfde mening toegedaan.

Essenscia haalt eenzelfde mening aan. Voornamelijk de term “onderschreven vermogen” zorgt voor verwarring. “Onderschreven vermogen” zou taalkundig eerder worden geïnterpreteerd als het “gecontracteerde aansluitingsvermogen”. Bijgevolg zou het o.i. beter zijn het huidige “onderschreven vermogen” te hernoemen naar “piekvermogen”, wat als term beter de lading dekt die eraan wordt gegeven en analoog is met de terminologie die door de transmissienetbeheerder in haar

tariefstructuur wordt gehanteerd. Het “aansluitingsvermogen” kan eveneens naar analogie als bij Elia het “ter beschikking gesteld vermogen” worden genoemd.

Reactie VREG

De VREG onderschrijft de verwarring die kan optreden met de bestaande definities en wenst de mogelijkheden van deze aanpassing met stakeholders te onderzoeken. Dezelfde benaming moet dezelfde betekenis hebben.

3.8.2. Zienswijze 46.

Zienswijze	Allocatie aansluitingsvermogen en onderschreven vermogen is coherent
Belanghebbende(n)	Eandis Volta

Reactie belanghebbende(n)

Eandis vindt het correct dat het capaciteitstarief voor middenspanning opgesplitst wordt in contractueel en piekvermogen.

- Piekvermogen: het tarief biedt een incentive om waar mogelijk verbruiksprofielen af te vlakken en zodoende de synchrone piek op het distributie- en transmissienet te beïnvloeden. De hoogte van de synchrone piek is een belangrijke factor in de dimensionering van het net. Dit tarief is gebaseerd op het netto afgenomen of geïnjecteerd vermogen.
- Het contractueel vermogen: dat is het vermogen dat de netgebruiker reserveert en dat de DNB ter beschikking moet kunnen stellen. Het tarief voor contractueel vermogen is een tarief waardoor de netgebruiker betaalt voor zijn aandeel in het net waarvan de kosten bepaald worden door zowel de historische als de toekomstige investeringen. Daarnaast geeft dit tarief ook een signaal naar toekomstige netuitbouw, vermits netgebruikers zelf kunnen bepalen hoeveel vermogen zij willen “reserveren” op langere termijn. De simulaties tonen aan dat hoe meer het contractueel vermogen in rekening wordt gebracht, hoe groter de stimulans naar een betere benutting van de aansluitingscapaciteit.

Deze opsplitsing is volgens de netbeheerder Eandis ook coherent met de tariefstructuur voor industriële klanten die zijn aangesloten op het transmissienet. De toewijzing 50/50 is een goede insteek vanuit het standpunt van de DNB. Echter, vandaag ziet Eandis dat het contractueel vermogen bij heel wat klanten significant boven hun hoogste piek ligt. De invoering van een tarief op basis van contractueel vermogen zou voor deze klanten een sterke stijging van hun factuur kunnen betekenen. Eandis is benieuwd naar de feedback van de stakeholders om hier te werken aan een logisch en beheersbaar overgangstraject en eventuele flankerende maatregelen.

Voor Volta lijkt de voorgestelde balans van 50%/50% redelijk.

Reactie VREG

De VREG wenste met de voorgestelde verdeling een goed evenwicht te waarborgen tussen flexibiliteit via het piekvermogen en de investeringsnoden van de netinfrastructuur via het aansluitingsvermogen.

De VREG staat evenwel open om meer flexibiliteit in te bouwen voor automatisch gemeten meetpunten, en dit op vraag van de stakeholders. Deze piste moet gezamenlijk verder worden onderzocht.

3.8.3. Zienswijze 47.

Zienswijze	Allocatie aansluitingsvermogen en onderschreven vermogen is niet coherent
Belanghebbende(n)	FEBEG Essenscia Febeliec Agoria Fedustria

Reactie belanghebbende(n)

Voor FEBEG lijkt het voorstel van de 50%/50% allocatie arbitrair gekozen, terwijl deze keuze een impact kan hebben op het beheer van het verbruiksprofiel door de afnemer. Een grondige onderbouwing bij het bepalen van de drivers van het basistarief is daarom onontbeerlijk als men een sturend effect van het tarief verwacht. Of is het enige doel een zelfde maar stabielere inkomst te verwerven? FEBEG ziet daarnaast ook geen coherentie met de nood aan ontwikkeling van flexibiliteit op het distributienet. Het voorstel zorgt ervoor dat elke afname- en productiepiek er een te veel en te hoog is. Hierdoor wordt bijvoorbeeld piekafname, die de balancingmarkt zou helpen of congestie zou vermijden, ontmoedigd. Niet alleen worden dus positieve pieken ontmoedigd, maar ook pieken die geen enkele vorm van congestie veroorzaken worden afgestraft.

FEBEG stelt voor om na te denken over een andere aanpak, namelijk om te werken met gecontracteerd aansluitingsvermogen in plaats van het fysiek aansluitingsvermogen. Eerst en vooral is het voor FEBEG trouwens niet duidelijk naar welk aansluitingsvermogen de VREG refereert. FEBEG verkiest om zoals Elia doet te werken met gecontracteerd aansluitingsvermogen, dat kan verschillen van het fysiek aansluitingsvermogen. Enkel een piek die het gecontracteerd aansluitvermogen overschrijdt zou moeten aangerekend worden. Pieken binnen het gecontracteerd aansluitingsvermogen moeten te allen tijde mogelijk zijn. Dit is volgens FEBEG een veel heldere manier van aanrekenen. Alle capaciteit die via het aansluitingstarief betaald wordt, moet toch minstens kunnen benutted worden. Deze manier van werken geeft trouwens ook de netbeheerder voldoende zekerheid dat de eenheden binnen hun gecontracteerd aansluitingsvermogen zullen blijven. FEBEG vraagt de VREG om deze optie ook te beschouwen en door te rekenen.

In het voorstel wordt uitgegaan van een 50/50 toewijzing van de netkosten aan het onderschreven vermogen (Essenscia: piekvermogen) en het contractueel vermogen (Essenscia: ter beschikking gesteld vermogen). Volgens Essenscia is deze 50/50 verdeling niet onderbouwd in het document. Essenscia meent dat het zwaartepunt moet liggen op het onderschreven vermogen (Essenscia: piekvermogen). Op deze manier worden de verbruikers die de piek veroorzaken, geïncentiveerd om de druk op het net te vermijden. Essenscia is dan ook vragende partij om het percentage op het onderschreven vermogen (Essenscia: piekvermogen) te verhogen.

Febeliec betreurt dat in het VREG voorstel de allocatie van 50% aan het aansluitingsvermogen en 50% aan het onderschreven vermogen onvoldoende wordt beargumenteerd. Volgens Febeliec reflecteert deze arbitraire keuze geen juiste balans en zou een meer doorgedreven verschuiving van

netgebonden kosten naar een tarief op piekvermogen leiden tot een betere gedragsprikkel ten aanzien van netgebruikers, vermits deze tariefdrager de enige parameter is waarop zij een impact hebben⁴⁴.

Voor Agoria zijn gegevens over de kostenstructuur van de netbeheerder nodig. Welke kost wordt bij de netbeheerder veroorzaakt enkel en alleen door het onderschrijven van een maximale aansluitingscapaciteit? Wat is de kost die kan worden toegeschreven aan het piekverbruik? Het exacte percentage kan maar worden vastgelegd op basis van goed inzicht in kostendragers. Het bepalen van het juiste percentage is voor Agoria belangrijk. Uit simulaties blijkt dat het aandeel in de tarifiering dat wordt toegekend aan het contractueel vermogen een sterke impact heeft op de grootte van de verschuivingen in bijdrage tussen de verschillende netgebruikers. Een goede onderbouwing van de kostenreflectiviteit van de invoering van het contractueel vermogen als tariefdrager is dus noodzakelijk.

Fedustria wenst ook meer toelichting bij de 50%/50% allocatie, gezien er hiervoor onvoldoende argumentatie wordt voor aangereikt. Dit is volgens hen een arbitraire keuze die niet de juiste balans weerspiegelt. Een meer doorgedreven verschuiving van netgebonden kosten naar een tarief op piekvermogen zal o.i. leiden tot een betere gedragsprikkel ten aanzien van netgebruikers, vermits deze tariefdrager de enige parameter is waarop zij een impact hebben.

Reactie VREG

De voorgestelde verdeling van 50%/50% houdt rekening met de kostenstructuur van de netbeheerder door zowel de korte termijn pieken (piekverbruik/ onderschreven vermogen; synchroniciteit) als de lange termijn capaciteit (fysiek aansluitingsvermogen; asynchroniciteit) op gelijkwaardige wijze te integreren.

De VREG wenst te benadrukken dat het piekverbruik niet de enige dimensionerende factor kan zijn. Vele investeringen worden immers gedreven door de lokale noden, die typisch gereflecteerd worden in het aansluitingsvermogen. Het aansluitingsvermogen dient als lange termijn signaal voor de netontwikkeling en om deze reden is een belangrijk aandeel in de verdeelsleutel noodzakelijk om het kostenreflectiviteitsprincipe te waarborgen.

Met betrekking tot het piekverbruik staat de VREG open om de jaarpiek te vervangen door een maandpiek, of zelfs de mogelijkheden te onderzoeken om de Elia capaciteitsberekening over te nemen voor automatisch gemeten meetpunten. Ook in dit kader zullen de mogelijkheden voor het contracteren van het aansluitvermogen⁴⁵ worden bekeken, al wenst de VREG al te benadrukken dat de praktische invulling hiervan voor de transmissienetbeheerder verschillend is dan deze voor de distributienetbeheerder.

⁴⁴ De toewijzing van een belangrijk deel van de netgebonden kosten naar ter beschikking gesteld vermogen (aansluitingsvermogen) dient enkel het belang van de distributienetbeheerders (door een meer voorspelbare inkomstenstroom), maar vermindert in belangrijke mate de gedragsprikkel ten aanzien van efficiënt gebruik van het net naar de netgebruiker toe. Bovendien heeft de VREG al rekening gehouden met volatiliteit in de inkomsten van de netbeheerders, getuige hiervan de hoge WACC alsook andere hulpmiddelen (o.a. de mogelijkheid van tarifaire voorschotten) om de potentiële effecten van de potentiële hogere volatiliteit van de inkomsten van de netbeheerders te mitigeren.

⁴⁵ De terbeschikkingstelling wordt overeengekomen op basis van een bestaand contract, of op basis van de piek van het schijnbaar vermogen dat de voorbije drie jaar afgenomen en/of geïnjecteerd werd, verhoogd met 10%.

De VREG begrijpt de vraag van FEBEG om meer flexibiliteit in de nettarieven in te bouwen. Hiervoor verwijst de VREG naar de reacties beschreven in Hoofdstuk IX van het huidige consultatieverslag.

3.8.4. Zienswijze 48.

Zienswijze	Bepalen van onderschreven vermogen: steun voor maandpiek
Belanghebbende(n)	E.ON Power Plants Belgium Volta Fedustria FEBEG Essenscia

Reactie belanghebbende(n)

Volgens E.ON zorgt het onderschreven vermogen, welke per definitie in de consultatietekst nog steeds het maximale vermogen (piek) is van de afgelopen 12 maanden, bij WKK installaties er steeds voor dat dit min of meer een vast, hoog vermogen is, namelijk dit van de nominale afname. Een onderhoud van de WKK installatie kan steeds gepland worden in samenspraak met de shut-down van de klant maar een uitval (trip) van de installatie is in de meeste gevallen niet te voorspellen en zorgt er dus voor dat de nominale elektriciteitsvraag van de klant afgenomen wordt van het net, waar in de rest van het jaar deze beduidend lager is of zelfs nul bij injectie op het net. Een aanpassing naar een maandpiek of een reductie (ca. 80- 100%) van het tarief ten bedrage van het vermogen van de lokale productie zou een meer aanvaardbare oplossing kunnen zijn.

Volta gaat ervan uit dat de netkosten niet uitsluitend afhangen van het aansluitvermogen, maar onder andere ook van de gelijktijdigheid van de pieken. Daarom is het voor Volta te verantwoorden om een maandpiek te introduceren.

Fedustria stelt dat het voorstel om uitsluitend de jaarpiek te gebruiken voor de bepaling van het "piekvermogen" niet tot een optimaal signaal kan leiden. Het lijkt Fedustria om deze reden meer aangewezen om (enkel) de "maandpiek" te gebruiken i.p.v. de jaarpiek.

FEBEG stelt zich vragen bij de zin van het piektarief, zoals deze nu wordt ingevuld. Als de hoogste piek 12 maanden lang meegenomen moet worden in de netfactuur, ongeacht enige link met de impact van deze piek op het net, herleidt dit het capaciteitstarief tot een heel vlak tarief. Indien een verbruiker immers afgerekend wordt op zijn hoogste piek over het hele jaar, heeft deze afnemer geen incentive om gedurende de rest van het jaar, wanneer hij een vermogen afneemt onder deze hoogste piek, actief zijn verbruik te beheren. Hij zal dus misschien meer dan strikt nodig het net gebruiken. Het lijkt daarom alvast meer aangewezen te werken met een maandelijks piek. Een afnemer waarvan de hoogste piek (bijvoorbeeld in de zomer) niet samenvalt met de hoogste piek van het volledige net, zal zo ook proberen zijn verbruik af te vlakken in andere perioden, wat een positieve impact kan hebben op de synchrone pieken op het net.

Essenscia meent dat het voorstel van een jaarpiek de decentrale productie ontmoedigt, in tegenstelling tot het beleid van Europa dat volop inzet op deze vorm van energieproductie. Essenscia stelt daarom een alternatief voor, waarbij we verwijzen naar de tariefstructuur voorgesteld door Elia en aanvaard door de federale regulator omwille van de bijkomende incentives die deze geven om netgebruikers te responsabiliseren in hun gedrag naar het net toe. Bij de tariefstructuur van Elia wordt het onderschreven vermogen (Essenscia: piekvermogen) samengesteld uit 60% maandpiek en

40% (winter)jaarpiek. In concreto wordt de maandpiek berekend als het maximale vermogen bij afname van alle kwartieren van de betreffende maand, waarbij het tarief wordt toegepast op de 11de gemeten piek van de maand. De winterjaarpiek wordt berekend op basis van de kwartierwaarden van elke maand van de periode van januari tot maart en van november tot december, waarbij al de 10 hoogste kwartierwaarden van elke maand werden uitgesloten. Binnen deze subset wordt enkel gekeken naar de kwartieren die vallen in de periode van 17u tot 20u buiten weekends en feestdagen, waarbij het tarief wordt toegepast op de hoogste resterende piek hierin. Deze praktijk is op het niveau van het transmissienet al lange tijd ingeburgerd. Zo werd het winterpiektarief ingevoerd om aan de absolute piekvraag in winterperiodes tegemoet te komen in het kader van de bevoorradingszekerheid. Deze argumentatie kan worden doorgetrokken naar het distributieniveau, om zo alle piekgemeten netgebruikers aan te zetten om ook tijdens deze periodes hun gebruik van het net te bekijken en hun steentje bij te dragen tot de draagkracht van het elektrische systeem in België tijdens bevoorradingszekerheidsstressmomenten.

Indien de VREG het voorstel van Essenscia niet kan weerhouden, vraagt Essenscia minstens om de allocatie volledig te baseren op een maandpiek. Op deze manier is er toch een gedragsprikkel voor de piekgemeten netgebruikers, zonder onnodige penaliserende maatregelen van piekgemeten netgebruikers met leveringszekere decentrale productie. In dit kader lijkt het volgens Essenscia aangewezen om de werkwijze van de transmissienetbeheerder ten aanzien van de praktische bepaling van de desbetreffende maandpieken te hanteren, t.t.z. de 11e effectief gemeten piek, gezien dit discussies omtrent de betrouwbaarheid van bepaalde metingen vermijdt. Dergelijke manier van tariefbepaling hindert de verdere ontwikkeling van decentrale productie-installaties minder dan het huidige voorstel. Decentrale productie die leveringszeker is (WKK's) dragen bij aan de energiebevoorradingszekerheid en werken net ondersteunend. Het net wordt bijgevolg niet geholpen door deze te penaliseren door middel van een jaarpiek die het zomeronderhoud doortrekt naar het volledige jaar.

Verder is het voor Essenscia essentieel dat voor afnemers met een contractueel vastgelegd aansluitingsvermogen, het vermogen een juiste reflectie is van het reële gebruik. Om te vermijden dat een verbruiker naar willekeur zijn aansluitingsvermogen (omdat de fysieke connectie om historische of technische redenen van een grotere capaciteit kan zijn) onderschat en vervolgens overschrijdt, lijkt het voor Essenscia essentieel om een penaliserende maatregel te voorzien. Hiervoor verwijst Essenscia ook naar het principe zoals toegepast bij Elia. Om alle gebruikers toe te laten hun aansluitingsvermogen te optimaliseren naar hun reël gebruik is het noodzakelijk dat zo snel als mogelijk de mogelijkheid geboden wordt aan de klanten van de distributienetbeheerder om een slimme meter te installeren en zo zowel naar netgebruik als naar elektriciteitsgebruik de efficiëntie te verhogen. Deze mogelijkheid kan ten laatste geboden worden op het moment dat deze structuur van kracht wordt.

Reactie VREG

De VREG neemt akte van de gemaakte opmerking van een maandpiek versus een jaarpiek. Voor beide pistes is bijkomend onderzoek noodzakelijk naar wat de technische mogelijkheden zijn van de gedane suggesties (cfr. structuur Elia) of wat de effecten zijn van het invoeren van een maandpiek (als mogelijk alternatief).

De VREG benadrukt dat maandgemeten meters enkel de hoogste maandpiek berekenen, en niet over dezelfde mogelijkheden beschikken als een automatisch gemeten meter (bijv. 11^e piek meten, uur gebonden pieken etc.).

De VREG begrijpt ook de bijzondere situatie voor WKK's binnen de hernieuwbare productie, maar gaat uit van regulering die, binnen de richtsnoeren van het Energiedecreet, technologieneutraal is. Wel zal door VREG worden onderzocht welke flankerende maatregelen of bijstellingen voor decentrale productie mogelijk kunnen worden ingevoerd.

3.8.5. Zienswijze 49.

Zienswijze	Bepalen onderschreven vermogen: steun structuur transmissienetbeheerder
Belanghebbende(n)	Febeliec Essencia FEBEG

Reactie belanghebbende(n)

Het voorstel om uitsluitend een jaarpiek (= onderschreven vermogen) te gebruiken voor de bepaling van het piekvermogen leidt volgens Febeliec niet tot een optimaal signaal. Dergelijke jaarpiek zal onder andere een belangrijke impact hebben op netgebruikers met embedded productie-installaties, vermits enerzijds punctuele incidenten kunnen optreden en anderzijds op bepaalde tijdstippen onderhoud van deze installaties dient plaats te vinden, waardoor het effect van de gedragsprikkel voor deze netgebruikers in het kader van een jaarpiek zwaar beknot wordt⁴⁶. Febeliec verwijst in deze reactie dan ook naar de werkwijze gehanteerd in de tariefstructuur van de transmissienetbeheerder waarbij zowel gebruikt wordt gemaakt van een maand⁴⁷- als een (winter)jaarpiek⁴⁸ als tarifaire drager. Febeliec stelt ook voor dezelfde verdeelsleutel (60% jaarpiek en 40% maandpiek) te hanteren voor de piektarieven op het niveau van de kostenallocatie bij de distributienetbeheerders. Febeliec haar voorkeur gaat uit naar een integrale toepassing van de capaciteitstarieven conform de werkwijze bij de transmissienetbeheerder, wat zeker voor deze netgebruikers met zowel aansluitingen op de federale als regionale netten een voordeel is vermits zij de al gekende methodiek kunnen toepassen zonder bijkomende administratieve en technische besommeringen. Bovendien sluit dit aan bij de visie van de VREG die zegt dat een capaciteitstarief een prikkel moet geven voor het efficiënt gebruik van het net. In geval de VREG de toepassing van een winterjaarpiek in combinatie met een maandpiek niet zou zien zitten, gaat de voorkeur van Febeliec uit naar het gebruik van (enkel) een maandpiek voor de distributienetten als tarifaire basis, omdat de toepassing van een maandpiektarief een betere gedragsprikkel geeft voor de piekgemeten netgebruikers dan een jaarpiek, d.i. zonder onnodige penaliserende van piekgemeten netgebruikers met embedded productie⁴⁹. Bovendien sluit dit ook beter aan bij de visie van de VREG die zegt dat een

⁴⁶ De piek die zij punctueel omwille van de eerder beschreven redenen heel punctueel zullen laten optekenen, zal hen doorheen de volgende twaalf maanden blijven achtervolgen, met als gevolg dat er voor hen in deze periode geen tarifaire incentive meer is om hun gedrag aan te passen.

⁴⁷ De maandpiek wordt berekend als het maximale vermogen bij afname van alle kwartieren van de betreffende maand, waarbij het tarief wordt toegepast op de 11^e gemeten piek van de maand (deze laatste praktijk is door de transmissienetbeheerder onder goedkeuring van de federale regulator en tot voldoening van alle betrokken partijen ingevoerd om aanhoudende discussies met betrekking tot de betrouwbaarheid van bepaalde erratische metingen te vermijden; Febeliec stelt dan ook voor om deze *best practice* ook voor de bepalingen van pieken op het distributienet in te voeren)

⁴⁸ De jaarpiek wordt berekend op basis van de kwartierwaarden van elke maand van de periode van januari tot maart en van november tot december, waarbij al de 10 hoogste kwartierwaarden van elke maand werden uitgesloten. Binnen deze subset wordt enkel gekeken naar de kwartieren die vallen in de periode van 17u tot 20u buiten weekend- en feestdagen, waarbij het tarief wordt toegepast op de hoogste resterende piek hierin

⁴⁹ O.a. leveringszekere WKK's die bijdragen tot de netondersteuning, energiebevoorradingszekerheid alsook de doelstellingen voor hernieuwbare energie.

capaciteitstarief een prikkel moet geven voor het efficiënt gebruik van het net dan louter de toepassing van een jaarpiek.

Febeliec wil specifiek ook de aandacht van de VREG vestigen op de aanpak van de transmissienetbeheerder, goedgekeurd door de federale regulator, om voor de bepaling van de maandpiek (en ook voor de bepaling van de winterjaarpiek, die gebeurt op basis van de aangepaste data die gebruikt wordt voor de bepaling van de maandpiek), gebruik te maken van de 11e gemeten piek van de maand, en dit tot voldoening van alle betrokken partijen om aanhoudende discussies met betrekking tot de betrouwbaarheid van bepaalde erratische metingen te vermijden; Febeliec stelt dan ook voor om deze best practice ook voor de bepalingen van pieken op het distributienet in te voeren.

De belanghebbende Essenscia is eenzelfde zienswijze toegedaan.

FEPEG is geen voorstander van nettarieven in functie van de reële toestand van het net (dynamische nettarieven), aangezien dit complex is en penaliserend voor netgebruikers die niet in staat zijn hun gedrag in functie van de tarieven aan te passen. Maar met een correcte verfijning van een piektarief op maandbasis en op jaarbasis, al dan niet afhankelijk van het moment van de dag overeenkomstig met (statistische/historische) momenten van piekbelasting (time of use tarieven) kan het tariefstelsel op een vereenvoudigde manier de kostenreflectiviteit van de synchrone piek benaderen. Slimme meters kunnen bijdragen aan deze meer verfijnde tarifiering rekening houdend met de synchrone piek en aan het ontsluiten van het potentieel aan flexibiliteit. Een goed voorbeeld hiervan is de tariefstructuur die Elia heeft ingevoerd voor de periode 2016-2020.

Reactie VREG

De VREG begrijpt de zienswijze van de belanghebbenden aangaande een maximale overname van de tariefstructuur van de transmissienetbeheerder voor de automatisch gemeten aansluitingspunten. De VREG zal dit voorstel verder onderzoeken naar de technische mogelijkheden ervan voor de distributienetbeheerder en nagaan of er een maatschappelijk draagvlak is voor dit voorstel.

Voorts zal ook moeten worden nagegaan dat de kosten tussen automatisch en maandgemeten meters billijk worden getarifeerd, gezien een maandgemeten meter enkel de maandpiek kan meten, en geen meting van de 11^e piek of winterpiek kan registreren.

3.8.6. Zienswijze 50.

Zienswijze	Bepalen onderschreven vermogen: moeilijkheden structuur transmissienetbeheerder
Belanghebbende(n)	Eandis

Reactie belanghebbende(n)

De netbeheerder Eandis ziet in een eerste fase wel een belangrijk verschil tussen het contractueel vermogen en de jaarpiek. Eandis verwacht in dit scenario een regularisatie waarbij klanten hun contractueel vermogen dichter gaan laten aansluiten bij hun reële piek. Eens de regularisatie heeft plaatsgevonden zal de delta tussen het onderschreven vermogen en het aansluitingsvermogen voor piekgemeten klanten allicht weinig verschillen. Eandis kijkt ook uit naar de reacties en de input van de stakeholders om het vervolgetraject verder te ontwikkelen.

Varianten zoals de tariefstructuur van de transmissienetbeheerder, waarbij men rekening houdt met een jaarpiekperiode zijn op korte termijn niet realistisch. Systeemtechnisch vraagt dit zeer zware inspanningen. Het aantal klanten bij de DNB is veel groter dan bij de TNB. Bovendien is een tijd gedifferentieerd tarief voor 30% van de MS-klanten in Eandis gebied niet aan de orde omwille van een MMR-meting.

Reactie VREG

De VREG neemt akte van de gemaakte opmerking en de moeilijkheden van een overname van de tariefstructuur van de transmissienetbeheerder. Voor beide pistes is bijkomend onderzoek noodzakelijk.

3.8.7. Zienswijze 51.

Zienswijze	Bepalen onderschreven vermogen: invoering contractueel (medegedeeld) vermogen
Belanghebbende(n)	Proximus

Reactie belanghebbende(n)

Proximus pleit voor het onderscheiden van:

- Aansluitingscapaciteit : het in het aansluitingscontract bepaalde maximale vermogen (kVA) waarover de gebruiker fysisch kan beschikken uit hoofde van de technische karakteristieken van de samenstellende elementen van zijn aansluiting, meer bepaald het kaliber van zijn beveiliging. Hiervoor heeft de klant bij de aansluiting de netinfrastructuur betaald.
- Aansluitingsvermogen : het maximale vermogen (kVA), bepaald in het aansluitingscontract, waarover de eindgebruiker kan beschikken. Dit is het vermogen dat hij na afregeling van de algemene beveiliging reëel beschikt.
- Medegedeeld vermogen: het maximaal vermogen waartoe de netgebruiker zichzelf limiteert en bij overschrijding beboet wordt.

Door dit onderscheid in te voeren kan de techniciteit van de installatie onveranderd blijven is de capaciteitsvergoeding gebaseerd op het “medegedeeld vermogen” dat via meting gecontroleerd wordt, kan een klant zijn medegedeeld vermogen anticipatief aanpassen in functie van de economische activiteit van zijn bedrijf (in groei of bij inkrimping). Een dergelijk systeem wordt al sinds 2006 met succes in Brussel toegepast voor de bepaling van de bijdrage “Openbare dienstverplichting”. Jaarlijks kan de klant zijn maximaal afname-vermogen mededelen en wordt hij sterk beboet indien hij dit overschrijdt. Dit is ook in Vlaanderen perfect toepasbaar voor alle Trans-LS en 26-1kV aansluitingen daar die nu al over een peakmeter beschikken. Het systeem kan hun insziens op eenvoudige manier geautomatiseerd worden door de netgebruiker zijn medegedeeld vermogen op een online platform in te laten geven.

Reactie VREG

Het is voor de VREG een minder interessante piste om een soort van medegedeeld vermogen in te voeren in een nieuwe tariefstructuur. De meerwaarde voor de klant is beperkt ten opzichte van het voorgestelde model gebaseerd op het gemeten piekvermogen, en de administratieve en technische

lasten kunnen hierdoor negatief worden beïnvloed. De VREG neemt akte van de gemaakte opmerkingen en voorstellen, en stelt voor om de pistes voor de introductie van een maandpiek of het gecontracteerd vermogen zoals gebruikt in het kader van de tariefstructuur van de transmissienetbeheerder verder te onderzoeken.

3.8.8. Zienswijze 52.

Zienswijze	Bepalen onderschreven vermogen: ondersteunende diensten en fout netbeheerder
Belanghebbende(n)	Febeliec Essenscia

Reactie belanghebbende(n)

Net als het geval is in het kader van de tariefstructuur van de transmissienetbeheerder, stelt Febeliec voor dat een mogelijke piek die veroorzaakt wordt omwille van een verzoek van een netbeheerder voor het leveren van ondersteunende diensten of een fout van de netbeheerder (spanningsdip) niet kan leiden tot een penalitatie in het kader van piektarieven, maar wordt gecorrigeerd. Het zou namelijk een pervers signaal geven dat, in een periode waarbij de nood naar flexibiliteit voor ondersteunende diensten om de netstabiliteit te helpen garanderen toeneemt, een netgebruiker hiervoor tarifair zou kunnen worden afgestraft. Deze penalitatie zou namelijk bij maand- maar zeker bij jaarpiektarieven kunnen leiden tot (zware) globale negatieve financiële gevolgen voor de desbetreffende flexibele netgebruiker en bijgevolg leiden tot een mindere deelname van deze netgebruikers tot de markten voor flexibiliteit.

Essenscia stelt eveneens voor dat een piek die veroorzaakt wordt omwille van een verzoek van een netbeheerder voor het leveren van o.a. ondersteunende diensten of een fout van de netbeheerder (spanningsdip) niet kan leiden tot een penalitatie in het kader van piektarieven voor gebruik van het net. Met andere woorden diensten die de netbeheerder helpen of afschakelingen ten gevolge van netinstabiliteit kunnen niet resulteren in een hoger tarief. Hiervoor verwijst Essenscia graag naar de tariefstructuur van Elia waar deze praktijk ook wordt toegepast.

Reactie VREG

De VREG onderschrijft de zienswijze dat het leveren van ondersteunende diensten of een fout van de netbeheerder (spanningsdip) niet kan leiden tot een penalitatie in het kader van piektarieven. De implementatie hiervan moet bijkomend worden onderzocht met de betrokken stakeholders.

3.8.9. Zienswijze 53.

Zienswijze	Bedenkingen wijzigen aansluitingsvermogen
Belanghebbende(n)	Febeliec Proximus

Reactie belanghebbende(n)

Met betrekking tot het ter beschikking gesteld vermogen (aansluitingsvermogen bij de VREG), is het volgens Febeliec essentieel dat indien de VREG opteert om dit vermogen als tarifaire basis te

hanteren, dit vrij statisch gegeven kan worden aangepast aan evoluties in hoofde van de situatie van de netgebruiker. Bovendien zijn in vele gevallen de huidige contractuele ter beschikking gestelde vermogens gebaseerd op historische situaties dan wel keuzes die niet noodzakelijk voortvloeien uit beslissingen van de netgebruikers zelf. Dit vormde tot op heden geen probleem vermits deze vermogens geen tarifaire basis vormden en er bijgevolg ook geen financiële repercussies aan verbonden waren. In analogie met de mogelijkheden tot aanpassing die er bestaan voor dit contractueel vastgelegde vermogen bij de transmissienetbeheerder, zou er ook bij de distributienetbeheerders een procedure moeten bestaan die een aanpassing hiervan, mits bepaalde modaliteiten, mogelijk maakt. Dit zou bovendien ook alle netgebruikers aanzetten hun reële behoeften ten aanzien van ter beschikking gesteld vermogen te analyseren en bijgevolg een duidelijke signaalfunctie hebben naar de distributienetbeheerders over de reële noden voor investeringen in de netten, vermits potentieel overschatten historische capaciteit zichtbaar zou worden en dus voor andere netgebruikers zou kunnen worden ingezet zonder bijkomende netkosten.

Volgens Proximus maakt de eindgebruiker bij de bepaling van het aansluitvermogen van een leveringspunt een evaluatie van zijn toekomstig energieverbruik en zoekt in functie van de installatiekosten de goedkoopste oplossing voor zijn toepassing. In praktijk wordt een elektrische installatie volgens Proximus voor de volgende 20 jaar gedimensioneerd. Uitgaande van een algemene beveiliging, die zijn maximaal voorzien piekverbruik dekt, wordt een selectief ALSB samengesteld. Technisch is het niet mogelijk om een selectiviteit te behouden bij een fysieke verlaging van het aansluitvermogen die gerealiseerd wordt door een kleiner kaliber “algemene beveiliging” te voorzien. In praktijk is er voor een industriële gebruiker dus GEEN mogelijkheid zijn aansluitvermogen fysiek te verlagen tenzij hij de extra kosten voor ombouw ALSB draagt. Zo niet zal de selectiviteit van zijn installatie en de daaraan gekoppelde exploitatie degraderen.

Reactie VREG

De modaliteiten en de gevolgen van een capaciteitswijziging, om daarbij de oorspronkelijke capaciteit ter beschikking gesteld te krijgen indien nodig, moet nog worden uitgewerkt. De VREG begrijpt de zienswijze van de belanghebbende en zal deze verder onderzoeken met de betrokken stakeholders.

Met betrekking tot de zienswijze van Proximus geeft de VREG aan dat elke netgebruiker individueel rekening moet houden met zijn huidige en toekomstige capaciteitsnoden. Voor elke netgebruik is dit een individuele technologische en economische beslissing. De belasting op systeemniveau dient in overweging te worden genomen en de situatie van specifieke, individuele afnemers is in dit verband ondergeschikt.

3.8.10. Zienswijze 54.

Zienswijze	Bedenkingen bij het basistarief
Belanghebbende(n)	Agoria COGEN Vlaanderen FEBEG

Reactie belanghebbende(n)

Volgens Agoria wordt in de huidige tarieven op middenspanning al 60% van de netgebonden kosten getarifeerd op basis van de hoogste vermogenspiek van de laatste 12 maanden. Er is dus al in ruime mate een capaciteitstarief. De nadelen van een tarifiering van netgebonden kosten op basis van kWh, die een belangrijke motivatie vormen voor de invoering van een capaciteitstarief voor laagspanning gelden hier dus veel minder of zelfs helemaal niet.

Volgens COGEN Vlaanderen zijn het systeembeheer, meet- en telactiviteit en compensatie van netverliezen minder afhankelijk van het vermogen maar worden omwille van hun beperkt aandeel in de kosten toegevoegd aan het basistarief. Gezien echter een energie-gebaseerde component blijft bestaan, kunnen deze net zo goed aan deze laatste toegevoegd worden. De complexiteit blijft dezelfde en de kostenreflectiviteit verhoogt, zeker m.b.t. systeembeheer en netverliezen. Het aandeel van deze kosten blijkt anderzijds ook niet zo gering indien we afgaan op de voorgestelde tarieven voor injectie verderop in het consultatiedocument. Deze bevatten immers enkel de componenten systeembeheer, meet- en telactiviteit en compensatie van de netverliezen, maar lopen op tot bijna een kwart van de overeenkomstige tarieven voor afname.

Voor FEBEG kan het doel van een capaciteitstarief op afname er in bestaan dat er een sterkere link is tussen de benutting van capaciteit van het net en wat een netgebruiker hiervoor bijdraagt, aangezien de kost voor de netbeheerder ook in sterke mate bepaald wordt door de capaciteit die hij moet voorzien voor de netgebruiker. Sterkere kostenreflectiviteit is een verdedigbare drijfveer. Anderzijds moet men hier volgens FEBEG ook realistisch in zijn: niet per se de dikte van de kabel bepaalt de kost voor een nettoegang (kost van het koper), maar ook sterk de manuren die men in een uitbreiding stopt – wat ongeacht de netcapaciteit is – bepalen de kost. Daarnaast zijn de transformatoren dan weer wel in verhouding tot de noodzakelijke capaciteit.

Reactie VREG

De VREG ondersteunt de stelling van de belanghebbenden dat de kostenreflectiviteit een verdedigbare drijfveer vormt voor het invoeren van een capaciteitstarief. Dit betekent echter voor de VREG niet dat alle kosten die worden gemaakt door de netbeheerder afhankelijk zijn van de capaciteit. Zo hebben we bijvoorbeeld operationele kosten (personeelskosten, IT systemen, burelen etc.) dewelke voor 38% bijdragen op het toegelaten inkomen van de endogene kosten voor 2017. De afschrijvingen en kapitaalkosten geven een duidelijkere correlatie weer tussen de kosten en de capaciteiten, en dragen bij tot 62% van het toegelaten inkomen inzake de endogene kosten (Tabel 3).

Tabel 3. Toegelaten inkomen inzake endogene kosten 2017

	Toegelaten inkomen inzake endogene kosten 2017
Afschrijvingen	29%
Operationele nettokosten	38%
Kapitaalkosten	33%

De VREG begrijpt bijgevolg het argument dat niet alle kosten een even sterke correlatie hebben met de capaciteit. De VREG wenst hierbij te benadrukken dat de correlatie weliswaar minder is, maar dit wil niet zeggen dat er geen link is tussen beide. Immers hoe meer infrastructuur, hoe meer onderhoud, personeel en IT er moet worden voorzien.

De VREG neemt akte van de zienswijze om het systeembeheer, de meet- en telactiviteit en de compensatie van de netverliezen niet op te nemen binnen het allesomvattend basistarief. Dit voorstel zal verder worden onderzocht met de betrokken stakeholders.

Eenzelfde vergelijking met injectie gaat echter niet op. Injectie betaalt in de huidige tariefstructuur immers geen capaciteitsvergoeding (onderschreven en bijkomend vermogen), maar enkel een kost voor het systeembeheer, de meet- en telactiviteit en de compensatie van de netverliezen. Voor deze componenten werd een kostenreflectief tarief vastgesteld.

3.8.11. Zienswijze 55.

Zienswijze	Bedenkingen capaciteitsberekening
Belanghebbende(n)	Agoria

Reactie belanghebbende(n)

Volgens Agoria zal de beperking tot twee tariefdragers, die daarenboven voor een deel samen lopen, er voor zorgen dat de doelstellingen van de tariefhervorming (kostenreflectiviteit, stimuleren optimale benutting, bijdragen tot energietransitie tegen lage systeemkost) niet gerealiseerd zullen worden. Uit simulaties blijkt dat het invoering van een maandpiek de verschuivingen die de hervorming met zich meebrengt afzwakt. Ook het invoeren van een aangepaste tijdsdimensie i.p.v. de huidige dag en nachttarief (cfr. jaarpiek Elia-tarieven) is nodig evenals het behoud van een tariefdrager kWh voor die netkosten die proportioneel zijn met de afname van energie.

Individuele netgebruikers schatten de hoogte van het noodzakelijke contractuele vermogen in op basis van hun eigen behoeften en vooruitzichten. Gezien onmogelijk kan worden volgehouden dat een verhoging van het contractueel vermogen een 1 op 1 verhoging van de capaciteit van alle netonderdelen stroomopwaarts de aansluiting met zich meebrengt is het niet billijk om zomaar elke wijziging in het contractueel vermogen op een gelijke manier te behandelen. Zo zijn er bedrijven met een hoog contractueel vermogen dat enkel effectief opgenomen wordt in dal-uren of eenmalig voor het uitvoeren van bijvoorbeeld testen op gefabriceerde machines. Indien de toekomstige tariefstructuur enkel zal bestaan uit contractueel vermogen en de jaarpiek zullen dergelijke bedrijven onterecht te veel bijdragen in de kosten van het distributienet. Dit kan ook geval zijn voor bedrijven met een eigen energieproductie die op het net beroep doen als back-up of bij onderhoud. Zo bestaan er in Nederland tariefvarianten voor bedrijven met een lage benutting, kan er gedacht worden het behoud van een afvlakking of maximumprijs in MWh, kan het contractueel vermogen opgedeeld worden in tijdsvensters, ...

Reactie VREG

De VREG staat open voor het wijzigen van de tarifaire basis voor piekgemeten meters, zolang de basisprincipes in acht worden genomen. Om deze reden werd ook specifiek de vraag gesteld in de consultatie of de voorkeur gaat naar een jaarpiek dan wel een maandpiek aangaande het onderschreven vermogen. De VREG neemt uit deze zienswijze op dat Agoria een voorstander is van een maandpiek, het behoud van een tariefdrager op basis van de afname (kWh) en het invoeren van time of use in de tariefstructuur.

De flankerende maatregelen die door Agoria worden voorgesteld (tariefvarianten voor bedrijven met een lage benutting: behoud van een afvlakking of maximumprijs in MWh, het contractueel vermogen opdelen worden in tijdsvensters, ...) zijn pistes die we verder zullen onderzoeken.

3.8.12. Zienswijze 56.

Zienswijze	Bedenkingen afschaffing plafond
Belanghebbende(n)	E.ON Power Plants Belgium bvba COGEN Vlaanderen Essenscia

Reactie belanghebbende(n)

Volgens E.ON zal de afschaffing van de maximumprijs (plafond) nadelige gevolgen hebben voor de rentabiliteit van WKK-projecten. Deze maximumprijs voor het onderschreven vermogen op basis van de afname zorgde voor een afvlakking van het tarief. Indien het capaciteitstarief wordt toegepast zal deze niet meer aan de hand van de kWh kunnen bepaald worden, welk nadelig is.

COGEN Vlaanderen heeft hierbij dezelfde zorg als E.ON en benadrukt dat het nadelige effect hiervan goed moet bestudeerd worden en zoveel mogelijk geneutraliseerd.

Volgens Essenscia stelt de VREG terecht dat bepaalde klantengroepen voor afname een nadeel kunnen ondervinden door de afschaffing van de maximumprijs binnen het basistarief. Dit is inderdaad het geval. Vandaar dat Essenscia een andere manier voorstelt om het onderschreven vermogen (Essenscia: piekvermogen) te berekenen. Indien de VREG de zienswijze van Essenscia over het piekvermogen niet zou volgen, dan vraagt Essenscia expliciet om de maximumprijs te behouden.

Reactie VREG

De afschaffing van het plafond werd ingevoerd om een betere kostenreflectiviteit van de gedane kosten op te nemen in de tariefstructuur. Het behoud van een dergelijk plafond druist in tegen de principiële keuze voor een capaciteitstarief. De VREG begrijpt echter dat de gevolgen hiervan onvoldoende zijn onderzocht en in kaart gebracht. Om deze reden gaan we bijkomende data bestuderen om een juiste maatschappelijke beslissing te nemen inzake de afschaffing van het plafond.

3.8.13. Zienswijze 57.

Zienswijze	Bedenkingen berekening reactief vermogen
Belanghebbende(n)	Anode

Reactie belanghebbende(n)

De component reactief vermogen zou volgens Anode berekend moeten worden op kwartierbasis. Momenteel gebeurt dat op maandbasis, wat een vertekend beeld geeft, en zeker bij lage belasting een kost kan genereren, zonder dat er één werkelijk is. Het is volgens Anode een probleem van het actief vermogen dat te laag is in de breuk, en dus wiskunde, niet techniek. Dat zou opgelost worden indien de breuk op kwartierbasis bekeken wordt.

Reactie VREG

De VREG zal het voorstel op de berekening van het reactief vermogen op kwartierbasis onderzoeken⁵⁰ en bespreken met de betrokken stakeholders. Deze suggestie zal verder moeten onderzocht worden binnen de technische mogelijkheden van de geplaatste meters.

3.8.14. Zienswijze 58.

Zienswijze	Openstaande discussies
Belanghebbende(n)	Eandis

Reactie belanghebbende(n)

Voor de belanghebbende brengt het voorstel een aantal verschuivingen met zich mee. De oefening en analyse wordt best verder verfijnd op basis van de eerste bevindingen van Eandis en de feedback van stakeholders op volgende sleutelvragen:

- Keuze contractueel vermogen en reëel hoogste afgenomen piek 12 maand?
- Is verhouding 50/50 voor het contractueel vermogen en de reëel afgenomen piek een goede verdeling?
- Moeten er correcties ingebouwd worden voor klanten met een éénmalige piek en weinig verbruik?

Reactie VREG

De VREG onderschrijft het belang van de openstaande vragen. Verschillende stakeholders hebben in hun reactie hun zienswijze aangegeven, doch deze pistes moeten nog verder worden onderzocht.

⁵⁰ Het reactief vermogen wordt enkel gefactureerd voor piekgemeten meters op 26-1 kV en Trans-HS.

3.9. Hoofdstuk IX. Zienwijzen over slimme meters, flexibiliteit en gelijktijdigheid

3.9.1. Zienwijze 59.

Zienwijze	Steun gereguleerd demand-response systeem
Belanghebbende(n)	COGEN Vlaanderen Ecopower FEBEG ACV Bond Beter Leefmilieu Smart Grids Flanders Groen

Reactie belanghebbende(n)

Er wordt volgens COGEN Vlaanderen op geen enkele manier rekening gehouden met het principe van synchroniciteit van het netgebruik. Niet de hoogte van een individuele piekvraag (of –injectie) is belangrijk, maar wel of deze samenvalt met de piekvraag bij andere gebruikers. Het gedrag van de gebruiker is m.a.w. belangrijker voor de impact op de netkosten dan het maximaal vermogen dat op een willekeurig moment wordt gevraagd. Dit wordt in het huidig voorstel niet onderkend. In tegendeel: het maximumplafond, dat een indicator vormt van een gedrag waarbij de piek zelf weinig bijdraagt aan de netkosten, wordt in het voorstel afgeschaft.

Capaciteitstarieven stimuleren volgens COGEN Vlaanderen een continue benutting op laag vermogen, die bijvoorbeeld gerealiseerd kan worden door het installeren van batterijen. Deze brengen echter een belangrijke bijkomende kost met zich mee voor de verbruiker⁵¹, waarbij de som van deze kosten groter kan zijn dan de efficiëntiewinsten op het net.

Volgens zowel Groen als Cogen Vlaanderen is een belangrijk aspect in het kader van netbeheer de synchroniciteit van de verschillende gebruikers. Hoewel er globaal pieken optreden in het gebruik (bijvoorbeeld de avondpiek), gebruikt nooit iedereen tegelijkertijd de beschikbare capaciteit. Hiermee wordt rekening gehouden bij het dimensioneren van de netten. Waar de aansluitkabel zelf uiteraard het volledige vermogen moet kunnen voorzien, kunnen (en worden) componenten die 100en aansluitingen belevaren (bijvoorbeeld middenspanningstransformatoren) gedimensioneerd op enkele 10den van de som van alle vermogens⁵². Dit heeft een aantal implicaties, die o.i. onvoldoende naar voren komen in de tekst:

- Men verwacht dat een capaciteitstarief een prikkel geeft voor een efficiënter gebruik van het net (zonder dat dit begroot of verder onderbouwd wordt), waardoor de netkosten op termijn zouden (kunnen) dalen. Het is echter niet onwaarschijnlijk dat, hoewel de gemiddelde aansluitingscapaciteit waarschijnlijk wel zal dalen, de gevraagde capaciteit tijdens de piekmomenten niet even sterk zal dalen. Bij het afschaffen van het nachttarief zal de

⁵¹ Hiermee wordt overigens het gevaar geïntroduceerd dat de meer gegoede gebruikers die grotere vermogens ter beschikking willen dit type van investeringen doen, waardoor de basis waarop gefactureerd wordt (totaal aangesloten vermogen) daalt en men met exact hetzelfde probleem geconfronteerd wordt als wat men tracht te vermijden: stijgende tarieven voor de overblijvende groep en onzekerheid voor de DNB omtrent de inkomstenbasis.

⁵² Lezing “Slimme netten in de praktijk”, Infrac - Studiedag COGEN Vlaanderen & SGF *Slimme netten en WKK: uitdagingen en opportuniteiten* (29/2/2012; Hasselt)

synchrone piekvraag wellicht zelfs toenemen. De totale capaciteit die de netbeheerders moeten voorzien zal dan stijgen, en de kosten zullen dus niet dalen.

- Er wordt in het voorstel geen enkel verschil gemaakt tussen een verbruiker die gedurende 8760 uren per jaar een bepaalde capaciteit nodig heeft, en een gebruiker die die capaciteit maar gedurende een beperkte tijd nodig heeft op willekeurig verdeelde tijdstippen. Dit is onterecht. De bewering dat het net op die capaciteit voorzien moet zijn – of ze nu benut wordt of niet – gaat immers enkel op voor de lokale aansluiting, en niet voor de netcomponenten die zich stroomopwaarts bevinden. Een WKK-installatie voor lokaal verbruik met een bepaald vermogen die op bepaalde momenten van het jaar uitligt (bv onderhoud) vertegenwoordigt een aanzienlijk lagere kost dan een verbruiker die het hele jaar door datzelfde vermogen vraagt. De huidige beperking van de capaciteitsvergoeding t.o.v. de energie gebaseerde vergoeding (maximumprijs/plafond) is in dat opzicht erg logisch.

De kosten van de netbeheerder zouden volgens het voorstel niet afhankelijk zijn van de afname, maar veeleer bepaald worden door de capaciteit die de netgebruiker vraagt. Dit gaat echter volgens ODE en COGEN Vlaanderen voorbij aan de synchroniciteit van de vraag. De netkosten worden immers bepaald door de som van alle gebruikers. Niet zozeer een toevallige piek is bepalend, dan wel de gevraagde capaciteit tijdens de piekperiode⁵³. Concreet: indien alle aansluitingen gelijktijdig (tijdens een piekmoment) bijvoorbeeld 60% van hun aansluitcapaciteit zouden opvragen, zou het distributienet wellicht op heel wat plaatsen in problemen komen, en zouden bijkomende investeringen nodig zijn om dit te verhelpen. De kost wordt dus niet bepaald door de maximale piek van elke aansluiting (100%), maar door de hoogte van de gemiddelde afname tijdens de piekperiode (60%). De netkosten die een gebruiker teweeg brengt worden meer bepaald door zijn gedrag dan door de maximale piek die hij vraagt.

In het vooruitzicht van een toekomst met veel meer PV, elektrische mobiliteit, warmtepompen, ..., moeten er volgens Ecopower voorbereidingen gemaakt worden voor een slim netbeheer, maar Ecopower bedoelt hierbij iets anders dan een vast capaciteitstarief. Ecopower werkt proactief mee aan een slimmer netbeheer via vraagsturing van gebruikers en prosumenten, namelijk door haar deelname aan het Europese project Nobel Grid. Ecopower is dan ook bereid om de overgang naar een variabel capaciteitstarief actief te ondersteunen, indien dit zowel REG als RNG bewerkstelligt en op een sociaal rechtvaardige wijze wordt doorgevoerd.

Het vastleggen van een vlak capaciteitstarief op het aansluitvermogen zoals nu voorligt zal volgens het ACV en de Bond Beter Leefmilieu het doel niet bereiken. Klanten zullen enkel hun maximum capaciteit kunnen aanpassen. Er is geen link met het effectief benutte vermogen, noch met het tijdstip van het gebruik. Zo zal een gebruiker die éénmaal per jaar een bepaalde capaciteit vraagt evenveel betalen als iemand die dezelfde capaciteit continu benut. Bovendien betaalt iemand die een bepaalde capaciteit enkel vraagt tijdens daluren evenveel als een ander die dezelfde capaciteit op piekmomenten benut. Meer nog, een eigenaar van een warmtepomp, die ook het net kan ondersteunen door zijn warmtepomp met buffervat te laten aanslaan op momenten van een hoge productie aan elektriciteit en zo het net kan ondersteunen, zal hiervoor niet beloond worden. Hij zal enkel de meerkost betalen voor een hogere aansluitingscapaciteit en niet beloond worden voor zijn ondersteunende functie. Een gelijkaardige bedenking geldt voor opslag. Batterijen kunnen een efficiënte uitbating van het net ondersteunen door bijvoorbeeld pieken of stroomtekorten op te

⁵³ Uiteraard geldt dit niet voor de lokale aansluiting, de laatste meters tot aan de verbruiker: deze moet wel degelijk voorzien zijn op de maximale piek. Bij de grote verbruikers wordt deze aansluiting echter betaald door de gebruiker zelf, en bij de particuliere aansluitingen is de gebruikte kabel sowieso voorzien op voldoende grote vermogens. Deze kan immers niet vervangen worden bij het verzwaren van de aansluiting.

vangen. Absolute voorwaarde is uiteraard dat het tarief het trekken van deze slimme pieken en/of injecteren op het net bij tekorten niet mag afstraffen. Met voorliggend voorstel wordt dit niet verzekerd. Het VREG voorstel garandeert dan ook niet dat de globale piekbelasting zal dalen. De piekbelasting is immers vooral afhankelijk van de gelijktijdigheid van de afname. Het is niet omdat de gemiddelde aansluitingscapaciteit daalt, dat de vraag tijdens de piekperiode ook daalt. Het gedrag van een gebruiker is bepalender voor de netkost dan de maximale geïnstalleerde piek. Om een flexibel gedrag te stimuleren, lijkt het volgens het ACV beter om te tarifieren op het effectief benutte vermogen tijdens piekmomenten. Om (1) het effectief benutte vermogen te kunnen vaststellen en eventueel te sturen en (2) het tijdstip van het verbruik te kunnen bepalen zullen slimme meters nodig zijn.

Beter nog dan het uitvlakken van de vraag over de tijd, is volgens Smart Grids Flanders het aanpassen van de vraag aan de momentane productie van het energiesysteem (flexible demand systemen). De capaciteitstarifiering moet ook rekening houden met dergelijke ontwikkelingen waarbij het zelfs voordelig kan zijn voor het elektriciteitssysteem als periodieke surplusproductie kan geabsorbeerd worden ongeacht van de capaciteitsbeperking.

Het capaciteitstarief gaat volgens Smart Grids Flanders uit van een combinatie van vraagverschuiving, alsook van het introduceren van opslag binnen de omgeving van de consument/prosument. Het plaatsen van dergelijke opslag gaat evenwel gepaard met aanzienlijke investeringen en het bepalen van de optimale locatie en grootte van opslag is situatie-afhankelijk. Er moet dan ook ruimte zijn voor het aanbieden van diensten rond opslag op (appartementen-) of wijkniveau waarbij eventueel ook moet onderzocht worden in welke mate de DNB hierbij een rol kan/moet spelen.

Volgens de heer De Maeyer wordt er gekeken naar en de schuld gelegd bij particulieren met zonnepanelen. In het verleden werd het dubbeluur en nachttarief ingevoerd om het verbruik gedurende de 'stille' uren aan te moedigen om zo het verbruik wat uit te vlakken. Mr De Maeyer heeft toen gekozen voor elektrische verwarming waardoor hij nu ongeveer 2/3 van zijn verbruik in stille uren heeft. Ook voor het opladen van een elektrisch voertuig ('s nachts) is dit interessant en maakt ook deel uit van een voordelig verbruik van een elektrisch voertuig. Ook nu wordt dit zo maar weeral van de kaart geveegd terwijl het verbruik 's nachts nog steeds lager is dan overdag, onbegrijpelijk. Dit maakt dat het wederom duurder wordt elektrisch te rijden, elektrisch te verwarmen etc. Een laadpunt voor een elektrische auto wordt volgens Mr De Maeyer aangeraden een aansluiting 3F+N van 20A te nemen, in het nieuwe voorstel van de VREG kan men dan ook weer rekenen op extra kosten en een hoger tarief om de auto op te laden.

De mogelijke toepassing van meer flexibele of slimmere tarieven, of het ontwikkelen van diensten die door de netgebruiker aan de netbeheerder kunnen worden geleverd moeten volgens Groen nog verder onderzocht worden.

In het voorstel zou middenspanning enkel nog getarifeerd worden op basis van aansluitingscapaciteit en de vermogenspiek van de laatste 12 maanden. Een dergelijke tarifiering is te eenvoudig. Blijkbaar zou het momenteel nog niet mogelijk zijn om een tijdsdimensie voor piek mee te nemen in de nieuwe tariefformules. Agoria vraagt dat de redenen daarvoor worden opgegeven en voldoende geïnvesteed wordt in o.a. metering en smart grid. De steeds groter wordende gelijktijdigheid van de piekbelastingen is immers een belangrijke uitdaging voor het net en tarifiering kan dit enkel helpen oplossen indien een voldoende tijdsdimensie in de tarifiering wordt ingebracht.

Reactie VREG

Flexibiliteit voor vraagsturing kan door de netbeheerder voorzien worden (via gereguleerde tarieven) of bij derden worden aangewend (marktmodel). In het huidige voorstel hebben we rekening gehouden met een model waarbij dit door derden wordt aangewend. Zo behoudt de netbeheerder zijn verantwoordelijkheid om de energiedienst te leveren aan de eindgebruiker (hiervoor heeft deze immers een toegewezen monopolie), en kan de vraagsturing als dienst worden gezien van de eindgebruiker naar de netbeheerder (hierbij is geen monopolie van toepassing). Dit model laat toe om nieuwe business modellen en marktopportunities te creëren, gezien de flexibiliteit en de vraagsturing wordt overgelaten aan de markt.

Een marktmodel, waar flexibiliteit niet wordt gereguleerd via de tariefstructuur, maar via een marktmodel⁵⁴, kan veel verschillende vormen aannemen: de netbeheerder koopt of huurt beschikbare capaciteit van bijvoorbeeld “Battery service providers” of kan contracten afsluiten voor vermindering van het verbruik (demand response) om zijn investeringen te optimaliseren, lokale energiecoöperaties kunnen via slimme signalen warmtepompen en elektrische wagens aansturen als er overproductie is bij de zonnepanelen in ruil voor een vergoeding van de netbeheerder, leveranciers van slimme apparaten of systemen voorzien de nodige flexibiliteit in hun apparaten bij een aggregator als derde partij die een groep eindgebruikers aggregereert,

Flexibiliteit door vraagsturing, decentrale productie-eenheden of opslag kan op verschillende manieren georganiseerd worden:

- Het kan door de netbeheerder zelf voorzien worden:
 - via beïnvloeding van het gedrag en verbruik van de netgebruikers via gereguleerde tarieven
 - door uitbating van eigen installaties zoals bijvoorbeeld capacitor banken
- of het kan bij derden worden aangewend:
 - aankoop van flexibiliteit of ondersteunende diensten bij dienstverleners van flexibiliteit of rechtstreeks bij de netgebruikers in een georganiseerde energiemarkt
 - In uitzonderlijke omstandigheden⁵⁵ kan de netbeheerder de flexibiliteit opleggen al dan niet via een gereguleerde vergoeding. (marktmodel).

Een voorbeeld van een marktmodel is de balancingmarkt (= ondersteunende diensten om het net in evenwicht te houden) georganiseerd via een aanbestedingsproces waar verschillende Ondersteunende Diensten door de transmissienetbeheerder Elia worden aangekocht. Hieraan nemen al verschillende distributienetgebruikers op midden- en hoogspanningsnetten deel, al dan niet via een tussenpartij zoals een aggregator. De uitdaging bestaat er in om dit mogelijk te maken voor alle netgebruikers, ook deze op laagspanning.

In het huidige voorstel van de VREG stellen we voor om te werken met een model waarbij de flexibiliteit door derden wordt aangewend in de grote meerderheid van de gevallen door organisatie van een commerciële energiemarkt⁵⁶. Zo behoudt de netbeheerder zijn verantwoordelijkheid om de energiedienst te leveren aan de eindgebruiker (monopolie), en kan de vraagsturing of levering van de

⁵⁴ Dit wil echter niet zeggen dat het marktmodel niet onderhevig is aan regulatorisch kader, alsook dat de regulator er toezicht moet op houden dat de netbeheerder zijn aankopen doet op een transparante en niet-discriminatoire wijze.

⁵⁵ Bijvoorbeeld bij het afschakelplan dat als uiterste maatregel geldt om een algemene blackout van de regelzone te vermijden worden netgebruikers om beurten verplicht voor een paar uur afgeschakeld.

⁵⁶ Technische flexibiliteit moet mogelijk blijven in uitzonderlijke gevallen of in gevallen waar de netbeheerder kan bewijzen dat het goedkoper is voor de maatschappij als hij de flexibiliteit zelf organiseert (bijvoorbeeld als de commerciële prijzen zeer hoog zouden worden door een gebrek aan concurrentie)

flexibiliteit worden gezien als dienst van de eindgebruiker naar de netbeheerder toe (geen monopolie), al dan niet via een tussenpartij zoals de dienstverlener van flexibiliteit. De netgebruiker ontvangt dan een vergoeding voor zijn flexibiliteit gebaseerd op een marktproces, die losstaat van de gereguleerde energiefactuur. Dit model laat toe om nieuwe business modellen en marktopportunities te creëren, innovatie te bevorderen, alsook via commerciële aanwerving mensen aan te zetten om deel te nemen aan flexibiliteit gezien de organisatie van flexibiliteit zoals vraagsturing wordt overgelaten aan de markt en het de netbeheerder is die flexibiliteit aankoopt of vraagt in een georganiseerde energiemarkt. Deze strategie heeft de afgelopen jaren gezorgd voor een sterke opening van demand response bij industriële verbruikers op midden- en hoogspanningsnet en het plaatselijk vervoernet in Vlaanderen. Het pas uitgebrachte winter package van de Europese Commissie gaat ook in deze richting met rechten voor de netgebruiker om zijn flexibiliteit te vermarkten.

De VREG ontving echter meerdere reacties tegen het huidige voorstel die in de richting gaan van een meer gereguleerde aanpak in de vorm van slimmere tarieven. De VREG gaat hier verder onderzoek naar voeren om zo tot het meest geschikte model te komen.

De stelling dat het huidige voorstel een continue benutting op laag vermogen stimuleert is maar deels correct. De klant moet immers zijn elektriciteitsafname nog steeds betalen (commodityterm, bijdrage op de energie, federale bijdrage,...). Om deze reden ziet de VREG op vandaag echter het voordeel van een capaciteitstarief als belangrijker dan het (huidige beperkte) nadeel van een continue benutting.

De VREG bevestigt de reactie van de belanghebbenden dat flexibiliteit in twee richtingen werkt (bijv. meer afname of minder afname, alsook meer injectie of minder injectie), en hier komt een capaciteitsgebonden tariefstructuur niet aan tegemoet. Dit is echter niet in lijn met de principes van de voorgestelde nieuwe tariefstructuur, gezien de flexibiliteit die een netgebruiker aan de netbeheerder kan aanbieden volgens de VREG niet noodzakelijkerwijze via nettarieven dient te worden gereguleerd.

Het is volgens de VREG onterecht te stellen dat het huidige voorstel geen enkele rekening houdt met de synchroniciteit van het netgebruik. Het hanteren van het aansluitingsvermogen en het onderschreven vermogen als tariefdragers hebben wel degelijk zijn effect op de synchroniciteit.

De VREG begrijpt dat FEBEG geen voorstander is van het afschaffen van het dag- en nachttarief. Deze tijdsblokken hangen immers nauw samen met de prijzen van de commodity. Het afschaffen van het dag- en nachttarief voor de distributienettarieven betekent echter niet dat het dag- en nachttarief niet meer kan behouden worden voor de commodityterm.

Data van de netbeheerders heeft aangetoond dat aansluitingen met een enkelvoudige meter (waarbij er geen dag- en nachttarief van toepassing is) een betere spreiding geeft van de capaciteitsbelasting dan aansluitingen met een tweevoudige meter. Een enkelvoudige meter zou bijgevolg minder netkosten veroorzaken dan tweevoudige aansluitingen. De VREG erkent echter dat deze correlatie onlogisch lijkt en zal hiervoor bijkomend onderzoek verrichten.

De afschaffing van het plafond (of maximumprijs) wordt voorgesteld om een betere kostenreflectiviteit van de gedane kosten op te nemen in de tariefstructuur. Het behoud van een dergelijk plafond druist in tegen de principiële keuze voor een capaciteitstarief. De VREG begrijpt echter dat de gevolgen hiervan onvoldoende zijn onderzocht en in kaart gebracht. Om deze reden

gaat de VREG bijkomende data bestuderen om een juiste beslissing te maken inzake de afschaffing van het plafond.

3.9.2. Zienswijze 60.

Zienswijze	Steun voor congestiebeheer
Belanghebbende(n)	FEBEG

Reactie belanghebbende(n)

Om een nog beter gebruik van het net te verkrijgen, wat zich dan ook (hopelijk) vertaalt in lagere of niet-stijgende nettarieven, vraagt FEBEG om ook een congestiebeheerssysteem toe te passen. Want uiteindelijk is congestie volgens FEBEG dé uitdaging van het net. Op zich is er immers niets verkeerd aan vb. een avondpiek van een grote afnemer die geen congestie veroorzaakt.

In geval van congestie zal volgens FEBEG de DNB deze congestie op een intelligente manier oplossen: dit kan door in de gecongestioneerde zone bijkomende productie af te roepen of productie te reduceren of door vraagrespons van de afnemer in kwestie en/of andere afnemers in de gecongestioneerde zone in te roepen. Hiertoe kan een biedladder (of de Elia bidladder die uitgebreid wordt voor eenheden op DSO-niveau) worden opgesteld waarin vrije biedingen van afname en eventueel verplichte biedingen (vb. op halfjaarlijkse basis) van productie opgenomen zijn. Indien nodig kan de netbeheerder zelf een modulatie opleggen aan een producent. Belangrijk is dat de actie steeds gecounterd wordt door een tegenactie ergens anders in het land. Indien vb. productie (meer bepaald injectie) wordt gereduceerd omwille van congestie zal ergens anders meer productie (injectie) moeten plaatsvinden zodat er geen onevenwicht tussen vraag en aanbod wordt gecreëerd. Om de tegenactie te selecteren kan beroep gedaan worden op de Elia bidladder. De bidladder zal steeds voldoende mogelijkheden (liquiditeit) bieden, aangezien dit ook noodzakelijk is voor de balancing. De evenwichtsverantwoordelijke (BRP) krijgt door deze tegenactie een correctie van zijn perimeter en zal dus geen concreet gevolg hebben van de actie. De partij die de tegenactie uitvoert (vb. meer elektriciteitsproductie) zal wel vergoed moeten worden door de DNB. Maar anderzijds zal de producent die in de gecongestioneerde zone werd gevraagd te verminderen toch de inkomst van de elektriciteitsproductie zien – omdat zijn BRP gecorrigeerd werd en deze dus de producent zal vergoeden alsof er productie heeft plaatsgevonden. Meer zelfs, deze producent zal uitgespaarde kosten hebben (eventueel brandstof, onderhoud etc.). Los van het certificaat, zal de producent dus de DNB de uitgespaarde kosten moeten terugbetalen. Dit systeem, omzeilt de eventuele problematiek van mogelijke marktmacht door gebrek aan voldoende aanbieders van flexibiliteit (liquiditeit) op de plaats waar de congestie zich voordoet en zorgt voor een optimaal gebruik van netten aan een laagste globale kost. De netto kost (if any) die dit systeem creëert voor de DNB is de noodzakelijke incentive voor de DNB om te evalueren of er een structureel probleem is in deze zone en om over te gaan tot investeringen. Dit systeem kan volgens FEBEG commerciële partijen er bovendien toe aanzetten om voor de DNB andere flexibiliteitsopties in te schakelen, zoals opslageneenheden.

Reactie VREG

De VREG is zoals FEBEG voorstander van een goed uitgebouwd congestiebeheer. Congestiebeheer is echter vooreerst een taak van de distributienetbeheerder. Netgebruikers kunnen diensten hiervoor aanbieden maar doen niet zelf aan congestiebeheer.

3.9.3. Zienswijze 61.

Zienswijze	Steun time of use tarieven voor piekgemeten klanten
Belanghebbende(n)	Anode

Reactie belanghebbende(n)

Voor Anode is het aansluitvermogen slechts 1 van de kostenbepalende factoren van het net. Daarnaast is een belangrijke kostenfactor ook het werkelijk gebruik van de piek. Het is niet omdat iemand van oudsher een stevige aansluiting heeft dat hij die ook nog zo gebruikt. Anode verwijst hiervoor naar Nederland, waar een dergelijke combinatie tussen aansluitvermogen en piekverbruik gemaakt wordt sinds een dik decennium. Een laatste bepalende factor in de kostenstructuur van de netbeheerder is volgens Anode de synchroniciteit van het (piek)gebruik. Hiervoor zou men dus best een aantal dagdelen, liefst seizoensgebonden, uitwerken waarbij men een incentive geeft aan mensen om de correlatie tussen het gebruik weg te nemen, en dus een direct gevolg te hebben op de nodige hardware en investeringen van de netbeheerder.

Een dergelijke structuur zou eruit kunnen zien dat men voor aansluitingen met een hoogste afnamepiek:

- een aansluitvermogen laat betalen in kVA
- een piekvermogen in euro/kW, gespreid over 3 tarieven:
 - daltarief: zomermaanden, en ook weekenden en alle nacht uren (7 tot 22). De zomermaanden zorgen hopelijk voor een verhoogd verbruik overdag, wat nodig is voor PV compensatie. Het is absurd om in de zomer een nachttarief te houden dat goedkoper is dan een dagtarief.
 - piektarief: wintermaanden van 7 tot 17u
 - super-piek tarief: wintermaanden van 17u tot 22u

Qua verdeling zou het daltarief 1/5de van de kosten moeten dragen in deze categorie. Het piektarief 2/5de en het superpiek tarief 3/5de. Dat geeft een incentive aan de gebruiker om niet te gebruiken 'wanneer hij wilt' maar wanneer het gunstig is. Uiteraard is deze structuur enkel mogelijk voor aansluitingen die hun piek laten registreren, en het is dan ook noodzakelijk om dit in te voeren op HS, trans-HS, 26-1 kV, en alle AMR's op LS. Zo wordt alvast een goede basis gelegd waar het kan. Verder moet de structuur mogelijk zijn voor iedereen met een smart-meter of piekregistratiemeter, zodat mensen een incentive krijgen om meerwaarde hieruit te krijgen. In de tussentijd zou je een aansluitvermogenheffing enkel kunnen doen voor zij die geen piekregistratie hebben, met dan een verhoogd tarief. Voor iemand met een hoogste piek-productie zou net hetzelfde, maar dan omgekeerd qua kostenverdeling moeten gelden. Het lijkt Anode dus een fout om op midden- en laagspanning niets te doen aan het huidige kader voor AMR's. Dat is focussen op de muizen en hopen dat ze de olifanten de goede richting uit doen lopen.

Reactie VREG

De VREG is het eens met Anode dat er meer mogelijkheden zijn om rekening te houden met de synchroniciteit op het net. Het voorstel om een combinatie te maken met het aansluitingsvermogen en het onderschreven vermogen op basis van een time of use tarief is een interessante piste. Ook de voorgestelde time of use blokken geven een goed beeld weer van de netbelasting.

Anode wijst ook op het belang van de invoering van slimme meters om meer impact op de synchroniciteit van het net te behalen, alsook op het belang dat ook klanten op laagspanning mee helpen aan een betere benutting van het net. De VREG merkt echter op dat er op dit moment nog geen beslissing is genomen over de invoering van slimme meters, en hoopt hier eveneens snel duidelijkheid over te ontvangen van de Vlaamse Regering.

We zullen het voorstel van Anode samen met de andere gemaakte opmerkingen onderzoeken (zie andere zienswijzen in dit Hoofdstuk IX).

3.9.4. Zienswijze 62.

Zienswijze	Kostenreflectiviteit in functie van de synchroniciteit
Belanghebbende(n)	FEBEG

Reactie belanghebbende(n)

De te voorziene distributienetcapaciteit wordt volgens FEBEG voornamelijk bepaald door energiepieken die op gelijke momenten door afnemers getrokken worden (vb. een koude kerstavond) of door producenten of prosumenten worden geïnjecteerd (vb. een zonnige pinkstermaandag) – wat FEBEG verder “synchrone pieken” noemt. Netten zijn voorzien op een bepaald piekverbruik - historisch gezien afnamepieken - maar kunnen hun limiet bereiken als de maximale synchrone piek groter wordt en men nieuwe netuitbreidingen wil vermijden voor eventueel bijkomende afnemers of (lokale) productie. Een capaciteitstarief dat kostenreflectief wil zijn moet dus in principe rekening houden met de gelijktijdigheid van pieken en hun grootte. Afname- en injectiepieken kunnen elkaar ook opheffen (vb. een windrijke kerstavond). Dergelijke situatie zal de netimpact sterk/volledig reduceren.

Om de werkelijke uitdaging van het net aan te pakken en toch het risico te vermijden dat nettarieven interfereren met prijssignalen van marktpartijen is FEBEG voorstander van een systeem waarbij de netbeheerder aan de marktpartijen vraagt om een oplossing aan te bieden voor een netprobleem. Dit kunnen marktpartijen doen door vb. flexibiliteit bij klanten te zoeken, opslag aan te bieden, productie aan te passen,... Hierbij wordt dus een ondersteunende dienst geleverd aan de netbeheerder, die uiteraard correct vergoed wordt. Hierdoor kan de netbeheerder de juiste kostenafweging maken tussen deze vergoedingen en een netinvestering. FEBEG is geen voorstander van nettarieven in functie van de reële toestand van het net (dynamische nettarieven), aangezien dit complex is en penaliserend voor netgebruikers die niet in staat zijn hun gedrag in functie van de tarieven aan te passen. Maar met een correcte verfijning van een piektarief op maandbasis en op jaarbasis, al dan niet afhankelijk van het moment van de dag overeenkomstig met (statistische/historische) momenten van piekbelasting (time of use tarieven) kan het tariefstelsel op een vereenvoudigde manier de kostenreflectiviteit van de synchrone piek benaderen. Slimme meters kunnen bijdragen aan deze meer verfijnde tarifiering rekening houdend met de synchrone piek en aan het ontsluiten van het potentieel aan flexibiliteit. Een goed voorbeeld hiervan is de tariefstructuur die Elia heeft ingevoerd voor de periode 2016-2020.

FEBEG stelt ook vast dat het nettariaf vraagbeheer en flexibiliteit zal ontraden. Afnemers worden gevraagd hun aansluitingsvermogen fysiek zo laag mogelijk te zetten, wat dan ook afnamepieken die het net of het systeem zouden helpen ontmoedigt. Dit zal enerzijds flexibele klanten vandaag al ontmoedigen, en dan ook de business case voor een slimme meter verzwakken, en is dus ook niet toekomstgericht.

Reactie VREG

De te voorziene distributienetcapaciteit wordt bepaald door zowel de capaciteit die de aangeslotene individueel neemt, als de capaciteit dewelke gelijktijdig op het net wordt genomen (bijv. tijdens een piekperiode). Beide capaciteiten zijn van belang (zowel synchroon als asynchroon), in tegenstelling tot het argument dat enkel de synchrone piek bepalend zou zijn.

De VREG is geen voorstander van tarieven die de reële toestand van het net bepalen, aangezien dit complex is en te penaliserend voor netgebruikers die niet in staat zijn hun gedrag in functie van de tarieven aan te passen. Bovendien moeten de distributienettarieven transparant zijn en voorspelbaar voor de distributienetgebruiker. De gehele of lokale toestand van het net zou voor de distributienetgebruiker een onwerkbaar parameter zijn op een tariefblad. De VREG erkent echter dat het huidige voorstel flexibiliteit kan inbouwen (bijv. via time of use) en zal deze mogelijkheden ook verder onderzoeken.

De VREG is een sterke voorstander van, zoals FEBEG aanhaalt, een systeem waarbij de netbeheerder aan de marktpartijen vraagt om een oplossing aan te bieden voor een netprobleem. Het is voor de VREG bijgevolg niet de bedoeling vraagbeheer en flexibiliteit te ontraden, echter is het met het huidige voorstel de bedoeling dit te steunen met behulp van diensten aan derden (i.p.v. gereguleerd). Meer informatie hieromtrent wordt in dit hoofdstuk weergegeven bij Zienswijze 59 omtrent 'steun gereguleerd demand-response systeem'.

3.9.5. Zienswijze 63.

Zienswijze	Slimme meters binnen de nieuwe tariefstructuur
Belanghebbende(n)	Febeliec Fedustria Vlaams ABVV Smart Grids Flanders Bond Beter Leefmilieu

Reactie belanghebbende(n)

Febeliec heeft begrip voor het onderscheid dat gemaakt wordt tussen piekgemeten en niet-piekgemeten netgebruikers vanuit praktisch oogpunt. Febeliec pleit bijkomend voor een uitrol van slimme meters vermits toegang tot de energiemarkt en het ontsluiten van de flexibiliteit van al deze netgebruikers door de ontstentenis van een slimme meter compleet wordt gefnuikt, nog losstaande van het feit dat dit noopt tot een verschillende tarifaire aanpak van piekgemeten en niet-piekgemeten netgebruikers.

Fedustria is van mening dat het invoeren van een capaciteitstarief moet gepaard gaan met een uitrol van de slimme meters, waardoor het capaciteitstarief op een "slimme" manier kan toegepast worden. Er dient volgens Fedustria dan ook dringend werk gemaakt te worden van de invoering van de slimme meters.

De invoering van het capaciteitstarief en de ingreep die een belangrijk deel van de klanten als gevolg daarvan zal doorvoeren om hun aangesloten vermogen te verminderen, is volgens het Vlaams ABVV niet afgestemd op de voorgenomen (gefaseerde) uitrol van slimme meters. De invoering van slimme meters zou de verwachte verkleiningen van het aangesloten vermogen overbodig maken (zodat

investeringen in die maatregel weggesmeten geld zijn, temeer daar de kans bestaat dat na verloop van tijd onder invloed van toenemende elektrificatie het aangesloten vermogen terug moet stijgen). Het ziet er eveneens naar uit dat de uitrol van slimme meters een slimmere sturing richting rationeel netbeheer mogelijk zal maken.

Smart Grids Flanders verwacht een snelle vooruitgang rond de invoering van slimme meters en vindt het onverstandig om in deze wijzigingen geen rekening te houden met de beschikbaarheid van dergelijke meetinfrastructuur, zeker gezien de voorgestelde timing betreffende de invoering van de voorgestelde tarieven. Het koppelen van beide dossiers is dan ook essentieel en nu een nieuw suboptimaal tarief lanceren voor een korte termijn lijkt Smart Grids Flanders zeer onverstandig, zowel in de richting van de ondernemingen als in de richting van de consument. Beide groepen zijn volgens Smart Grids Flanders immers gebaat bij een grotere stabiliteit en zijn vragende partij voor een lange termijn visie.

Volgens de Bond Beter Leefmilieu tenslotte moet de tariefzetting worden afgestemd op de verdere ontwikkelingen van een slim netbeheer (in het bijzonder de gefaseerde uitrol van slimme meters). Een capaciteitsgebonden component kan enkel als deze rekening houdt met het effectief gebruikte piekvermogen en het tijdstip van verbruik.

Reactie VREG

De VREG ziet inderdaad een noodzaak binnen de tariefstructuur een onderscheid te maken tussen piekgemeten en niet-piekgemeten klanten. Voor niet-piekgemeten klanten zijn immers geen data over het onderschreven vermogen (piekvermogen) beschikbaar. Om deze reden is een onderverdeling en een verschillende toewijzing van de tariefdragers essentieel.

Met betrekking tot de slimme meters werd er door de Vlaamse Regering nog geen beslissing genomen. Zo heeft de VREG ook geen kennis op welke doelgroepen wordt gefocust, welke tijdspanne men voor ogen heeft alsook welke modaliteiten de slimme meter zal hebben. Het is om deze reden bijzonder moeilijk om de slimme meter al op te nemen in een eerste voorstel voor een capaciteitstarief. De VREG wenst desalniettemin de mogelijkheden van de slimme meters binnen een nieuwe tariefstructuur te onderzoeken.

3.9.6. Zienswijze 64.

Zienswijze	Voordelen van opslag
Belanghebbende(n)	FEBEG ODE

Reactie belanghebbende(n)

FEBEG erkent dat de invoering van het capaciteitstarief opslag (batterijen) kan stimuleren doordat met behulp van een batterij de aansluiting van de afnemer kan verlaagd worden. Maar de incentive kan nog veel groter zijn indien ook rekening wordt gehouden met de netondersteunende diensten die batterijen kunnen leveren. Batterijen kunnen immers een efficiënte uitbating van het net ondersteunen door bijvoorbeeld pieken op te vangen. Hoe meer batterijen hoe minder ongewenste piekbelasting. Absolute voorwaarde is uiteraard dat het trekken van deze slimme pieken en/of injecteren op het net bij tekorten niet afgestraft mag worden. Het capaciteitstarief mag algemeen geen enkele belemmering vormen om innovatieve en slimme diensten aan te bieden.

ODE haalt aan dat in het consultatiedocument beschreven staat dat een combinatie van een PV-installatie met een warmtepomp of batterijen kan zorgen voor een daling in aansluitvermogen. In die zin stimuleert de invoering van het capaciteitsstarief de uitrol van batterijen. ODE is echter van mening dat de incentive nog veel groter kan zijn als het tarief ook rekening houdt met de netondersteunende diensten die batterijen kunnen leveren. Batterijen kunnen immers een efficiënte uitbating van het net ondersteunen door bijvoorbeeld pieken of stroomtekorten op te vangen. Absolute voorwaarde is uiteraard dat het tarief het trekken van deze slimme pieken en/of injecteren op het net bij tekorten niet mag afstraffen.

Reactie VREG

Ondersteuning door batterijen biedt verscheidene voordelen. In de mate dat je minder capaciteit nodig hebt, vertaalt dit zich in het huidige voorstel van het capaciteitsstarief in een lagere netkost. Daarnaast kunnen batterijen ook een financieel voordeel genieten door diensten te leveren aan de netbeheerder. Ook voor batterijen kan de flexibiliteit worden uitgebreid van een gespreide afname, naar injectie wanneer het net deze nodig heeft. Deze modaliteiten worden in het huidige voorstel niet opgenomen, gezien de VREG deze flexibiliteit wenst over te laten aan de markt.

Flexibiliteit werkt in twee richtingen (bijv. meer afname of geen minder afname, ook meer injectie of juist geen injectie), en hier komt een capaciteitsgebonden tariefstructuur niet voldoende aan tegemoet. Dit is een beperking die ook geldt in de huidige tariefstructuur waar de afnamehoeveelheden als basis worden genomen. De mogelijkheden en alternatieven (bijv. door derden) zullen in dit kader bijgevolg verder worden onderzocht.

3.9.7. Zienswijze 65.

Zienswijze	Vraag tot bijkomende consultatie
Belanghebbende(n)	ODE

Reactie belanghebbende(n)

Nu een “statisch” capaciteitsstarief invoeren zoals in dit eerste voorstel, zou een grote gemiste kans zijn. ODE raadt de VREG aan om op basis van de ontvangen input een tweede voorstel op te stellen dat wel een evenwichtig antwoord biedt op de uitdagingen en kansen van de energietransitie.

Reactie VREG

De VREG bevestigt aan ODE dat er sowieso een tweede consultatie zal komen, alvorens een capaciteitsstarief kan worden geïntegreerd in de tariefmethodologie. De huidige consultatie geldt dan ook in belangrijke mate als een witboek, gezien alle opties nog mogelijk zijn.

3.10. Hoofdstuk X. Zienswijzen over injectie en embedded production

3.10.1. Zienswijze 66.

Zienswijze	Steun afschaffing injectietarieven
Belanghebbende(n)	FEBEG COGEN Vlaanderen ODE

Reactie belanghebbende(n)

Wat injectie betreft (midden- en hoogspanning), pleit FEBEG voor de afschaffing van het injectietarief. Injectietarieven ontmoedigen ronduit de ontwikkeling van decentrale productie in Vlaanderen. Dat injectietarieven dan ook geen goede noch correcte maatregel zijn, wordt verder duidelijk doordat:

- de DNB de eventuele kosten van injectie niet kent;
- de baten van decentrale productie niet meerekent;
- andere landen geen injectietarieven kennen en er dus concurrentievervalsing is;
- een injectietarief kostenverhogend is, en dus ook steunverhogend is;
- producenten al veelomvattende aansluitingskosten dragen;
- de kosten van het systeem ook gedekt moeten worden door de inkomsten van de tarieven, ook als er helemaal geen lokale productie is.

FEBEG vraagt de VREG om dit als een serieuze optie mee te nemen in zijn voorstel van tarieven voor de volgende tariefperiode. Meer zelfs pleit FEBEG voor de onmiddellijke afschaffing van injectietarieven. Los van het feit dat FEBEG tegenstander is van een injectietarief, formuleert FEBEG ook de volgende opmerkingen op het voorstel dat nu op tafel ligt.

- Het voorstel heeft een te grote negatieve impact op productie-installaties. Wind en PV met vermogens groter dan zo'n 300 kVA gaan er duidelijk op achteruit t.o.v. het huidige nettatarief en autoconsumptie wordt volledig ontmoedigd. Een capaciteitstarief kan in principe ook nooit interessant zijn voor variabele energie en lijkt dus tegen de doelstelling van meer hernieuwbare decentrale energie te gaan.
- Het piektarief is een te vlak en dus afstraffend tarief en het aansluitingstarief overlapt (deels) met de al betaalde (niet-periodieke) aansluitingskosten. FEBEG is voorstander van een correct aansluitingstarief dat rekening houdt met de kosten die producenten al dragen voor een aansluiting, aangevuld met een sturend piektarief. Het aansluitingstarief moet bovendien gelinkt zijn aan het gecontracteerd aansluitingsvermogen en niet het fysiek aansluitingsvermogen. Het piektarief moet pas van toepassing zijn als dit gecontracteerd vermogen overschreden wordt en is bij voorkeur gelinkt aan een reëel netprobleem – als een piek geen negatieve gevolgen heeft moet deze niet duur betaald worden; zo ook voor een piek die een positief effect heeft op net en/of systeem, welke in feite beloond zou moeten worden.
- In dat kader pleit FEBEG voor een goed congestie management, dat bijkomend een efficiënt gebruik van het net tegen de laagste kost mogelijk maakt, een correcte investeringsprikkel geeft en zo ook de tarieven scherp kan houden.

- Ook stelt FEBEG voor om de meterkost niet op te nemen in de basistarieven maar een-op-een te blijven aanrekenen aan het betrokken project. Op die manier blijft de netkost voor een netgebruiker kostenreflectiever.
- Ook moet het tarief voor de afname van productie-eenheden correct en kostenreflectief zijn. Dat eenzelfde kabelcapaciteit tweemaal betaald moet worden kan niet de bedoeling zijn. Dit vraagt in feite opnieuw voor het opheffen van een injectietarief.

Voor COGEN Vlaanderen is het ironisch dat een kost wordt aangerekend voor tariefcomponenten als systeembeheer en compensatie van de netverliezen voor injectie. Zoals hierboven aangehaald wordt van generatoren meer en meer geëist dat zij netondersteunende diensten leveren (spanningscontrole en reactief vermogen, opvangen spanningsdips en netfouten, modulatie bij netproblemen ...). Decentrale productie levert dus een belangrijke dienst op het gebied van systeembeheer. Anderzijds zorgt decentrale productie in de meeste gevallen voor een afname van netverliezen doordat productie en verbruik dicht bij elkaar plaatsvinden. Het is dan ook onduidelijk hoe hiervoor een kost berekend wordt, indien in werkelijkheid de netkosten verlaagd worden.

Daarnaast is het ook niet duidelijk hoe omgegaan wordt met de combinatie van injectie en afname. Uit de aangeleverde voorbeelden leert COGEN Vlaanderen dat indien een site zowel afname als injectie kent, voor beide een tarief aangerekend wordt. Uit de tekst en deze voorbeelden blijkt ook dat er maar één aansluitingscapaciteit gehanteerd wordt. Hierbij treden dan echter een aantal problemen op:

- Het aansluitingsvermogen van het toegangspunt zou als contractueel vermogen gehanteerd worden voor piekgemeten klanten, zowel voor afname als voor injectie⁵⁷. Een belangrijke afnemer met een groot afnamevermogen (bijvoorbeeld 5 MW) zou dan echter bij de kleinste injectie (bijvoorbeeld 100 kW) voor de volledige aansluitingscapaciteit een injectietarief moeten betalen, dus voor 5 MVA, ook al is zijn productie-installatie misschien niet groter dan 100 kVA. Dit is uiteraard onlogisch en levert een belangrijk nadeel op voor het installeren van een generator waarbij het risico bestaat op een beperkte injectie. Dezelfde redenering geldt overigens ook voor installaties die voornamelijk injecteren: een windturbine met een aansluiting van 3 MVA zou hiervoor niet enkel het injectietarief moeten betalen, maar ook het vier maal zo hoge tarief voor afname zodra er afname is op het injectiepunt (bijvoorbeeld bij windluwte).
- Indien een site al voorzien is van een bepaalde capaciteit voor afname (bijvoorbeeld 5 MW), zal een beperkte capaciteit aan injectie (bijvoorbeeld 100 kW) geen enkele extra kost met zich meebrengen. Het aanrekenen van een tarief voor een dergelijke injectie is dus niet correct in het kader van – wederom – kostenreflectiviteit. Het huidige voorstel laat de netbeheerder toe om voor dezelfde assets *'twee maal langs de kassa te passeren'*.

Algemeen is het niet correct om een verbruiker met decentrale productie te laten betalen voor zowel afname als injectie. Nemen we terug het bovenstaand voorbeeld: een gebruiker die maximaal 5 MW afneemt, en een lokale productie-installatie van 100 kW heeft. Er zijn momenten waarop de productie-installatie stilligt, en de gebruiker pieken van 5 MW vraagt. Er zijn misschien ook momenten waarop er geen lokaal verbruik is en wel productie, waarbij een injectie van 100 kW plaatsvindt. Enerzijds brengt de injectie zelf geen extra kosten met zich mee (eerder baten zoals vermeden netverliezen). Anderzijds ziet de netbeheerder de site door de band genomen als een

⁵⁷ Zowel in de tekst als in de rekenvoorbeelden vinden we geen onderscheid terug tussen een contractueel vermogen voor afname en een apart contractueel vermogen voor injectie. Cogen Vlaanderen heeft ondertussen echter uit een mondelinge toelichting van de VREG vernomen dat wel degelijk aparte vermogens (zowel contractueel als onderschreven) gehanteerd zouden worden voor injectie en afname. In dat geval is dit punt minder relevant.

verbruiker met maximaal 4,9 MW afname. De site draagt veel minder bij aan de totale piekvraag en de totale kost die deze site veroorzaakt is bijgevolg lager dan deze met louter 5 MW afname. Toch zal de site volgens het huidig voorstel méér moeten betalen. Dit is niet kostenreflectief. De omgekeerde redenering kan ook weer gevolgd worden voor injectie met beperkte afname.

Volgens ODE Vlaanderen dragen producenten al bij tot de financiering van het net door hun bijdrage in de aansluitkosten, waar onder meer een component voor eventuele netverzwaring is inbegrepen. De kost die je hebt betaald bij de aansluiting, is een deel van de investering van de netbeheerder die al vergoed is. Hiervoor mag dan ook geen capaciteitstarief meer worden aangerekend. Het voorstel rekent zowel voor injectie als voor afname een capaciteitstarief aan, dit is niet kostenreflectief: wanneer een zekere injectiecapaciteit aanwezig is brengt een beperkte afname geen bijkomende netkosten met zich mee, gezien de bestaande infrastructuur dat probleemloos kan opvangen. Hiervoor zouden dus geen extra kosten mogen aangerekend worden. Hetzelfde geldt voor een beperkte injectie bij een installatie die voornamelijk afneemt. Zo is het frappant dat in een pilootproject in het Antwerpse havengebied⁵⁸ windturbines probleemloos zonder afregeling kunnen injecteren op het distributienet, waar voorheen de netbeheerder inschatte dat het lokale net niet meer dan 1 of 2 turbines aankon zonder versterking. Injectietarieven wegen op de competitiviteit van de Vlaamse hernieuwbare energieproducenten tegenover productie in het buitenland en houden geen rekening met de baten van hernieuwbare decentrale productie. Dat Eandis niet-gekapitaliseerde pensioenen verreken op hernieuwbare energie is het meest frappante voorbeeld van hoe de via het injectietarief doorgerekende kosten weinig te maken hebben met netkosten van hernieuwbare energie. ODE pleit voor de afschaffing van de injectietarieven zodat deze niet langer de ontwikkeling van decentrale productie ontmoedigen.

- ODE wil een gelijk speelveld met buitenlandse producenten, die geen injectietarieven opgelegd krijgen (zoals in Duitsland, Nederland en Frankrijk) en die ook geen bijdrage moeten betalen voor invoer van stroom naar België. Om een gelijk speelveld te behouden en binnenlandse productie niet te benadelen ten opzichte van buitenlandse productie, mag geen injectietarief worden geheven op injectie van productie.
- Volgens de netbeheerder zijn de netkosten niet afhankelijk van de MWh's, maar wel van de nodige capaciteit. Zonder productie op het distributienet, dient deze capaciteit ook voorzien en betaald te worden. Het is onduidelijk welke kosten het louter injecteren van geproduceerde stroom op het distributienet met zich meebrengt.
- Injectietarieven zijn een gevolg van de toepassing van een vaste verdeelsleutel in de kostentoe wijzing tussen afname en injectie. Indien de verhouding tussen injectie en afname varieert, dan heeft dat een impact op de inkomsten van de DNB. In extremis indien er geen injectie is, heeft de DNB een tekort aan inkomsten. Indien er op aansluitingen zowel injectie als afname gebeuren dan heeft de DNB teveel aan inkomsten. Dit strookt bijgevolg niet met de correcte invulling van "kostenreflectiviteit"⁵⁹ die stelt dat tarieven kostendekkend moeten zijn en geen monopolie winsten mogen omvatten.
- Producenten dragen al bij tot de financiering van het net door hun bijdrage in de aansluitkosten via de vermogensterm, waar onder meer een component voor eventuele netverzwaring is inbegrepen.
- Het invoeren of verhogen van een injectietarief voor producenten zou ook meegenomen moeten worden in de onrendabele top berekening en zou daardoor zorgen voor een stijging van de toe te kennen steun voor (bestaande en nieuwe) productie-installaties. Indirect zou dit dus toch weer worden aangerekend aan verbruikers, wat niet transparant is.

⁵⁸ <http://www.eandis.be/nl/over-Eandis/het-bedrijf/nieuwe-ontwikkelingen/slimme-netten>

⁵⁹ Zie ook <http://belgischenergierecht.blogspot.be/2015/03/kostenreflectiviteit-van-nettarieven.html>

Volgens ODE leveren producenten steeds vaker netondersteunende diensten. De implementatie van de Europese netwerkcodes zal deze tendens verderzetten: levering van reactief vermogen, fault ride through etc. Netbeheerders vragen inspanningen van de producenten zonder daar een vergoeding tegenover te stellen. ODE wil dat de netbeheerders de levering van netondersteunende diensten eerlijk vergoeden. Zeker nu de distributienetbeheerders de aansluitingscapaciteit voor decentrale productie niet langer volledig garanderen en in de plaats daarvan nieuwe producenten een flexibele aansluiting opleggen. Het is niet aanvaardbaar dat producenten een capaciteitstarief zouden betalen voor een vermogen dat ze niet altijd ter beschikking hebben. Een eerlijke vergoeding voor netondersteunende diensten zou moeten deel uitmaken van het tariefvoorstel. ODE kijkt in dit verband uit naar de resultaten van de studie die de VREG momenteel uit laat voeren door 3E.

Reactie VREG

De VREG erkent dat er redenen zijn om de injectietarieven af te schaffen. Zo doorkruisen injectietarieven bijvoorbeeld de uitbouw en bevordering van productie van elektriciteit, hoofdzakelijk afkomstig van hernieuwbare bronnen of uit kwalitatieve warmtekrachtkoppeling.

Een afschaffing of vrijstelling van injectietarieven zou helpen om tegemoet te komen aan de Europese beleidsdoelstellingen rond de ontwikkeling van hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling. De VREG zal onderzoeken wat de feitelijke en juridische aandachtspunten en eventuele bezwaren zijn, in de huidige stand van de wetgeving en rechtspraak, voor de afschaffing of vrijstelling door de VREG van injectietarieven.

De ontmoediging van autoconsumptie wordt door meerdere stakeholders aangehaald als een belangrijk nadeel binnen het voorstel van het capaciteitstarief. De VREG kijkt in de eerste plaats naar de impact op de kost voor de netbeheerder. De bestaande netinfrastructuren moeten maximaal benut worden en door de gebruikers van het net vergoed worden. Autoconsumptie is momenteel voor de netgebruiker financieel interessant door het drukken van de reële afname van elektriciteit van het net en bijgevolg van de afnametarieven die per kWh berekend worden. Daarmee worden echter netkosten ontweken, die deze netgebruikers wel degelijk genereren gezien ze wel nog steeds de volle capaciteit van het net vragen, namelijk voor de momenten waarop de productie-installatie niet de nodige stroom kan leveren, op de juiste momenten. Van het net wordt dus een back-up-functie gevraagd, die eigenlijk niet navenant door deze netgebruikers vergoed wordt. Dit ontwijkingsgedrag is nefast: de kosten voor de aanleg en het beheer van de netinfrastructuren moeten gemaakt worden, maar er is een scheef trekking in de verdeling van de vergoeding ervan door de ontwikkelingsmogelijkheid via autoproduktie (= aanleg directe lijn). Het capaciteitstarief maakt dat de aanrekening van netkosten meer tegemoet komt aan de realiteit (men draagt als netgebruiker correcter bij tot de kosten die men veroorzaakt), en vermijdt het gelaakte ontwijkingsgedrag. Op die manier bereiken we een maximale benutting van bestaande netinfrastructuren en zijn capaciteit. Dit betekent echter niet dat de VREG autoconsumptie wenst af te straffen of te ontmoedigen, wel in tegendeel: de algemene energiedoelstellingen en het rationeel netbeheer zijn na te streven. Alleen moet de ontmoediging van autoconsumptie/productie, indien dit vereist is, via andere manieren bereikt worden dan via een onrechtstreekse subsidiëring door ontwikkelingsmogelijkheid van nettarieven, zoals het geval is met het huidige tarief in combinatie met de aanleg van directe lijnen.

De effecten op wind- en zonne-energie werden door de VREG ook al opgemerkt bij het simuleren van de voorgestelde capaciteitstarieven. Het is voor de VREG uiteraard geen aanvaardbare situatie dat hernieuwbare energie een belangrijk nadeel zou ondervinden onder een capaciteitstarief.

Deze verhoging wordt in belangrijke mate toegewezen aan de meet- en telactiviteitskosten die in het huidige voorstel zijn inbegrepen in het basistarief. Bijkomende simulaties moeten worden uitgevoerd waarbij de kosten inzake de meet- en telactiviteit uit het basistarief worden gehaald. We gaan dit bijgevolg samen met de betrokken stakeholders herbekijken.

De stelling dat eenzelfde kost tweemaal wordt betaald (afname en injectie) is volledig onterecht. Het door de VREG op basis van de tariefmethodologie toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder uit zijn periodieke distributienettarieven is gebaseerd op zijn endogene en exogene kosten zonder enige vorm van dubbeltelling. De distributienetbeheerder wijst vervolgens zijn hieruit afgeleid kostenbudget voor het volgende jaar toe aan de klantengroepen volgens de verdeelsleutels. Distributienetgebruikers kunnen bijgevolg niet samen dubbel betalen voor dezelfde kosten.

Enkel de meerkosten die worden veroorzaakt worden doorgerekend. Voor injectie dienen er ook metingen te worden gedaan, en deze dienen vervolgens te worden verwerkt binnen de IT infrastructuur van de netbeheerder. Ook aan systeemdiensten en netverliezen wordt door injectie een bijdrage geleverd in de kosten, hetgeen ook het principe van de kostenreflectiviteit ondersteunt. Het is volgens de VREG niet gegrond te stellen dat bepaalde kosten tweemaal worden betaald (dit geldt ook voor de niet-periodieke tarieven).

De VREG is bekend met het feit dat producenten netondersteunende diensten leveren zonder dat hiervoor een vergoeding wordt gegeven. Dit kadert in de lopende studie rond 'Aansluitingen met flexibele toegang' waar de VREG in samenwerking met 3E rond werkt ter voorbereiding van een beleidsadvies. Een oplossing wordt bijgevolg uitgewerkt buiten het kader van de tariefstructuur.

3.10.2. Zienswijze 67.

Zienswijze	Bezorgdheden capaciteitsgebonden injectietarief
Belanghebbende(n)	FEBEG

Reactie belanghebbende(n)

Naast de vermelde sterke bedenkingen rond een piektarief, heeft FEBEG ook bedenkingen bij het aansluitingstarief voor productie-eenheden. Eerst en vooral moet er gewaakt worden op de interferentie met de aansluitingskosten die producenten al betalen wanneer zij een aansluiting vragen. Hierin zit onder meer een component "vermogensrecht" wat een vast tarief (€/kW) aangesloten vermogen inhoudt en een soort van bijdrage is van de aanvrager van een nieuwe netaansluiting voor hoge opwaartse netinvesteringen. Ongeacht de werkelijke noden aan netinvesteringen betaalt de aanvrager hier dus een al aanzienlijk bedrag. Productie-installaties dragen dus al bij tot de capaciteitsnoden van het net (nieuwe investeringen, onderhoud,...). Dit is overlappend met de idee van nettarieven o.b.v. capaciteit te zetten. Dit toont aan dat er niet altijd strikte scheiding te maken is tussen periodieke en niet-periodieke tarieven en dat het principe van kostenreflectiviteit in het gedrang kan komen indien deze niet naast elkaar gelegd worden. Wordt hiermee rekening gehouden bij de kostcalculatie tussen verschillende klantengroepen? Is er voldoende zicht over het geheel van tarieven en welke groepen al wat betalen? Het aansluitingstarief mag geen dubbele aanrekening vormen. Ook al handelt de consultatie van de VREG uitsluitend over de periodieke (maandelijke) nettarieven, dit moet meegenomen worden in het debat.

Daarenboven zal een aansluiting wellicht meer en meer onder flexibele toegang worden toegekend. Het tarief voor het aansluitingsvermogen voor een installatie onder flexibele toegang kan toch niet

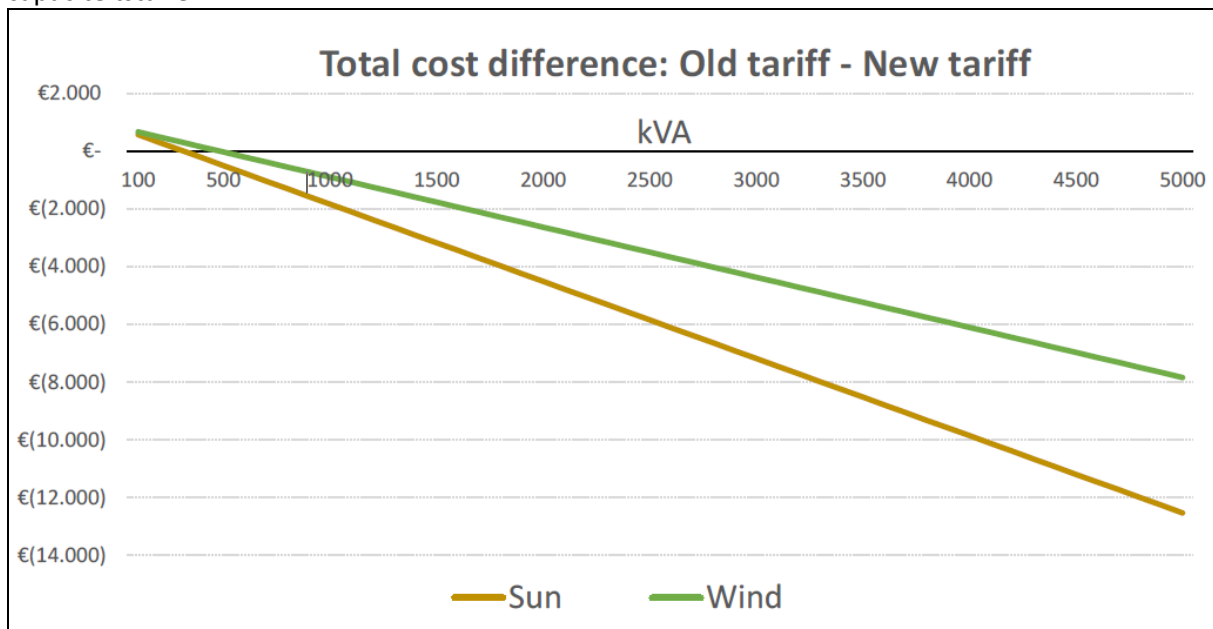
hetzelfde zijn als een installatie met vaste toegang? Indien wel, moet dit zeker meegenomen worden in de aansluitingskost.

In zijn totaliteit stelt FEBEG vast dat het voorgestelde capaciteitstarief tot grote verschuivingen van kosten tussen technologieën en projecten leidt. Onderstaande grafiek toont het verschil tussen te betalen netkosten onder het nieuw en oude nettatarief voor PV en wind. Dit verschil wordt groter bij toenemend vermogen, zowel voor PV als wind. Enkel bij kleine capaciteiten (<300-500 kVA) ziet FEBEG een besparing t.o.v. het oud tarief. Dit komt omdat de kost voor de AMR meter (835 €/jaar) in het nieuwe tarief meegenomen zit in het basistarief en dus niet voor elk project 1 op 1 wordt doorgerekend. Kleine projecten, waarvoor deze meterkost een belangrijke kostencomponent was in het oude tarief, doen hier dus een voordeel aan. In praktijk kan dit dus voor relatief kleine PV installaties een voordeel zijn, maar voor alle andere projecten ziet FEBEG een hogere kost onder de voorgestelde tarieven.

Volgens FEBEG is het niet kostenreflectief om de meterkost te spreiden over alle projecten. FEBEG vraagt de VREG om na te gaan hoe de tarieven zouden evolueren indien een aparte vaste kost behouden blijft voor de meterkost en wat de impact is op onderstaande simulatie.

De grafiek toont ook aan dat het verschil in kosten tussen het oud en nieuw tarief sneller nadelig is voor PV dan voor wind. Dit komt omdat PV minder vollasturen kent (in de simulatie 825h vs 2050h Equivalente Vollasturen voor PV en wind respectievelijk) en is een logisch gevolg van een overstap naar een capaciteitstarief.

Figuur 7. Prijsverschillen voor wind- en zonne-energie tussen het huidige tarief en het voorgestelde capaciteitstarief⁶⁰



Het is duidelijk dat het voorstel van tarieven zoals nu voorligt steunverhogend zal zijn. Bovendien valt niet alles met steun op te lossen. Sommige steuninstallaties ontvangen vandaag al geen steun meer en zullen elke kostenstijging onmiddellijk voelen in de rentabiliteit. Vb. voor windenergie zou dit kunnen leiden tot het niet langer draaiende houden van afgeschreven installaties.

⁶⁰ Bron: FEBEG

RES (Renewable Energy Sources) productie-installaties die onder een steunsysteem vallen zullen ook negatieve gevolgen kennen. RES installaties onder het oude steunsysteem (tot 2012) kennen geen actualisatie van het steunniveau en zullen dit puur als een bijkomende vaste kost moeten dragen, waar geen enkele slimme maatregel tegenover kan gezet worden (zelfs een batterij zal wellicht niet toelaten om elke piek te vermijden en momenteel ook nog te duur). Dit zal dan ook het gebruik van de steunverleningsregeling noodzakelijker maken. Bij bestaande RES installaties onder het nieuwe steunsysteem (vanaf 2013) wordt het injectietarief wel meegenomen bij de actualisatie van de OT (onrendabele top), maar het capaciteitstarief voor afname van een productie-installatie (zie verder) niet of de vermeden kosten door zelfafname ook niet, waardoor er dus een impact is op de rentabiliteit van de bestaande installaties. Nieuwe RES installaties onder het nieuwe steunsysteem (vanaf 2013) kennen weliswaar een OT-berekening waarin deze kosten kunnen worden opgenomen van bij het begin, maar hierdoor zal het steunniveau moeten stijgen, wat een maatschappelijke kost wordt en de uitbouw van hernieuwbare energie in het gedrang kan brengen. Bovendien kan het zijn dat de maximale bandingfactor bereikt wordt, waardoor niet meer aan de werkelijke steunbehoeften wordt tegemoet gekomen.

Reactie VREG

De VREG heeft niet de bedoeling om decentrale productie-installaties op basis van hernieuwbare energie hogere netkosten te laten betalen. De beginselen van de tariefstructuur moeten afgewogen worden met de sociale, economische en milieudoelstellingen. We benadrukken bijkomend dat het niet de bedoeling mag zijn de kosten artificieel te verhogen om deze vervolgens terug te krijgen via de steuncertificaten.

De effecten op wind- en zonne-energie werden door de VREG ook al opgemerkt bij het simuleren van de voorgestelde capaciteitstarieven. Het is voor de VREG uiteraard geen aanvaardbare situatie dat hernieuwbare energie een belangrijk nadeel zou ondervinden onder een capaciteitstarief. Deze verhoging wordt in belangrijke mate toegewezen aan de meet- en telactiviteitskosten die in het huidig voorstel zijn inbegrepen in het basistarief. Bijkomende simulaties dienen te worden uitgevoerd waarbij de kosten inzake de meet- en telactiviteit uit het basistarief worden gehaald. De VREG gaat dit bijgevolg samen met de betrokken stakeholders herbekijken (voor meer info zie Hoofdstuk XII zienswijze 'Gevolgen voor rentabiliteit van zonne-energie en windparken')

De VREG is bekend met het feit dat producenten netondersteunende diensten leveren zonder hiervoor een vergoeding wordt gegeven. Dit kadert in de lopende studie rond 'Aansluitingen met flexibele toegang' waarop de VREG in samenwerking met 3E rond werkt. Een oplossing wordt bijgevolg uitgewerkt buiten het kader van de tariefstructuur.

3.10.3. Zienswijze 68.

Zienswijze	Bezorgdheden voor embedded production
Belanghebbende(n)	Febeliec Essenscia COGEN Vlaanderen FEBEG ODE Vlaanderen Test-Aankoop

Reactie belanghebbende(n)

Met betrekking tot de mogelijke overlap tussen injectie- en afnametarieven, stelt de VREG dat overlap tussen beide zal vermeden worden aangezien in de bepaling van de allocatie van de netkosten aan injectie en afname voor injectie enkel een kost aangerekend wordt over de kosten die niet worden gedekt door afname. Evenwel is er volgens Febeliec in de aanrekening van deze tarieven wel een overlap, vermits (industriële) netgebruikers met embedded productie (die het net niet dubbel belasten vermits zij nooit simultaan injecteren en afnemen daar zij de geproduceerde energie voornamelijk voor eigen gebruik aanwenden) tweemaal een capaciteitstarief krijgen aangerekend, en dit in tegenstelling tot netgebruikers die enkel injecteren of enkel afnemen. Deze situatie zou moeten worden geredieerd in de tariefmethodologie.

Voor Essenscia blijkt dat een klant die afneemt van het net een afnametarief zal betalen terwijl een klant die injecteert ook een injectietarief zal betalen. De VREG stelt dat overlap tussen beide zal vermeden worden gezien voor injectie enkel een kost aangerekend wordt over de kosten die niet worden gedekt door afname. Dit kan waar zijn in het toewijzen van kosten om het tarief te bepalen. Echter in de toepassing van de aanrekening is er wel degelijk een overlap. Immers, industriële sites met een productiecapaciteit kunnen niet het net dubbel belasten omdat zij niet simultaan kunnen injecteren en afnemen, doch zij worden tweemaal een capaciteitstarief aangerekend. Hierdoor betalen zij twee keer voor het onderliggende net. Dit is niet het geval wanneer een eenheid puur afneemt of puur injecteert. Essenscia vraagt dan ook om deze situatie te remediëren.

Voor COGEN Vlaanderen moet er bij decentrale productie een onderscheid gemaakt worden tussen lokaal verbruik en injectie. Enkel injectie wordt bij de aandachtspunten genoemd, maar ook decentrale productie zonder injectie wordt sterk geïmpacteerd door een overstap naar een capaciteitsmechanisme.

Voor FEBEG zijn autoconsumenten/ autoprosumenten zowel afnemer als (soms) injecteerder en kennen in principe zoveel mogelijk lokaal verbruik van de geproduceerde elektriciteit. Zij zijn dus gekenmerkt door een gemiddeld lagere afname dan een pure afnemer en ook een lagere injectie dan producenten. Ze onderscheiden zich van de prosumant omdat zij een aansluitingsvermogen > 10 kVA en dan ook geen terugdraaiende teller hebben: injectie en afname worden apart gemeten. FEBEG ziet er relatief weinig aandacht wordt besteed in het consultatiedocument aan deze groep. FEBEG ziet vb. geen simulatie van autoproduktie. Nochtans is de impact voor deze groep zeer groot. Productie-installaties zoals WKK's en PV, maar ook windturbines op een bedrijfssite, creëren een belangrijk aandeel lokaal verbruik voor de afnemer van de opgewekte elektriciteit. Lokaal verbruik zorgt voor vermeden kosten (commodity, netkosten, toeslagen) bij de gebruiker doordat deze minder elektriciteit van het net afneemt. Deze vermeden kosten bepalen in belangrijke mate de terugverdientijd/investeringsprikkel voor deze technologieën. In geval van een volledig capaciteitstarief voor zowel deel afname als productie, verliest hij een aanzienlijk deel van de vermeden kosten. Voor nieuwe installaties zal dit leiden tot een verhoging van de steun (voor technologieën waarbij het aandeel lokaal verbruik in rekening wordt genomen in de OT). Voor bestaande installaties leidt dit tot een retroactieve impact, waarbij niet voor alle installaties een gedeeltelijke compensatie van de steunhoogte zal plaatsvinden. Piekstarief op injectie en afname moedigt aan om piekverbruik en piekproductie op elkaar af te stemmen, maar slechts voor 50 % want er is sowieso de vaste aansluitingskost. Bovendien zullen bijna nooit alle pieken vermeden kunnen worden. De hoogste piek van de laatste twaalf maanden is dan opnieuw nogal afstraffend. Doordat aansluitingskosten voor zowel injectie als afname betaald moeten worden, geeft dit een hoge vaste kost die helemaal niet stuurbaar is. Zeker wanneer afname en injectie via dezelfde fysieke

kabel gaan, is dit voor FEBEG een zware onterechte kost. De nieuwe tariefstructuur verslecht niet alleen de situatie van autoconsumptie t.o.v. de huidige tarieven, het zorgt er in feite voor dat er slechts een beperkt voordeel is van autoconsumptie t.o.v. gescheiden (stand alone) afname en opwekking. Dit is zeer nefast voor bestaande projecten van autoconsumptie. Ook nieuwe projecten worden duidelijk ontmoedigd. Nochtans lijkt dit niet de piste die het energiesysteem en zo ook het beleid lijkt uit te gaan. In het bijzonder voor WKK is dit ontmoedigend voor energie-efficiëntie. Productie laten samenvallen met verbruik is een positieve zaak voor het net en zou gevaloriseerd moeten kunnen worden, ook in de netkost. Men kan ook nadenken over een adequate remuneratie van diensten geleverd aan het net of een differentiatie van de nettarieven op basis van geleverde diensten. De OT-berekening zal hier eventueel ook aan aangepast moeten worden (maar dit is opnieuw alleen maar een hulp voor nieuwe projecten en de vraag is of dit de gewenste richting is voor het steunsysteem). De VREG stelt dat de plaatsing van batterijen kan leiden tot een daling van de netkosten omdat het benodigd vermogen daardoor zal dalen. In het algemeen dient hierbij opgemerkt te worden dat de business case van een batterij niet alleen betrekking heeft op de netkosten. Ook is het niet zeker dat deze algemene stelling in alle gevallen zou opgaan. Daarnaast kadert het plaatsen van batterijen in een bredere context omtrent opslag, flexibiliteit en verhoging autoconsumptie. Een drijfveer voor het plaatsen van batterijen kan dus niet verengd worden tot het verlagen van netkosten.

Volgens ODE worden bepaalde hernieuwbare energie technologieën gebouwd en gedimensioneerd met als doel te voorzien in lokale afname van energie. Dit is onder meer het geval voor PV en WKK-installaties, maar ook voor windturbines op bedrijfssites in industriegebied. Door de invoering van een capaciteitstarief voor afname (voor prosumenten waar geen terugdraaiende teller staat), daalt de totale energiekost per MWh. Dit verlaagt de opbrengsten (zijnde de vermeden kosten) per MWh van een productie-installatie met lokaal verbruik. Dit verlengt op zijn beurt de terugverdientijd van deze investeringen waardoor wellicht minder investeringen zullen plaatsvinden dan onder de huidige tariefstructuur. Uiteraard is dit niet verzoenbaar met de uitgesproken ambitie van het Energieplan van de Vlaamse regering om juist meer op PV en wind in te zetten om de 2020 doelstelling voor hernieuwbare energie halen. Zo stelde minister Tommelein op 8 juli bij de presentatie van het Energieplan voor 2020: “We maken een duidelijke verschuiving naar zon, wind en warmte”.⁶¹ Voor een bestaande installatie zou dit een retroactieve maatregel betekenen, waarbij het investeringsmodel grondig wijzigt op basis van een aanpassing vanuit de overheid. In het ontwerptarief van de VREG is een oplossing nodig om deze installaties en investeringen te vrijwaren. Voor nieuwe installaties heeft dit een impact op de onrendabele top berekening, waardoor wellicht de steun via groene stroom certificaten zal moeten stijgen. In principe kan de installatie de afgenomen piek laten dalen, waardoor het capaciteitstarief lager zou kunnen uitvallen. Dit zou de investeringsberekening juist gunstig kunnen beïnvloeden. Dit is echter niet altijd realistisch gegeven de weersafhankelijkheid van PV en wind en WKK vaak gedimensioneerd is op de warmtevraag.

Reactie VREG

De VREG zal deze thematiek (de rendabiliteit van decentrale productie) samen met de betrokken stakeholders bekijken. De vraag die zich in de eerste plaats voor een regulator stelt, is in welke mate lokale afname daadwerkelijk een besparing in termen van netinvesteringen voor de netbeheerder betekent.

De voorstellen van de Europese Commissie in het kader van het “Clean energy for all Europeans” lijken erop te wijzen dat er in de toekomst meer sturing zal komen over de wijze van verdeling van

⁶¹ <http://www.tommelein.com/energieplan2020/>

kosten tussen injectie en afname, zodat hiervoor op Europees vlak een gelijk speelveld wordt gecreëerd. De VREG kan deze visie onderschrijven.

3.10.4. Zienswijze 69.

Zienswijze	Bezorgdheid productie-installaties met een beperkte afname
Belanghebbende(n)	FEBEG

Reactie belanghebbende(n)

De meeste windparken hebben 2 EAN's (1 voor afname en 1 voor injectie), maar hebben slechts 1 aansluiting waarvan de capaciteit bepaald werd op basis van het geïnstalleerd productievermogen. De capaciteit voor afname is dus theoretisch gelijk aan de capaciteit voor injectie, terwijl in praktijk de afname van windmolens meestal zeer beperkt is (vb. bij de opstart van de turbine of voor verlichting in de mast).

Bij het capaciteitstarief (voor ter beschikking gesteld vermogen) zoals nu voorgesteld (zonder plafond) zou voor de afname dus een zeer grote, onterechte kost betekenen. Een minimale jaarafname alvorens een capaciteitstarief voor afname te innen zou ingesteld kunnen worden. Ook het behoud van de maximumprijs/plafond (zie consultatienota pg 32) zou helpen. Dit plafond, dat weliswaar verschilt per DNB, is uitgedrukt in euro's en volgt uit een berekening van de werkelijke afname (plafond (€) = plafondtarief (€/kWh) X afname (kWh)). Het alzo bekomen plafond topt dus de eigenlijke afnamekost af. In se betekent deze regel dat er een grens wordt gelegd op de eenheidsprijs per afgenomen kWh. Voor productie-eenheden zou het inderdaad onlogisch zijn dat er zeer dure €/kWh wordt betaald.

Reactie VREG

De afschaffing van het plafond werd voorgesteld om een betere kostenreflectiviteit van de gedane kosten op te nemen in de tariefstructuur. Het behoud van een dergelijk plafond druist in tegen de principiële keuze voor een capaciteitstarief. De VREG begrijpt echter dat de gevolgen hiervan onvoldoende zouden zijn onderzocht en in kaart gebracht. Om deze reden gaan we bijkomende data bestuderen om een juiste beslissing te nemen inzake de afschaffing van het plafond.

3.10.5. Zienswijze 70.

Zienswijze	Bezorgdheden voor WKK's en de voordelen van decentrale productie
Belanghebbende(n)	E.ON Power Plants Belgium bvba Kronos Europe COGEN Vlaanderen

Reactie belanghebbende(n)

De motivering van de nieuwe tariefstructuur vanuit het perspectief van de netbeheerder lijkt E.ON in verschillende aspecten niet van toepassing te zijn op WKK-installaties (piek-gemeten afname en injectie). De WKK-installaties van E.ON werken net-ontlastend waarbij de productie steeds synchroon loopt met de vraag van onze industriële klanten. De WKK-installaties zijn gedimensioneerd op de warmtevraag van de klant. De elektriciteit die de WKK-installatie gecombineerd opwekt is eveneens

gedimensioneerd op de vraag van E.ON zijn klanten. Hierdoor kan E.ON stellen dat de productie van de WKK-installaties en de vraag naar warmte en elektriciteit steeds synchroon lopen en hierdoor geen belasting maar juist een ontlasting van het distributienet bewerkstelligen.

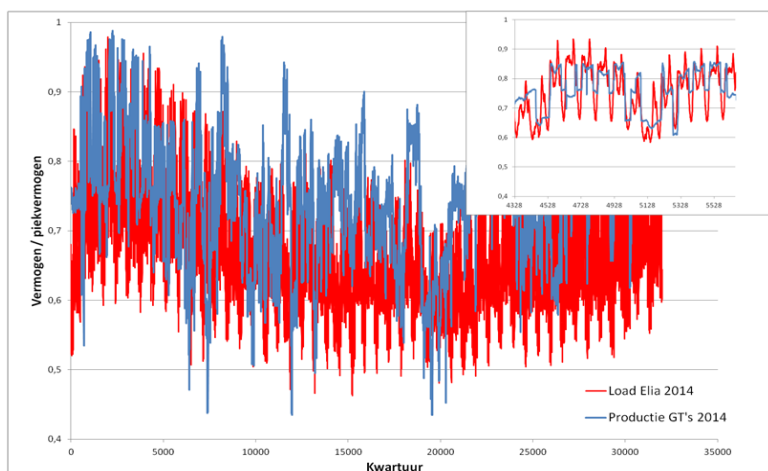
Er worden volgens E.ON meer en meer eisen gesteld en diensten gevraagd aan de WKK-installaties die gekoppeld zijn aan het net. Dit omvat onder andere de steeds strengere eisen die gesteld worden aan de generatoren en de afschakel- en regeldiensten van de installatie die door de DNB worden geëist. Dit maakt de investering in WKK-installaties economisch minder rendabel.

Voor Kronos Europe is het niet wenselijk om hogere tarieven op te leggen aan bedrijven die elektriciteit produceren met behulp van WKK-installaties. De productie van een WKK is vrij goed voorspelbaar (anders dan voor zon en wind). WKK's zullen ook nooit gelijktijdig worden in- of uitgeschakeld onder invloed van weersomstandigheden. WKK's werken eerder netondersteunend. Een storing of technisch falen zal nooit het volledige WKK-park in Vlaanderen treffen maar eerder een individuele installatie waardoor de kans op verstoring van het net beperkt blijft.

Volgens COGEN Vlaanderen is het voordeel dat decentrale productie oplevert voor de netbeheerders niet aan bod gekomen. De elektriciteitsproductie van WKK-installaties, die zowel op micro- als op macroschaal synchroon loopt met het verbruik van elektriciteit, ontlast in belangrijke mate het net en reduceert netverliezen. Daarnaast leggen de netbeheerders meer en meer eisen op aan decentrale producenten voor het leveren van allerlei systeemdiensten (bvb. reactief vermogen, fault ride through, opgelegde flexibiliteit) die kostenverhogend werken voor de investeerders. Toch dienen deze producenten in alle gevallen extra te betalen, zelfs wanneer de productie-installatie aantoonbaar kostenverlagend werkt voor de netbeheerder.

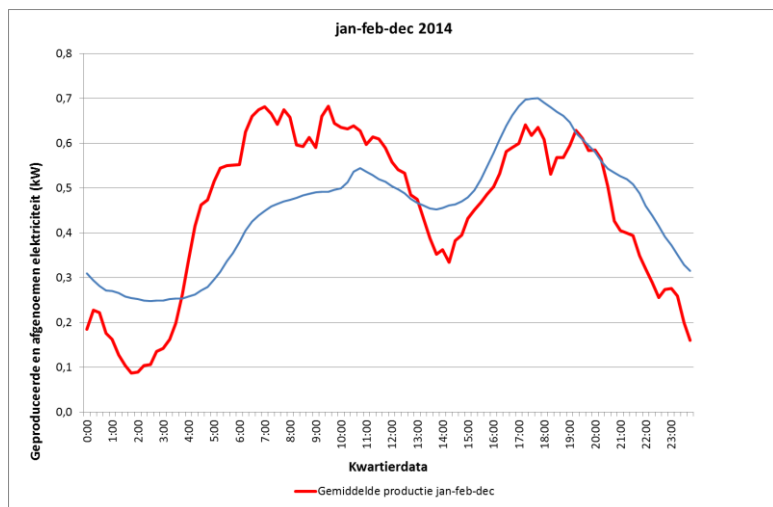
Zeker voor WKK kan men stellen dat de productie net-ontlastend werkt: de productie verloopt synchroon met de vraag, zowel op micro-schaal (lokaal verbruik van warmte gaat doorgaans gepaard met lokaal verbruik van elektriciteit) als op macro-schaal (WKK-productie op distributienet en globale elektriciteitsvraag volgen gelijke seizoenstrends). Dit wordt in onderstaande figuren getoond voor zowel industriële installaties (Figuur 8) als voor residentiële installaties (Figuur 9).

Figuur 8: Vergelijking van de gemiddelde productie van een achttal industriële WKK-installaties met de globale netafname in België⁶²



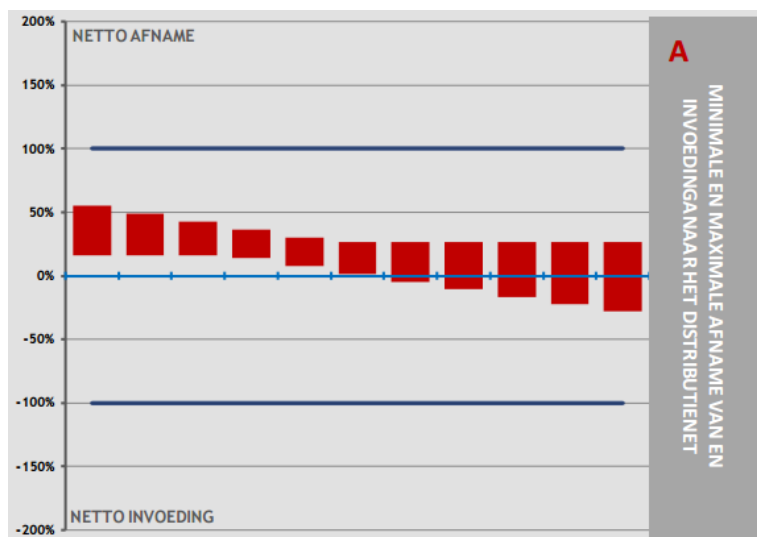
⁶² Bron: COGEN Vlaanderen

Figuur 9: Vergelijking van het gemiddelde dagprofiel voor de productie van elektriciteit uit een residentiële micro-WKK tijdens de winterperiode met een overeenkomstig gemiddeld lastprofiel⁶³



De positieve impact van bijvoorbeeld residentiële micro-WKK wordt ook duidelijk onderkend in een ECN-studie naar de tariefssystematiek van het elektriciteitsnet⁶⁴. Naarmate meer micro-WKK-installaties in de wijk geïmplementeerd worden neemt de piekbelasting op wijkniveau af terwijl de injectie ten allen tijde beperkt blijft.

Figuur 10: Netto afname op het net in functie van het percentage aanwezig micro-WKK's^{65,66}



COGEN Vlaanderen heeft vóór de officiële consultatie haar bezorgdheden omtrent een capaciteitstarief al meegedeeld. De huidige consultatie zou gebruikt worden om dit soort

⁶³ Bron: COGEN Vlaanderen

⁶⁴ De tariefssystematiek van het elektriciteitsnet (2013); R. Hakvoort et al.

⁶⁵ Helemaal links: 0% (geen installaties); helemaal rechts: 100% (in elke woning een micro-WKK). Daarnaast leveren decentrale productie-installaties heel wat net-ondersteunende diensten en worden de eisen die hen gesteld worden steeds strenger. Het positieve effect dat decentrale productie-installaties kunnen hebben op de netkosten moet gevaloriseerd kunnen worden.

⁶⁶ Bron: COGEN Vlaanderen

bezorgdheden te detecteren, alsook mogelijke oplossingen of tegemoetkomingen. Het is dan ook goed dat de impact op de rentabiliteit van WKK wordt aangehaald onder de aandachtspunten. COGEN is echter enigszins teleurgesteld dat hierbij verwezen wordt naar de mogelijkheid om deze effecten te neutraliseren via het steunbeleid. Enerzijds is dit immers een gemakkelijke ‘uitweg’ die bij elke ingreep op de rentabiliteit wordt aangehaald (bijvoorbeeld mogelijke afschakeling in kader van T-flex, maar ook ingrepen in andere beleidsdomeinen zoals bijvoorbeeld vergunning criteria). Anderzijds beseft iedereen dat er op vandaag weinig ruimte is om de financiële ondersteuning voor decentrale productie sterk op te drijven, en dat de kans op een dergelijke verhoging dus beperkt is. De sector zelf wil niet liever dan zonder overheidssteun toe te komen, maar dat kan slechts wanneer de voordelen en ondersteunende diensten die verschillende technologieën bieden op een correcte manier gevaloriseerd worden. Zoals elders wordt aangetoond, gaat het huidige voorstel net de andere kant uit, en gaat het voorbij aan een globale visie op het energiesysteem waarvoor COGEN al jarenlang pleit. COGEN Vlaanderen hoopt dan ook dat de verwijzing naar het steunbeleid slechts aanvullend bedoeld was, en dat andere opties om decentrale productie op waarde te schatten serieus worden overwogen.

Reactie VREG

De VREG is bekend met het feit dat producenten netondersteunende diensten leveren zonder dat hiervoor een vergoeding wordt gegeven. Dit kadert in de lopende studie rond ‘Aansluitingen met flexibele toegang’ waar de VREG in samenwerking met 3E rond werkt. Een oplossing wordt bijgevolg uitgewerkt buiten het kader van de tariefstructuur.

De VREG weerlegt het argument dat we zouden verwijzen naar het steunbeleid om enige wijziging in de kosten voor hernieuwbare en decentrale productie op te vangen. We begrijpen de bijzondere situatie voor WKK’s binnen de decentrale productie, maar gaan uit van regulering die, binnen de richtsnoeren van het Energiedecreet, technologieneutraal is. De VREG zal wel onderzoeken of er flankerende maatregelen mogelijk zijn om de overgang naar capaciteitsgebonden tarieven zo gemakkelijk mogelijk te maken voor iedereen, met inachtnaam van de verschillende beginselen en binnen het wetgevend kader.

3.10.6. Zienswijze 71.

Zienswijze	Bezorgdheden spanningsregeling en levering reactief vermogen voor injectie
Belanghebbende(n)	COGEN Vlaanderen

Reactie belanghebbende(n)

In het kader van de omzetting van de *Network Codes*, en meer specifiek de “*Requirements for Generators*” (NC-RfG) vragen de netbeheerders duidelijk verregaande inspanningen van decentrale producenten, o.a. met betrekking tot spanningsregeling en levering van reactief vermogen. Ook op vandaag worden al specifieke werkingspunten opgelegd die kunnen afwijken van een ‘neutrale’ arbeidsfactor van 1. In dat opzicht, en in het licht van de kostenreflectiviteit die aan de basis moet liggen van de tarieven, lijkt het aangewezen dat producenten een vergoeding krijgen voor de diensten die zij op deze wijze leveren.

Reactie VREG

De netwerkcode Requirements for Generators is een Europese verordening die een aantal nieuwe vereisten oplegt aan alle nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden variërend naargelang de grootte van de maximumcapaciteit van de elektriciteitsproductie-eenheid. De netwerkcode is van kracht op 17 mei 2016 en voorziet een implementatieperiode van 3 jaar vooraleer de nieuwe vereisten effectief ingaan. Alhoewel het gaat om een verordening, legt de netwerkcode voor meerdere vereisten waaronder voor spanningsregeling geen exacte waarden of vereisten vast, maar eerder een bereik van waarden of vereisten waarbij het aan de bevoegde instanties van de lidstaten wordt overgelaten om via een consultatie en stakeholdersoverleg de exacte waarden en vereisten vast te leggen in de technische reglementen en technische voorschriften. De eerste, inhoudelijke discussies en stakeholdersoverleg zijn momenteel lopende via de Elia expert werkgroep, maar er wordt verwacht dat Synergrid ook een initiatief zal nemen in 2017 voor wat het elektriciteitsdistributienet betreft. In deze fora hebben de netbeheerders hun zienswijze, maar de zienswijzen van de andere stakeholders waaronder ook COGEN Vlaanderen komen ook aan bod. De bevoegde instanties waaronder de VREG voor wat de Vlaamse Technische Reglementen betreft, zijn hier als observator aanwezig en zullen alle input, gegeven via dit stakeholdersoverleg, meenemen, alsook alle input verkregen via de officiële procedures en consultaties van de technische reglementen en technische voorschriften om een finaal oordeel te kunnen vormen voor het vastleggen van deze exacte waarden en vereisten. Verder valt spanningsregeling en het leveren van reactief vermogen door injectie onder het leveren van Ondersteunende Diensten zoals gedefinieerd in het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit. Of er een vergoeding voor deze diensten moet komen is een discussie die in scope valt van het kader van hoe deze ondersteunende diensten moeten gereguleerd worden en valt dus buiten de scope van een kader voor de tariefstructuur. De VREG heeft in zijn beleidsadvies over flexibiliteit op het MS-/HS- elektriciteitsdistributienet (ADV-2016-01) aangegeven dat hier best een kader van "Ondersteunende Diensten Regels" wordt voor gedefinieerd.

3.11. Hoofdstuk XI. Zienswijzen over niet-netgebonden kosten

3.11.1. Zienswijze 72.

Zienswijze	Niet-netgebonden kosten binnen de energiefactuur
Belanghebbende(n)	Agoria

Reactie belanghebbende(n)

Wat de niet netgebonden kosten betreft gaat Agoria akkoord met het voorstel. Deze kosten wegen momenteel echter teveel op elektriciteit en bemoeilijken de elektrificatie van het energieverbruik die noodzakelijk is voor het behalen van de doelstellingen op het gebied van energie-efficiëntie en klimaatbeleid.

Reactie VREG

De VREG ondersteunt het standpunt van Agoria.

3.11.2. Zienswijze 73.

Zienswijze	Niet-netgebonden kosten buiten de DNB kosten
Belanghebbende(n)	Fedustria Essenscia ACV Bond Beter Leefmilieu

Reactie belanghebbende(n)

Er wordt een onderscheid gemaakt tussen netgebonden en niet-netgebonden tariefcomponenten. Tot deze laatste behoren o.a. openbardienstverplichtingen en toeslagen. Fedustria wil hierbij beklemtonen dat openbardienstverplichtingen gezien het feit dat ze het gevolg zijn van politieke beslissingen in het kader van een sociaal en/of energiebeleid, niet thuishoren in de tarieven van de distributienetbeheerders.

Essenscia wenst haar mening te herhalen omtrent de openbardienstverplichtingen. De kosten die gepaard gaan met deze ODV's horen niet thuis in de tarieven. Ze zijn immers het gevolg van politieke beslissingen in het kader van energie en sociaal beleid. Essenscia vraagt dan ook om deze uit de tarieven te halen en politiek vast te leggen. Bovendien is het niet logisch deze kosten door te rekenen op energie, gezien ze niet gerelateerd zijn aan energie maar aan sociaal en klimaatbeleid.

Het ACV en de Bond Beter Leefmilieu pleiten vervolgens dat de steun aan hernieuwbare energie en energiebesparing te laten betalen door het volledige energiesysteem. Dat kan bijvoorbeeld via een CO₂-heffing op het gebruik van fossiele brandstoffen (aardgas, stookolie, diesel/benzine). Dat is een efficiënte klimaatmaatregel die leidt tot een eerlijkere verdeling van de lasten. Hierdoor worden gebruikers die inzetten op een elektrificatie van verwarming en transport (in tegenstelling tot een doorrekening via de elektriciteitsfactuur) niet afgestraft. Bovendien kan zo ook het grote totale potentieel voor energiebesparing en energie-efficiëntie in het kader van warmtetoepassingen (bijvoorbeeld verwarming gebouwen) worden aangesproken.

Reactie VREG

De VREG begrijpt het standpunt hierin van de belanghebbenden. De openbardienstverplichtingen en toeslagen worden echter op basis van het Energiedecreet op een transparante en niet-discriminerende wijze verrekend in de distributienettarieven⁶⁷.

Het is de Vlaamse Regering die over de toekomst van deze niet-netgebonden distributiekosten een beslissing moet nemen.

3.11.3. Zienswijze 74.

Zienswijze	Steun voor variabele kosten voor ODV's en toeslagen
Belanghebbende(n)	Zonstraal

Reactie belanghebbende(n)

Door het invoeren van de vaste vergoeding dalen volgens Zonstraal de distributiekosten per gemeten kWh. In het huidige ontwerp met een uniforme aangerekende kost per kWh is dit tarief voordelig voor grote verbruikers. Dit probleem kan opgelost worden door de aangerekende kost per kWh te laten afhangen van het verbruik. Bij wijze van voorbeeld kan een tarief in schijven ingevoerd worden:

- Verbruik tot 1000 kWh : 0 euro/kWh
- Verbruik van 1001 kWh tot 3000 kWh : 10 eurocent/kWh
- Verbruik vanaf 3001 kWh : 20 eurocent/kWh

Op deze manier worden grote verbruikers meer dan nu aangemoedigd om hun verbruik te doen dalen of zonnepanelen te plaatsen (het systeem van terugdraaiende teller moet dan wel behouden blijven). Vermits de variabele tariefcomponent toch grotendeels uit (al dan niet directe) belastingen bestaat (GSC, REG-premies, sociaal tarief, straatverlichting en andere ODV), leidt een hoog tarief voor de hoogste schijf tot het principe dat de grootste vervuiler betaalt en de sterkste schouders (met verwarmd zwembad, sauna,...) de zwaarste lasten dragen. Voor kleine verbruikers (tweede verblijf, kotstudent, ...) blijft de tariefschok door het invoeren van de vaste vergoeding op deze manier beperkt. Voor de gemiddelde verbruiker kan het effect neutraal blijven.

De Vlaamse energieheffing (Turteltaks) wordt dan ook beter mee opgenomen in de variabele tariefcomponent zodat de uiteindelijke stroomfactuur voor de meeste verbruikers slechts beperkt zal wijzigen omdat het vaste deel van de factuur dan weer verlaagd wordt.

Reactie VREG

De VREG ondersteunt het idee van Zonstraal om voor de niet-netgebonden kosten aangerekend aan niet-prosumenten flankerende maatregelen in te voeren om het effect van een vaste kost binnen de factuur te balanceren. De VREG zal in de simulaties nagaan welke de geschikte flankerende maatregelen zijn inzake rationeel energiegebruik, lage verbruiken etc.

De VREG is geen voorstander van het feit dat prosumenten met een terugdraaiende teller geen niet-netgebonden kosten zouden moeten betalen. Het is voor de VREG immers onlogisch dat prosumenten met terugdraaiende teller niet zouden moeten betalen voor openbare verlichting,

⁶⁷ Art. 4.1.32, §1, 10°Energiedecreet.

beschermde klanten, groene stroom en warmtekrachtcertificaten etc. i.t.t. netgebruikers waarvan de bruto afgenomen hoeveelheid energie van het net wel wordt gemeten. De discussie over de terugdraaiende tellers zelf maakt echter geen deel uit van de consultatie met betrekking tot het capaciteitstarief, en om deze reden kan dit niet behandeld worden in deze consultatie.

De VREG heeft geen impact op de Vlaamse energieheffing gezien deze beslissing wordt genomen door de Vlaamse Decreetgever.

3.11.4. Zienswijze 75.

Zienswijze	Onduidelijkheid niet-netgebonden kosten
Belanghebbende(n)	Vlaams ABVV

Reactie belanghebbende(n)

Het is niet duidelijk of de openbaredienstverplichtingen zullen worden doorgerekend via het capaciteitstarief, dan wel via een kWh-gebaseerde verrekening. “Kostenreflectiviteit” lijkt in ieder geval geen rechtvaardiging te zijn voor een verrekening van de ODV-uitgaven via het capaciteitstarief.

Reactie VREG

Zoals de consultatie vermeldt is een capaciteitsgebonden tariefstructuur in de eerste plaats gericht op de netgebonden kosten. Om deze reden worden de niet-netgebonden kosten (dit zijn openbaredienstverplichtingen en toeslagen) aangerekend op basis van het verbruik.

Voor prosumanten met een terugdraaiende teller is het verbruik echter ongekend. Bij prosumanten treedt er immers een verschil op tussen het verbruik en de afname van elektriciteit. Om deze reden wordt in de consultatie voorgesteld om de niet-netgebonden kosten voor prosumanten met een terugdraaiende teller te baseren op het aansluitingsvermogen (in de plaats van het huidige omvormervermogen).

Ook wordt er voorgesteld om de resterende netto afname (het verbruik ‘min’ de geïnjecteerde elektriciteit) niet meer te tarifieren (hetgeen vandaag wel het geval is), gezien deze kost mee vervat zal zitten in de kost op basis van het aansluitingsvermogen.

3.12. Hoofdstuk XII. Zienswijzen over mogelijke gevolgen en aandachtspunten

De VREG stelde in de consultatie een specifieke vraag over de aandachtspunten van de nieuwe tariefstructuur. Deze luidde als volgt: Welke positieve en negatieve gevolgen zien de stakeholders bij een implementatie van de nieuwe tariefstructuur? Dit kan zowel algemeen als voor een specifieke doelgroep.

De VREG wenst in dit hoofdstuk een reactie te geven op de antwoorden die we hierop hebben ontvangen, alsook op opmerkingen die hiermee verband houden.

3.12.1. Zienswijze 76.

Zienswijze	Gevolgen op consumentengedrag
Belanghebbende(n)	Smart Grids Flanders

Reactie belanghebbende(n)

Volgens Smart Grids Flanders wordt er in het consultatiedocument geen rekening gehouden met het sturend karakter van een capaciteitstarief. De hele analyse is met andere woorden een oefening uit het verleden terwijl het handelt over het tarifieringssysteem voor de toekomst. Aspecten zoals veranderingen in consumentengedrag komen niet aan bod tijdens de analyse, terwijl deze er net een essentieel onderdeel van zouden moeten vormen.

Reactie VREG

De studie waarover de belanghebbende spreekt werd binnen de werkmaatschappij Eandis intern uitgevoerd. De VREG wenst deze data in een volgend stadium onafhankelijk te onderzoeken. Hiernaast worden er bijkomende studies gepland inzake prijselasticiteiten, gedragsveranderingen, erosie van de financieringsbasis, energie-efficiëntie, energiearmoede etc. Deze studie zal publiek worden gemaakt.

3.12.2. Zienswijze 77.

Zienswijze	Gevolgen voor lage verbruikers en energiearmoede
Belanghebbende(n)	Gezinsbond FEBEG Samenlevingsopbouw ACV Bond Beter Leefmilieu Ecopower VVSG Volta Stad Kortrijk en OCMW Kortrijk Zero Emission Solutions

Reactie belanghebbende(n)

Volgens de Gezinsbond verhoogt een hogere vaste kost de drempel om toegang te krijgen tot de energiemarkt. Een basisvermogen moet voor elk gezin beschikbaar zijn, maar er is nog onderzoek nodig om te bepalen wat een leefbaar basisvermogen is, ook en vooral voor wie niet kan investeren in de laatste nieuwe toestellen.

Volgens de Gezinsbond hebben distributienettarieven onder een vast capaciteitstarief een grote impact op gezinnen met een laag verbruik. Wie enkel onze minimum basisbehoefte afneemt via een standaard 9,2 kVA aansluiting, ziet zijn nettariaf met 24% tot 100% toenemen. Volgens de simulaties in de consultatie kan dit voorkomen worden door het vermogen van de aansluiting te verlagen. Er is echter geen studie beschikbaar die aangeeft welk vermogen een gezin nodig heeft om menswaardig te kunnen leven, zonder investeringen in niet-standaard toestellen of ongewenste gedragsveranderingen te moeten doen. Het minimumvermogen waarop een gezin met een budgetmeter en betalingsmoeilijkheden terugvalt bedraagt 2,3 kVA (10 Ampère). Maar bij dat vermogen valt de elektriciteit geregeld uit zodra meerdere toestellen tegelijk worden ingeschakeld. Gezinnen die financieel de mogelijkheid hebben, kunnen investeren in zuinigere toestellen, of op termijn in batterijtechnologie om hun nodige piekvermogen te beperken. Gezinnen in armoede hebben die mogelijkheid echter niet. En juist deze gezinnen zijn door de toestand van hun (huur)woning dikwijls genoodzaakt tijdelijk elektrisch bij te verwarmen, met een hoog nodig vermogen tot gevolg, echter dikwijls buiten de netpieken.

Voor de FEBEG dient er in het bijzonder aan kwetsbare groepen en de klanten in energiearmoede bijkomende aandacht besteed te worden. Daarnaast is het voor FEBEG de vraag of energie-efficiëntie maatregelen nog voldoende aantrekkelijk zullen zijn. Algemeen zijn wijzigende situaties sowieso steeds nadelig voor het vertrouwen van de burger. Wanneer wijzigingen in tarieven of taksen op komst zijn, kan dit tot uitstelgedrag of afstel leiden omdat men onzeker wordt of een bepaald rendement/terugverdientijd zal gerealiseerd kunnen worden. Consumenten die op vandaag al inzetten om hun verbruik zo laag mogelijk te houden, zullen hun inspanning minder beloond zien worden onder een nettariaf op basis van capaciteit aangezien de link tussen een minderverbruik en kleine capaciteitsbehoefte er zeker niet steeds is.

Volgens Samenlevingsopbouw zal door de enorm gestegen vaste kost (van 15% naar 34%!) het tarief voor mensen met een klein gebruik enorm toenemen. Dit laten ook de verschillende simulaties in de bijlagen zien: het is pas bij een verbruik van 3500 kWh dat het merendeel van de verbruikers erop vooruit gaan. De klantengroepen die minder verbruiken, betalen in de meeste gevallen meer dan nu. Dit zijn veelal mensen met een bescheiden huisvesting en dus ook met een bescheiden inkomen. Voor hen is deze prijsstijging onverteerbaar. Net nu de Vlaamse overheid de strijd tegen energiearmoede poogt aan te gaan, is dit volgens Samenlevingsopbouw een duidelijke stap terug naar af.

Samenlevingsopbouw mist zeker bij dergelijk ingrijpende verandering, een ernstige armoedetoets met wetenschappelijk studiemateriaal en een participatief proces met de consumenten in energiearmoede. In het consultatiedocument zijn de aspecten, waar mensen in armoede het vaakst door getroffen worden, niet of amper uitgewerkt: de huurmarkt, elektrische accumulatiekachels, nadelige gevolgen voor zeer kleine afnemer,... De impact op kwetsbare afnemers wordt in één enkele zin aangehaald (p. 41), maar is blijkbaar nog niet onderzocht. Voor de doelgroep die de impact van het capaciteitstarief het hardste zal voelen, is tot nu toe blijkbaar weinig onderzoek verricht. Dit kan voor Samenlevingsopbouw niet en deze vraagt dan ook dat er eerst een degelijke armoedetoets wordt gemaakt voor er verdere beslissingen genomen worden.

De Stad Kortrijk en OCMW Kortrijk delen dezelfde zorgen.

Voor het ACV en de Bond Beter Leefmilieu vergroot voorliggend voorstel de vaste kostencomponent in de elektriciteitsfactuur. Zo zal de vaste component van een laagspanningsklant stijgen van 11% naar 35%. De prikkel om energie te besparen wordt daardoor meer en meer weggenomen. Bovendien blijkt uit simulaties dat energiezuinige gebruikers hierdoor ook relatief meer zullen moeten betalen. Dit terwijl er -naast een terechte bezorgdheid om een rationeel netgebruik aan te moedigen- net nog veel meer nood is aan prikkels om energie te besparen. Ondanks een toenemende elektrificering door toepassingen zoals elektrische voertuigen en warmtepompen, rest er immers ook nog een enorm potentieel om elektriciteit te besparen. Bovendien zijn die klanten die (erg) weinig elektriciteit verbruiken, vaak mensen met een erg bescheiden huisvesting –niet zelden kamers- en dus ook met een erg bescheiden inkomen. Voor hen is deze prijsstijging onverteerbaar. Voorliggende voorstel dreigt met andere woorden de problematiek van energie-armoede te versterken.

Volgens Ecopower rekenen de VREG en de netbeheerders op de kostendoorrekening van de openbaredienstverplichtingen (per kWh) als energiebesparende prikkel. Hierbij dient opgemerkt te worden dat deze prikkel niet geldt voor eigenaars van zonnepanelen, die alle kosten via een capaciteitstarief zullen betalen. Zuinig gedrag wordt bij PV eigenaars met andere woorden niet beloond. Bovendien betalen bedrijven op middenspanning relatief minder mee aan de openbaredienstverplichtingen, daar zal de energiebesparende prikkel dus -onterecht- nog veel kleiner zijn.

Volgens Test-Aankoop is het voorstel in contradictie met het basisprincipe van de tariefmethodologie, zoals bepaald in het Energiedecreet, dat stelt dat de structuur van de distributienettarieven het rationeel gebruik van energie dienen te bevorderen. Zoals de VREG zelf aangeeft in zijn consultatiedocument, zal de terugverdientijd van investeringen die werden of zullen worden gedaan met het oog op het terugdringen van het verbruik, op deze manier langer en dus financieel minder interessant worden. De prikkel om efficiënt om te gaan met energie zal dan ook ontgensprekelijk verzwakken.

Volgens de VVSG mag de nieuwe tariefregeling voor de meest kwetsbaren niet leiden tot een hogere factuur. Zij huren vaak minder kwaliteitsvolle woningen en hebben weinig vat op de infrastructuur waarmee de energie wordt beleverd. Zo is het perfect denkbaar dat bepaalde kwetsbare mensen nu wonen in een (huur)woning met een hoge aansluitingscapaciteit, terwijl zij weinig verbruiken. Zij zouden met de nieuwe tariefberekening slechter af zijn, daar waar het gaat om mensen met beperkte financiële middelen. In een dergelijke situatie kan een gebruiker er voor kiezen om de capaciteit neerwaarts te laten aanpassen, maar de kans is groot dat de netbeheerders de kosten voor die ingreep gaan doorrekenen aan de klant. Men kan er vervolgens ook niet van uitgaan dat verhuurders deze wijziging zullen laten uitvoeren aangezien zij hier geen rechtstreeks belang bij hebben. De huurder zou dit dus moeten laten doen en betalen. Indien het gaat om kwetsbare doelgroepen, vindt de VVSG dat de aanpassing van de aansluitingscapaciteit gratis of tegen een zeer laag tarief moet kunnen gebeuren. Indien een dergelijke aanpassing om een of andere reden technisch (en vooraf) niet mogelijk zou zijn, dan moet de regeling voorzien in mechanismen om tariefmatig sociale correcties uit te voeren. Wat de afbakening van de doelgroep van de meest kwetsbaren betreft, verwijst de VVSG graag naar de groep van mensen die in aanmerking komen voor sociale dakisolatie.

Bij een zelfde capaciteit zal volgens Volta iemand die weinig verbruikt meer moeten betalen en iemand die meer verbruikt minder. Dit gaat volgens Volta in tegen het streven naar energiebesparing.

Zero Emission Solutions haalt de cijfers van VITO aan, dewelke in het kader van de Burgemeestersconvenant blijkt het gemiddelde Vlaamse gezin 4,2 MWh elektriciteit te verbruiken, in tegenstelling tot het Europese gemiddelde van 3,5 MWh. Inzetten op energie-efficiëntie, is daarom – en zeker vanuit klimaatdoel – noodzakelijk, verstandig en conform met de Energy Efficiency Directive. Vandaag bestaat de elektriciteitsfactuur voor een laagspanningsaansluiting al voor meer dan de helft uit (transport- en distributie)netkosten (ODV's en verbruik gerelateerde taxes niet inbegrepen). Wanneer deze voortaan uit een vaste vergoeding per niveau van aansluitingscapaciteit zal bestaan, zal de elektriciteitsfactuur (samen met de vaste, niet aan het verbruik gerelateerde, Vlaamse energieheffing) voortaan uit quasi 2/3 vaste kosten bestaan. Dat betekent dat inspanningen op het vlak van rationeel energie gebruik nog slechts voor 1/3 effect zullen ressorteren. Of omgekeerd, dat de terugverdientijd van dergelijke investeringen *grosso modo* zou verdrievoudigen. De incentive om te investeren in energie-efficiëntie wordt daardoor ontnomen, tenzij men de REG-premies zou verhogen, maar aangezien die ook zouden leiden tot hogere kosten bij de DNB's zou dit een vicieuze cirkel in gang zetten. Het bewijs van deze stelling wordt trouwens door de VREG zelf in bijlage 3 aangeleverd: kleinere verbruikers zullen in de toekomst meer betalen voor de netkosten. Verbruikers tot 1900 kWh zullen 64 % meer betalen voor het DNB-tarief, verbruikers van 1900 tot 3500 kWh zullen 6 % meer betalen.

Volgens Zero Emission Solutions zal door de invoering van het capaciteitstarief, de totaalfactuur voor elektriciteit stijgen. Het bewijs van deze stelling wordt volgens Zero Emission Solutions door de VREG zelf in de diverse bijlages aangeleverd. Volgens het prijsobservatorium heeft België voor particulieren al de duurste prijs t.o.v. de omringende landen. In een begin augustus 2016 gepubliceerd rapport van het Prijsobservatorium van de FOD Economie, bleek dat de inflatie in België het tweede kwartaal van 2016 met 1,6 % steeg t.o.v. 2015. Fors hoger dan in onze buurlanden. Grootste stijger was de elektriciteitsfactuur met 40,6 %. De gemiddelde jaarfactuur voor elektriciteit steeg voor een gemiddeld gezin met 198 euro. De stijging was het grootst in Vlaanderen met maar liefst 1.022 euro (+286). Te vrezen valt dat steeds meer mensen hun energiefactuur niet meer zullen kunnen betalen en uiteindelijk zullen terugvallen op een budgetmeter. Maar het capaciteitstarief geldt ook voor budgetmeters... Het laatste vangnet, de minimum levering, moet ook betaald worden door de DNB en zal leiden tot een stijging van de DNB-kosten. Een vicieuze cirkel, dus. Feit is in ieder geval dat de VREG bovenstaande elementen blijkbaar niet heeft onderzocht. Het verdient aanbeveling om hierrond grondig onderzoek te laten uitvoeren.

Reactie VREG

Gezinnen met een laag verbruik en een standaardaansluiting (9,2 kVA) betalen onder een capaciteitstarief inderdaad meer dan onder een tariefstructuur op basis van de afname. De netgebonden distributiekosten zijn immers niet afhankelijk van het verbruik, maar wel van de capaciteit. De VREG gaat mogelijke flankerende maatregelen onderzoeken om deze situatie betaalbaar te houden. Bijkomend kunnen gezinnen met een laag verbruik hun vermogen aanpassen (bijv. naar 5,75 kVA op basis van 1F230V 25A) waardoor ze in een lagere vermogensschijf (X2) kunnen terechtkomen, en bijgevolg ook minder netgebonden distributiekosten betalen (ongeveer 50% minder).

De tarieven voor de beschermde klanten worden federaal gereguleerd. Sommige kwetsbare gezinnen betalen de sociale maximumprijs⁶⁸ (een verlaagd tarief), en dit is een prijs die lager is dan het normale tarief.

Bijkomend is de VREG zich bewust dat er meer onderzoek nodig is inzake prijselasticiteiten, gedragsveranderingen, erosie van de financieringsbasis, energie-efficiëntie, energiearmoede etc. en zal deze verder bestuderen om naar een zo goed mogelijke tariefstructuur te evolueren.

De VREG stelt inderdaad dat de toekomstige netkosten (en bijgevolg ook de nettarieven) onder een capaciteitsgebaseerde tariefstructuur beter beheersbaar moeten zijn. Dit is ook logisch: hoe optimaler het net wordt gebruikt, hoe meer inefficiënte kosten kunnen worden vermeden. De VREG begrijpt Groen dat hiervoor onvoldoende data worden aangereikt die deze stelling kan bevestigen. Om deze reden zal de VREG de mogelijke besparingen en vermeden kosten verder onderzoeken.

Met betrekking tot de slimme meters werd er door de Vlaamse Regering nog geen beslissing genomen. Zo heeft de VREG ook geen kennis op welke doelgroepen wordt gefocust, welke tijdspanne men voor ogen heeft alsook welke modaliteiten de slimme meter zal hebben. Het is om deze reden bijzonder moeilijk om de slimme meter al op te nemen in een eerste voorstel voor een capaciteitstarief. De VREG wenst desalniettemin de mogelijkheden van de slimme meters binnen een nieuwe tariefstructuur te onderzoeken.

3.12.3. Zienswijze 78.

Zienswijze	Gevolgen inzake energie-efficiëntie
Belanghebbende(n)	Gezinsbond Vlaams ABVV ACV Bond Beter Leefmilieu Volta

Reactie belanghebbende(n)

De Gezinsbond is een voorstander van het verhogen van de duurzame energieproductie en het verbeteren van de energie-efficiëntie. Dat levert zowel op de korte als de lange termijn winst op. De investeringen die daarvoor vereist zijn kunnen op een beperkte en transparante manier in de factuur van huishoudens verrekenend worden, maar omgekeerd moeten de investeringen die gezinnen zelf doen voor verduurzaming van hun levensstijl, gestimuleerd worden. Ook dit moet zich in de uiteindelijke factuur manifesteren, zodat duurzaam gedrag bevorderd wordt.

Het huidige voorstel van een statisch capaciteitstarief verlaagt volgens de Gezinsbond de prikkel voor rationeel energieverbruik. Wie weinig energie verbruikt en een standaard elektriciteitsaansluiting heeft, ziet zijn netkosten met 25 tot 100% toenemen. De vaste component in de energiefactuur neemt gevoelig toe. De motivatie om zuinig om te springen met energie verkleint. Ook hier pleit de Gezinsbond voor een getrapte energiefactuur: een laag basistarief voor een redelijke basishoeveelheid, en een hoger tarief voor de comforthoeveelheid die daarboven wordt verbruikt.

⁶⁸ De VREG is niet bevoegd voor sociale maximumprijzen. Het is de CREG die de sociale maximumprijs vastlegt. Om de sociale maximumprijs te bepalen, wordt om de 6 maanden gezocht naar de goedkoopste leverancier in het goedkoopste netgebied in België.

Het spreekt voor zich dat bij de bepaling van de basishoeveelheid rekening wordt gehouden met de bezettingsgraad van de woning.

Volgens het Vlaams ABVV is het duidelijk dat de invoering van een capaciteitstarief een negatief effect zal hebben op de bestaande prijsprikkels die energie-efficiëntie aanmoedigen. Zo doet het voorliggende voorstel de vaste kostencomponent in de elektriciteitsfactuur van een laagspanningsklant stijgen van 11% naar 35%. De vraag rijst welk element het zwaarst doorweegt: de negatieve impact op energie-efficiëntie of de eventuele positieve impact op rationeel netgebruik. Dat er nog een enorm potentieel is om elektriciteit te besparen, is een belangrijk element in dit verband. Voor bijzondere klantengroepen, zoals de eigenaars van zonnepanelen die in het voorliggende voorstel alle netkosten via een capaciteitstarief zullen betalen, stellen zich in dit opzicht bijkomende problemen. Zuinig gedrag en/of het afstemmen van het verbruik op de elektriciteitsproductie, wordt bij PV eigenaars immers niet beloond.

Volta benadrukt dat de terugverdientijd van investeringen in energiezuinige apparaten (wasmachines, koelkasten...) langer zal worden.

Reactie VREG

De VREG begrijpt de argumenten die de belanghebbenden aanhalen inzake de gevolgen van een capaciteitstarief op rationeel energiegebruik. De VREG wenst het huidige voorstel dan ook te verbeteren door flankerende maatregelen in te voeren.

Het voorstel van de Gezinsbond om een getrapte energiefactuur te introduceren is een te onderzoeken piste. De VREG zal dit voorstel met mogelijke alternatieven bestuderen en simuleren, om zo tot de meest optimale flankerende maatregel te komen.

3.12.4. Zienswijze 79.

Zienswijze	Gevolgen van een weinig flexibel ('statisch') capaciteitstarief
Belanghebbende(n)	Gezinsbond Ecopower

Reactie belanghebbende(n)

Volgens de netbeheerders is er dringend nood aan rationeel netgebruik (RNG) om de netten toekomstbestendig te maken tegen een zo laag mogelijke kostprijs. De Gezinsbond is niet overtuigd dat het voorgestelde statische capaciteitstarief de beste manier is om dit doel te bereiken. Een statisch capaciteitstarief stimuleert elke gebruiker om een zo vlak mogelijk stroomverbruik te vertonen. In een toekomst waar duurzame opwekking van elektriciteit geen vlak gedrag vertoont moeten de afnamepieken echter samenvallen met de pieken in productie. Een vlak afnamegedrag is dan eerder ongewenst, een stuurbaar afnamegedrag nodig.

Daarnaast heeft een statisch capaciteitstarief geen effect op de gelijktijdigheid van afname. Het dag-nachtstarief deed een poging om een deel van de afname te verleggen naar de daluren. De netbeheerders registreren een duidelijke tweede verbruikspiek kort na het inschakelen van het nachtstarief. Dit is een bewijs dat deze aanpak werkt, zij het niet ideaal. Een goed nettatarief zou een piek door gelijktijdige afname bij verschillende afnemers moeten ontmoedigen, en samenvallen van afnamepieken met productiepieken moeten aanmoedigen. Piekbelasting hoeft geen probleem of

meerkost te zijn, als die op de juiste moment valt. Bij een statisch capaciteitstarief is er tussen de verschillende gebruikers echter geen stimulans om hun hoogste verbruik te spreiden over verschillende periodes. Alle gebruikers kunnen dus nog steeds hun hoogste belasting op hetzelfde moment leggen, wat een grote piek trekt op de netten op het verkeerde moment.

Volgens Ecopower zullen klanten die hun gedrag kunnen aanpassen door een prijsprikkel die zowel aanstuurt op REG als RNG, het capaciteitstarief niet verwerpen. De eigenaars van PVs worden dan opnieuw aangesproken als de voorlopers in de energietransitie (en niet meer als profiteurs). In een tweede fase zullen aansluitingen met warmtepompen en andere grotere verbruikers overschakelen op slimme meters. Ook de nieuwe aansluitingen, vaak nieuwbouw die moet voldoen aan de vereiste van HE in de EPN, zullen een slimme meter krijgen. Op die manier geraken slimme meters ingeburgerd en zal ook het capaciteitstarief aanvaard worden. Ecopower wil een dergelijke overlegde uitrol van slimme meters, gecombineerd met de invoering van een sturend capaciteitstarief, actief mee ondersteunen.

Reactie VREG

De VREG begrijpt de vraag van de Gezinsbond om meer flexibiliteit in de nettarieven in te bouwen. Deze flexibiliteit wordt met het huidige voorstel overgelaten aan de markt die sneller kan reageren op veranderingen dan een gereguleerde markt (zie Hoofdstuk IX).

3.12.5. Zienswijze 80.

Zienswijze	Gevolgen voor rentabiliteit van groene energie
Belanghebbende(n)	COGEN Vlaanderen Zonstraal Zero Emission Solutions

Reactie belanghebbende(n)

Volgens COGEN Vlaanderen lijkt de consultatietekst het effect op investeringen voor hernieuwbare energie te relativiseren. Enerzijds geeft de tekst aan dat capaciteitstarieven ‘mogelijk’ een negatieve impact hebben op terugverdientijd of ROI, terwijl dit per definitie zo is bij een lagere variabele kost. Daarnaast geeft de tekst aan dat dit minder speelt voor bedrijven, gezien daar al een capaciteitstarief van toepassing is. Er is echter wel degelijk een verdere verschuiving, ook voor bedrijven, en gezien daar de volumes, de types van verbruiken en de efficiënte toepassingen zelf anders zijn blijft dit ook hiervoor een relevant punt.

Om de doelstellingen om het aandeel groene energie te verhogen te halen blijft het volgens Zonstraal noodzakelijk om het plaatsen van zonnepanelen rendabel te maken op een termijn van maximaal 10 jaar. Met de invoering van de voorgestelde tariefstructuur is het risico groot dat dit niet zal lukken. Het schrappen van het forfaitaire kosten, specifiek voor zonnepanelen, uit de tariefstructuur en het behoud van de terugdraaiende teller, ook voor de distributiekosten, zou de ideale stimulans zijn om het plaatsen van zonnepanelen opnieuw aan te moedigen.

Volgens Zero Emission Solutions vergen klimaatvriendelijke technologieën als fotovoltaïsche zonnepanelen, warmtepompen en laadinfrastructuur voor elektrische auto's een hoge piekcapaciteit. Via een slimme meter en een slim (DNB)tarief zou een extra belasting op het net kunnen vermeden worden. Het door de VREG voorgestelde niet-dynamische capaciteitstarief zal echter tot gevolg

hebben dat deze drie, op vandaag al nauwelijks of niet-rendabele, technologieën helemaal uit de markt zouden worden geprijsd. Het bewijs van deze stelling wordt trouwens door de VREG zelf in bijlage 1 aangeleverd: prosumanten met zonnepanelen zullen in elk geval (behalve in de verwaarloosbare vermogenscategorie X2) meer betalen dan actueel. Ook het gebruik van een warmtepomp wordt voor particulieren en KMO's financieel onaantrekkelijk. Een goede warmtepomp heeft een CoP-factor van 4. Dat wil zeggen dat een warmtepomp uit 1 eenheid stroom, 4 eenheden warmte maakt. Super efficiënt, maar door de wanverhouding tussen de finale stroomprijs en de aardgasprijs toch financieel onhaalbaar. Stroom kost voor een particuliere eindverbruiker nl. ± 250 €/MWh, terwijl gas slechts ± 42 €/MWh kost. Een gasketel met een rendement van 90 % maakt dus warmte aan $42/0,9 = 46,7$ €/MWh. Een warmtepomp maakt vandaag stroom aan $250/4 = 62,5$ €/MWh. Het capaciteitstarief – dat enkel van toepassing wordt voor elektriciteit – zal die wanverhouding nog meer scheef trekken. Daardoor worden fossiele brandstoffen bevoordeeld t.o.v. een schonere energietechniek. Of compleet het tegenovergestelde van wat de noodzakelijke energietransitie vereist. Idem trouwens voor mobiliteit : Vandaag zijn elektrische voertuigen voor particulieren nauwelijks rendabel. De terugverdientijd ligt op 6 jaar, op voorwaarde dat er elk jaar minstens 10.000 km mee wordt gereden, wat – gelet op de actieradius tussen twee laadbeurten in – geen sinecure is. De grootste besparing zit nu al in vermeden onderhoudskosten, niet zozeer in de lagere brandstofkost. Het door de VREG vooropgestelde capaciteitstarief zal dat voordeel nog verkleinen. Immers, laadinfrastructuur voor elektrische voertuigen zal aansluitingscapaciteit eerder verhogen dan verlagen.

Reactie VREG

De VREG wenst geen van de effecten die een capaciteitsgebonden tariefstructuur mogelijks heeft te relativeren. De VREG benadrukt echter dat de consultatie is gebaseerd op een eerste voorstel, en wenst hierbij zo veel mogelijk feedback te ontvangen van alle stakeholders om het voorstel te verbeteren. Het huidige voorstel bevat geen afgewerkt model, en daarenboven zijn er geen beslissingen genomen waar stakeholders geen impact meer op zouden hebben.

De VREG wenst met de consultatie feedback te ontvangen op de principes van een capaciteitstarief. Welke principes moeten in acht genomen worden om de energietransitie zo goed mogelijk te helpen? Hoe kunnen hernieuwbare energie en de energiebesparingsprikkel in een systeem samengaan met het stimuleren van rationeel netbeheer? Op deze vragen wenst de VREG een antwoord te verkrijgen door middel van de consultatie.

De VREG benadrukt bijgevolg dat alle ongewenste effecten van een capaciteitstarief zullen worden onderzocht en flankerende maatregelen worden voor bestudeerd. Dit is ook het geval voor de ROI of de terugverdientijd van investeringen die verband houden met rationeel energiegebruik en hernieuwbare energie.

3.12.6. Zienswijze 81.

Zienswijze	Gevolgen voor rentabiliteit van zonne-energie en windparken
Belanghebbende(n)	ODE Bond Beter Leefmilieu

Reactie belanghebbende(n)

Volgens ODE Vlaanderen veroorzaakt de invoering van een capaciteitsterm voor injectie voor een verhoging van de kosten voor grotere zonne-productie installaties en vooral voor windparken. Dit is voor ODE Vlaanderen onaanvaardbaar. De rendabiliteit van bestaande projecten staat volgens hen al onder druk door de lage elektriciteitsprijzen, een stijging van de injectietarieven zou de rendabiliteit van bestaande windparken nog verder in het gedrang brengen. Een dergelijke retroactieve ingreep is nefast voor het investeringsklimaat. Voor nieuw te ontwikkelen projecten betekent deze aanpassing onvermijdelijk een verhoging van de nood aan ondersteuning, aangezien dit in de berekening van de onrendabele top zal doorgerekend worden.

Volgens de Bond Beter Leefmilieu is het voorstel niet gunstig voor de hernieuwbare energieproducenten, omwille van verschillende redenen:

- Het voorstel behoudt het injectietarief voor decentrale producenten. Hierdoor worden netgerelateerde en niet-netgerelateerde kosten toegewezen aan deze producenten. Daartegenover staat dat producenten steeds meer netondersteunende diensten (moeten) leveren die ook kostprijsverlagend kunnen werken voor de netbeheerders. Ze worden daarvoor echter niet vergoed. Bovendien is de aansluitingscapaciteit, waarvoor de producenten betalen, niet steeds gegarandeerd daar producenten in congestiegevoelige gebieden een flexibele aansluiting krijgen. Ze betalen met andere woorden voor een capaciteit die niet steeds ter beschikking is;
- Voorliggend voorstel zal het terugverdienmodel van hernieuwbare energie-installaties impacteren. Vraag is of en hoe dit zal doorwerken in het beleid. Zo wordt er voor kleinschalige PV installaties, die momenteel rendabel zijn dankzij de terugdraaiende teller, bijvoorbeeld geen onrendabele top berekening meer uitgevoerd. Hoe zal het beleid hier dan de vinger aan de pols houden? De onzekerheid in de terugverdientijd die gecreëerd wordt door de invoering van een capaciteitstarief in twee fasen dreigt huishoudens, overheden en kleine ondernemingen af te schrikken om nu te investeren in een nieuwe PV installatie.

Reactie VREG

De capaciteitstarieven kunnen een effect hebben op hernieuwbare energie. Zo werd in de consultatie duidelijk dat bedrijven met zonnepanelen gemiddeld genomen dalen in hun distributiekosten. Daartegenover staat dat de distributiekosten voor windenergie zouden stijgen. Dit effect is onlogisch gezien de productie van zonne-energie gepaard gaat met een slechtere utilisatiegraad van de capaciteit dan deze van windenergie. De oorzaak hiertoe is dan ook te vinden in het basistarief: voor injectie bestaat het basistarief uit de kosten voor het systeembeheer en de meet- en telactiviteit. De meet- en telkosten variëren tussen 805 – 830 EUR/jaar (2016). In het geval dat de geproduceerde elektriciteit van 100 kW zonnepanelen volledig wordt geïnjecteerd op het net (geen eigen verbruik), bedraagt de totale kost in de huidige tariefstructuur zo'n 1.210 EUR/jaar (zie bijlage 5 van CONS-2016-05). De meet- en telkosten vormen hierin bijgevolg een belangrijk aandeel (68%).

In het voorstel van de nieuwe tariefstructuur werd ervoor geopteerd om een basistarief in te voeren om de complexiteit te verminderen en een betere kostenreflectiviteit na te streven. Doordat het aandeel van de meet-en telkosten erg hoog is⁶⁹ voor geïnjecteerde zonne-energie, leidt dit tot een stijging van de distributienettarieven voor windenergie.

⁶⁹ Simulaties op basis van Tarieven 2016

De VREG zal bijgevolg de samenstelling van het basistarief evalueren (zowel voor injectie als voor afname) om onlogische verschuivingen te voorkomen.

3.12.7. Zienswijze 82.

Zienswijze	Gevolgen rentabiliteit prosumenten
Belanghebbende(n)	Vlaams ABVV Ecopower

Reactie belanghebbende(n)

Voorliggend voorstel zal volgens het Vlaams ABVV en Ecopower een effect hebben op het terugverdienmodel van hernieuwbare energie-installaties. Maar gelet op het feit dat voor kleinschalige PV installaties met terugdraaiende teller, momenteel geen onrendabele top berekening meer uitgevoerd wordt, blijft dit effect onbekend. De onzekerheid die daardoor gecreëerd wordt, dreigt investeringen in nieuwe PV installaties te ontmoedigen.

Reactie VREG

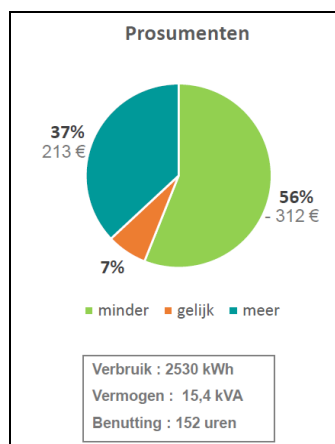
De VREG vindt het onterecht en voorbarig dat er wordt aangehaald dat kleinschalige PV-installaties (prosumenten met een terugdraaiende teller) in het bijzonder een financieel nadeel ondervinden van een capaciteitstarief in vergelijking met niet-prosumenten. Er treedt enkel een herverdelingseffect op, maar de VREG benadrukt nogmaals dat hierdoor niet kan gesteld worden dat prosumenten een nadeel ondervinden t.o.v. andere groepen (zie Hoofdstukken I en VII).

De netbeheerders hebben bijkomende simulaties uitgevoerd, waaruit blijkt dat de impact afhangt van de benutting en van de verhouding tussen het vermogen van de omvormer en het aansluitingsvermogen. De VREG erkent evenwel dat deze simulaties geen garantie zijn voor wat betreft de finale cijfers.

Binnen het aandeel prosumenten betaalt gemiddeld 56% minder (312 EUR), 7% een gelijk bedrag, en 37% een bedrag dat hoger ligt (230 EUR) dan onder de huidige tariefstructuur⁷⁰.

⁷⁰ Minder: het capaciteitstarief ligt 5% lager dan het huidige nettatarief, gelijk: het verschil van een capaciteitstarief ten opzichte van het huidige nettatarief is kleiner dan 5%; meer: het capaciteitstarief ligt meer dan 5% hoger dan het huidige nettatarief.

Figuur 11: Simulatie prosumenten⁷¹



3.12.8. Zienswijze 83.

Zienswijze	Gevolgen energie-efficiëntie bij prosumenten
Belanghebbende(n)	Ecopower

Reactie belanghebbende(n)

Na de invoering van de omstreden energieheffing vergroot voorliggend voorstel de vaste kostencomponent in de elektriciteitsfactuur. Zo zal de vaste component van een laagspanningsklant stijgen van 11% naar 35%. De prikkel om energie te besparen wordt daardoor meer en meer weggenomen. Bovendien blijkt uit simulaties dat energiezuinige gebruikers hierdoor ook relatief meer zullen moeten betalen. De VREG en de netbeheerders rekenen op de kostendoorrekening van de openbaredienstverplichtingen (per kWh) als energiebesparende prikkel. Hiermee dient opgemerkt te worden dat deze prikkel niet geldt voor eigenaars van zonnepanelen, die alle kosten via een capaciteitstarief zullen betalen. Zuinig gedrag wordt bij PV eigenaars met andere woorden niet beloond. Met een slimme meter zal dit wel zo zijn, want dan kan het overschot aan productie nog (geaggregeerd) verkocht worden. Voor bedrijven op middenspanning zal de energiebesparende prikkel heel klein worden. Nachtelijke uitschakeling van verbruikers (verlichting bijvoorbeeld) zal niet meer gebeuren als het geen invloed heeft op het piekverbruik en de energierekening.

Reactie VREG

Voor prosumenten is enkel de afname gekend, en niet het verbruik. Om deze reden verlaagt het variabele deel in de factuur voor deze categorie. Het is echter onterecht aan te halen dat hierdoor prosumenten meer betalen dan niet prosumenten. Dit wordt ook aangehaald in de consultatie en zijn bijlagen. Bijkomend worden er voor de niet-netgebonden kosten flankerende maatregelen onderzocht, zodat de effecten van een vaste component binnen de energiefactuur getemperd worden.

Voor bedrijven (piekgemeten klanten) zijn de wijzigingen naar een nieuwe tariefstructuur minder ingrijpend, gezien zij op vandaag al een capaciteitsgebonden tarief betalen.

⁷¹ Bron: Eandis en Infrac

3.12.9. Zienswijze 84.

Zienswijze	Gevolgen wijzigen aansluitingscapaciteit
Belanghebbende(n)	Gezinsbond Volta Test-Aankoop vzw Zero Emission Solutions

Reactie belanghebbende(n)

Volgens de netbeheerders is de aansluitcapaciteit van de netgebruiker een goede afspiegeling van de kosten voor de netbeheerder. Op de infovergadering (27/06/'16) werd de vraag gesteld wat er dan gebeurt als alle klanten hun aansluitvermogen laten dalen. Volgens de VREG zou het capaciteitstarief dan stijgen, wat nog eens bevestigd werd op de infovergadering van de netbeheerders (23/09/2016). Als de aansluitcapaciteit een afspiegeling is van de kosten van de netbeheerder en het tarief kostenreflectief is, zou het tarief niet mogen stijgen bij een capaciteitsdaling. Voor grote vermogens mag een aansluitvermogen misschien een goede afspiegeling zijn van de netgerelateerde kosten. Voor kleine vermogens is de Gezinsbond er van overtuigd dat dat veel minder het geval is.

Test-Aankoop stelt zich de vraag op welke manier de tarieven beïnvloed zouden worden indien een groot deel van de gezinnen beslist om zijn aansluitingsvermogen te verlagen? Indien dit werkelijk een tariefverhoging tot gevolg zou hebben, zoals aangegeven op 27/06/2016 tijdens het seminarie over het capaciteitstarief, hoe verenigt men dit dan met de bewering dat de kosten van de netbeheerder voornamelijk verbonden zijn met de capaciteit waarop het net wordt gedimensioneerd? In dat geval zou men namelijk verwachten dat de tarieven naar beneden bijgesteld worden.

Volgens Zero Emission Solutions werd in het verleden te zware aansluitingen voorzien onder het mom van "het kost niets, laat ons maar ruim genoeg gaan", dikwijls gesteund door de netbeheerder.

Volgens Groen zou een klant in principe de mogelijkheid krijgen om de aansluiting aan te passen, maar de modaliteiten hiervan moeten nog verder bekeken worden. In ieder geval kan dit vandaag nog niet vanop afstand en de distributienetbeheerders stellen dat het verlagen van het vermogen eigenlijk pas zinvol is op het moment dat er een slimme meter is, omdat het op dat moment ook van op afstand kan ingesteld worden en afgestemd op de behoeften van de klant. Eandis stelt bovendien dat de huidige fysieke standaardaansluiting van 9,2 kVA ook naar de toekomst toe een goede waarde is en dat het dus niet de bedoeling is om deze te verlagen. Zo lang er dus geen slimme meters zijn zal er zeker voor de huishoudens met een standaardaansluiting geen mogelijkheid zijn om de aansluiting te verlagen. Het is echter allesbehalve duidelijk of en wanneer de slimme meter voor deze groep zal worden ingevoerd.

Reactie VREG

Op dit moment heeft de Vlaamse Regering nog geen beslissing genomen over de invoering van slimme meters. Het is voor de VREG dan ook onmogelijk om hiermee al rekening te houden. Voor een onderscheiden tarifaire behandeling van netgebruikers met of zonder slimme meter dienen bovendien objectieve rechtvaardigingsgronden te bestaan die een onderscheiden behandeling mogelijk maken.

Het is volgens de VREG ongegrond te stellen dat men de aansluitingscapaciteit niet kan verlagen zolang men niet beschikt over een slimme meter. Zelfs op vandaag kan iedereen die dit wenst een verlaging van de aansluitingscapaciteit aanvragen.

De stelling van Zero Emissions aangaande “het kost niets, laat ons maar ruim genoeg gaan” met betrekking tot de aansluitingscapaciteit is onterecht. Uit de niet-periodieke tarieven blijkt immers duidelijk dat een hogere aansluitingscapaciteit een hogere kost van het vermogenrecht vereist.

De stelling dat er een algemene tariefverhoging wordt doorgevoerd is eveneens onterecht. Er vindt enkel een wijziging plaats in de keuze van de tariefdragers, maar een verhoging van de totale kosten (het Toegelaten Inkomen van de Distributienetbeheerders) is niet aan de orde.

De VREG nuanceert dat het huidig voorstel onvoldoende zou zijn onderzocht. Deze consultatie bestaat er immers uit om een eerste stap te nemen naar de uitwerking van een capaciteitstarief. Zero Emission Solutions haalt deze opmerking aan omdat het huidig voorstel een te weinig flexibel tariefvoorstel inhoudt. Dit is echter een bewuste keuze. Op deze manier kan de vrije markt sneller inspelen op flexibiliteit en vraagsturing. Het huidig model maakt bijgevolg ook de weg vrij om de markt deze diensten te laten vermarkten. Het laat toe om nieuwe business modellen en marktopportunities te creëren, gezien de flexibiliteit en de vraagsturing wordt overgelaten aan de markt (voor meer info verwijzen we hiervoor naar Hoofdstuk IX).

Aangaande de effecten op het rationeel energiegebruik en bij lage verbruikers gaat de VREG flankerende maatregelen onderzoeken. Het huidige voorstel is immers nog maar een begin, en met deze consultatie wenst de VREG zoveel als mogelijk tegemoet te komen aan de belangen van iedereen.

Een capaciteitsafhankelijke tariefstructuur heeft als doel dat de capaciteiten efficiënter benut worden, zowel individueel (asynchroon) als gelijktijdig (synchroon). Bijgevolg verwacht de VREG ook dat een aantal aansluitingspunten kunnen worden geoptimaliseerd door het aanpassen van het aansluitingsvermogen. Dit is een gevolg dat de VREG in zijn verwachtingen opneemt en ook stimuleert.

De VREG erkent dat er een beperkte erosie van de financieringsbasis kan optreden. De VREG zal hiervoor verder onderzoek verrichten zodat er meer duidelijkheid komt in de zorgen die de stakeholders hebben.

De hoogte van de netgebonden tarieven wordt bepaald door de netgebonden kosten. Deze netkosten verminderen niet onmiddellijk lineair bij een vermindering van de aansluitingscapaciteit, deze netten zijn immers aangelegd en de kapitaalkosten en afschrijvingen dienen nog gedekt te worden. Wel verwacht de VREG dat op lange termijn er minder snel investeringen moeten worden gedaan gezien het net efficiënter wordt benut. Kosten (nieuwe investeringen) worden bijgevolg vermeden in plaats dat de kosten op korte termijn zouden dalen onder een nieuwe tariefstructuur.

De VREG verwijst bijkomend naar Hoofdstuk VI naar de zienswijze omtrent de ‘prijs en modaliteiten van het wijzigen van het aansluitingsvermogen’.

3.12.10. Zienswijze 85.

Zienswijze	Gevolgen accumulatieverwarming/ elektrische verwarming
Belanghebbende(n)	Samenlevingsopbouw Volta Vlaamse Ombudsdienst Anode

Reactie belanghebbende(n)

Volgens Samenlevingsopbouw werd tot begin de jaren 2000 het plaatsen van elektrische (accumulatie-)verwarming gepromoot door de overheid. Eigenaars met genoeg kapitaal hebben deze verwarmingsinstallaties vaak al vervangen door een warmtepomp of door een installatie op gas of op stookolie omdat deze veel rendabeler bleken. Elektrische (accumulatie-)verwarming zien we nu vooral nog bij verarmde eigenaars, bij huurwoningen en grote appartementsblokken. Niet zelden gecombineerd met een slechte isolatiegraad van de woning. Deze verarmde eigenaars en huurders dreigen, met de invoering van het capaciteitstarief, nogmaals afgestraft te worden. Voor verarmde eigenaars betekenen de stijgende kosten nog minder investeringsbudget om iets te doen aan hun verwarmingsinstallatie. Een neerwaartse spiraal kondigt zich aan. Voor huurders met elektrische (accumulatie-)verwarming dreigt ook een financiële kater: hun al hoge energiefacturen zullen verder ontsporen en ze hebben zelfs geen zeggenschap over investeringen in de verwarmingsinstallatie. De verhuurders betalen geen distributienettarieven, dus er is voor hen ook geen incentive om te investeren in het verwarmingssysteem. Bovendien worden mensen met een elektrische (accumulatie-)verwarming tweemaal getroffen: naast het feit dat ze in een hoge subcategorie vallen, wordt ook de exclusieve nachtmeter afgeschaft. Deze wordt nu gebruikt om 's nachts tegen een voordelig tarief de elektrische accumulatiekachel op te warmen. Dit zal bij het capaciteitstarief niet meer kunnen en deze klanten zullen dus tegen een duurder tarief hun elektrische accumulatieverwarming moeten opwarmen.

Volgens Volta worden gebruikers van elektrische verwarming/accumulatiekachels zwaar beboet gezien hun vereist aansluitvermogen dat ze niet kunnen verminderen. Nochtans is opslagcapaciteit belangrijk voor de integratie van meer intermitterende hernieuwbare energie in de elektriciteitsproductie.

Volgens de Vlaamse Ombudsdienst blijkt uit de simulaties van de netbeheerders dat vooral de mensen die elektrisch verwarmen er behoorlijk slecht uitkwamen. Mensen die elektrisch verwarmen hebben vaak voor deze vorm gekozen op een moment dat ze weinig of geen andere keuze hadden en/of zelfs hierin werden aangemoedigd door overheidsdiensten. Tijdens de levensduur van een gezin die verwarmingssituatie volledig omgooien is niet evident, puur praktisch bekeken vaak al, maar ook vooral financieel bekeken. Mensen die elektrisch verwarmen werden al extra zwaar getroffen door de bijdrage Energiefonds en dreigen nu nogmaals het kind van de rekening te worden. Dit klachtenbeeld zal dan ook alleen maar blijven toenemen als het tarief wordt ingevoerd zoals het nu voorligt. In de consultatienota is ook sprake om het aandeel van het tarief exclusief nacht in de kosten op te trekken van 25% tot 50%. Dit tarief wordt enkel gebruikt door mensen die elektrisch verwarmen, ook daar worden ze opnieuw benadeeld.

Anode bemerkt dat er rekening dient gehouden te worden dat zo'n 10% van de Belgen nog steeds elektrisch verwarmt, en dat die verwarming afgeregeld wordt op het nacht-frequentiesignaal van de netbeheerder. Die verwarming maakt geen deel uit van de 'nachtpiek', want ze schakelt, afhankelijk

van de instellingen van de gebruiker, op een verschillend moment bij iedereen in, en meestal pas midden in de nacht, tenzij bij extreme koude, wanneer 100% lading nodig is. Als je dus het frequentiesignaal afschaft, is de nodige communicatie nodig, want anders zet je 10% van de Belgen in putje winter in de kou. Hun verwarming zal niet meer aanslaan. Invoering van dit mechanisme is dus vereist in mei of juni, zodat iedereen tijd genoeg heeft om zich aan te passen.

Reactie VREG

Gezinnen met elektrische verwarming betalen meer als gevolg van het capaciteitstarief, maar enkel als gelijktijdig met de invoering van het capaciteitstarief de huidige korting op ODV-kosten verminderd zou worden van 75% naar 50%. De VREG heeft deze maatregel voorgesteld omdat er werd vanuit gegaan dat de benutting van gezinnen met een accumulatieverwarming voldoende was om een verhoging van de ODV kost te neutraliseren. Bijkomende simulaties van de netbeheerders hebben echter uitgewezen dat dit niet het geval is. Om deze reden zal de VREG deze maatregel herbekijken.

Indien de korting (zoals vandaag) op ODV wordt behouden (75% korting), betalen gezinnen met accumulatieverwarming niet meer onder een capaciteitstarief (50% betaalt meer, 50% betaalt minder of eenzelfde bedrag). De stelling dat gezinnen met accumulatieverwarming mogelijk in een hogere vermogensschijf vallen is correct, doch dit heeft niet automatisch een verhoging van de distributienetkosten tot gevolg (gezien de betere benutting).

De VREG heeft in zijn consultatie niet gemeld dat de exclusief nachtmeter of het frequentiesignaal zou worden afgeschaft onder een capaciteitsafhankelijke tariefstructuur. Deze stelling is bijgevolg onterecht.

3.12.11. Zienswijze 86.

Zienswijze	Gevolgen voor elektrische voertuigen en thuisbatterijen
Belanghebbende(n)	Unizo Bruneel Marc

Reactie belanghebbende(n)

Unizo vreest dat eigenaars van laadpunten voor elektrische voertuigen een nadeel zullen ondervinden van een tariefstructuur gebaseerd op de capaciteit.

Volgens Mr Bruneel hebben de recente elektrische voertuigen een batterijpack van +/- 30kWh, wat bijgeladen kan worden met een on-board lader van 3kW, wat in principe minstens 10u in beslag zal nemen (zonder rekening te houden met laadverliezen). Voor 2017 worden al minstens 2 voertuigen verwacht op de markt met een 60kWh batterijpack. Voor beide types voertuigen bestaat ook (al of niet on-board voorzien) een lader van 6 of 7kW. Indien we nu nog rekenen met een lader van 6kW dan hebben we hoofdzekeringen nodig van minstens 26A (welke niet bestaan) waardoor je in de X5 aansluiting valt als je 1f volledig kan vrijmaken voor het laden van het voertuig. Indien niet dan dient men al over een X6 aansluiting te beschikken. Het opladen van een 60kWh pack met een 7kW lader duurt ook al minstens 9u. Net de gelekte specs gezien voor een ander met 40kWh pack (en 22kW lader). 2019 is nog een eind verwijderd en indien we zien hoe de batterijpacks in hun kWh in eenzelfde periode van 2j verhogen dan vermoedt Mr Bruneel dat het hierboven vermelde voorbeeld voorbijgestreefd zal zijn. Hiermee zullen ook pendelaars in staat zijn om gebruik te maken van

elektrisch wegverkeer. Hierbij hebben we het snelladen op tijdstippen wanneer elektriciteit voordelig op de markt is (middagen met veel PV en windgeneratie) niet in overweging genomen, wat eigenlijk met het huidige politieke inzicht wel wenselijk zou zijn. Is men met dit soort aansluiting en verrekening niet eerder ervoor aan het zorgen dat dit de doodsteek zal worden voor het elektrische wegverkeer? Strookt dit met de politieke intenties inzake de promotie van elektrisch wegverkeer op langere termijn?

Reactie VREG

Nieuwe technologieën die de beschikbare capaciteit efficiënt gebruiken (zoals laadpalen) hebben financieel baat bij het capaciteitstarief. De VREG gaat bijgevolg niet akkoord met de stelling dat eigenaars van laadpunten van elektrische voertuigen een nadeel ondervinden van een capaciteitsgebaseerde tariefstructuur.

Simulaties van bepaalde stakeholders van snelladers hebben bovendien aangewezen dat de distributiekosten onder een capaciteitstarief niet verhogen, gezien er nog steeds een goede benutting van toepassing is bij snelladers.

Bijkomend ondersteunt een capaciteitstarief de implementatie van nieuwe technologieën beter dan in de huidige tariefstructuur:

- Voor een gemiddeld gezin dalen de kosten met 7%
- Voor een gemiddeld gezin met een warmtepomp dalen de kosten met 25%
- Voor een gemiddeld gezin met een warmtepomp en een elektrische wagen dalen de kosten met 34%
- Voor een gemiddeld gezin met een warmtepomp, een elektrische wagen en een batterij dalen de kosten met 39%

De VREG moet de opgelegde beleidsrichtsnoeren van de regelgever toepassen in de uitoefening van zijn exclusieve bevoegdheid inzake tarieven, maar zal zelf geen technologische keuzes maken.

3.12.12. Zienswijze 87.

Zienswijze	Gevolgen voor warmtepompen
Belanghebbende(n)	Unizo Thomas More

Reactie belanghebbende(n)

Unizo en Thomas More vrezen dat eigenaars van warmtepompen een nadeel zullen ondervinden van een tariefstructuur gebaseerd op de capaciteit.

Reactie VREG

Het is de VREG bekend dat warmtepompen een hogere vermogensschijf vragen. Het is echter onterecht hieruit af te leiden dat gezinnen met warmtepompen daarom ook steeds meer moeten betalen voor de distributiekosten. Een gezin met een warmtepomp heeft een betere benutting dan een gezin zonder een warmtepomp. Om deze reden zal een gezin met een warmtepomp net minder betalen ten opzichte van het huidige tarief.

Volgende twee tabellen tonen de verschillen in prijzen aan tussen de huidige tariefstructuur (Tabel 4) en de nieuwe tariefstructuur (Tabel 5).

Tabel 4. Simulatie distributiekosten onder de huidige tariefstructuur⁷²

	Geen warmtepomp 9 kVA en 4.000 kWh	Warmtepomp 1 12 kVA en 6.000 kWh	Warmtepomp 2 15 kVA en 8.000 kWh	Warmtepomp 3 19 kVA en 10.000 kWh
Netgebonden kosten	194,20	287,74	381,28	474,82
Niet- netgebonden kosten	199,55	299,33	399,11	498,89
TOTAAL	393,75	587,08	780,39	973,71

Tabel 5. Simulatie distributiekosten onder de nieuwe tariefstructuur

	Geen warmtepomp 9 kVA en 4.000 kWh	Warmtepomp 1 12 kVA en 6.000 kWh	Warmtepomp 2 15 kVA en 8.000 kWh	Warmtepomp 3 19 kVA en 10.000 kWh
Netgebonden kosten	152,55	214,14	214,14	288,19
Niet- netgebonden kosten	195,56	293,34	391,13	489,01
TOTAAL	348,11	507,48	605,27	777,20

De VREG heeft verschillende contacten gehad met vertegenwoordigers van warmtepompen. De conclusies waren altijd dezelfde: een gezin met een warmtepomp betaalt vermoedelijk minder onder een capaciteit- dan onder een afnametarief omdat een betere benuttingsgraad wordt bereikt.

3.12.13. Zienswijze 88.

Zienswijze	Gevolgen voor marktgroei warmtepompen
Belanghebbende(n)	ODE Vlaanderen

Reactie belanghebbende(n)

Volgens ODE Vlaanderen geeft een beperkte rekenoefening door het WTCB aan dat de verbruikskost met het nieuwe capaciteitstarief voor warmtepompen in woningen in ordegrootte 5 tot 10 % lager zou kunnen uitvallen.

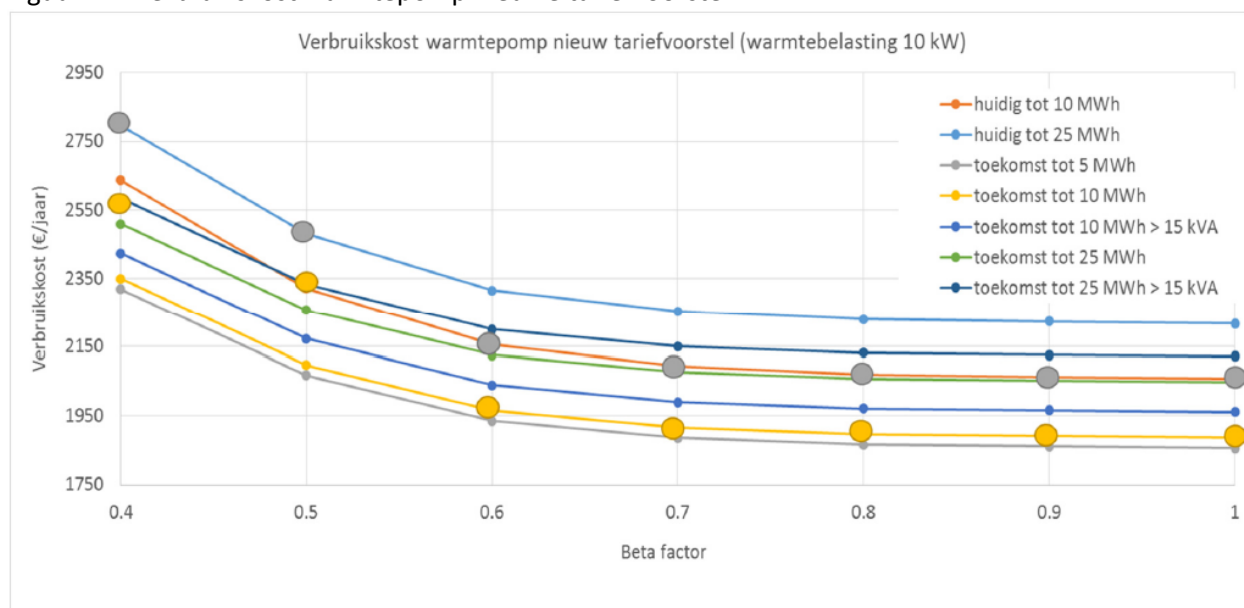
⁷² De grootte van het aansluitingsvermogen dat noodzakelijk wordt geacht bij het plaatsen van een warmtepomp werd bevestigd door Daikin en de Koninklijke Belgische Vereniging voor Koude en Luchtbehandeling (UFB ACA).

Tabel 6. Verbruikskost huidige vs nieuwe tariefstructuur

	Verbruikskost in nieuw tarief
Warmtepomp 5 kW _{th} – 10600 kWh	4% (Beta=1) tot 6% (Beta=0.4) besparing
Warmtepomp 10 kW _{th} – 21300 kWh	8% (Beta=1) tot 6% (Beta=0.5) besparing
Warmtepomp 15 kW _{th} – 32000 kWh	8% (Beta=0.8) tot 11% (Beta=0.4) besparing

Dit is positief, maar zal naar verwachting slechts een beperkte impact hebben op de marktgroei van warmtepompen.

Figuur 12: Verbruikskost warmtepomp nieuwe tariefvoorstel⁷³



Reactie VREG

De VREG neemt akte van de analyse, maar maakt in principe geen technologische keuzes. Zoals door simulaties worden aangetoond zullen warmtepompen een belangrijk financieel voordeel doen onder de nieuwe tariefstructuur. Om deze reden verwachten we dat de installatie (en het behoud) van warmtepompen zal worden aangemoedigd.

Bijkomend wordt voor deze reactie verwezen naar de vorige zienswijze over de gevolgen van warmtepompen (zie voorgaande zienswijze in dit Hoofdstuk XII).

3.12.14. Zienswijze 89.

Zienswijze	Gevolgen voor beschermde klanten
Belanghebbende(n)	Groen

Reactie belanghebbende(n)

Volgens Groen is er geen duidelijkheid over een sociaal tarief voor kwetsbare afnemers.

⁷³ Bron: ODE Vlaanderen

Reactie VREG

Het sociaal tarief (in wetgeving ook de sociale maximumprijs genoemd) voor elektriciteit (of aardgas) voor personen of gezinnen die behoren tot bepaalde categorieën wordt tweemaal jaarlijks berekend door de CREG, op basis van de laagste prijzen op de leveranciersmarkt⁷⁴. Het sociaal tarief is bij alle energieleveranciers en distributienetbeheerders hetzelfde en biedt, op het moment van de bepaling, het laagste commerciële tarief dat er is op de leveranciersmarkt elektriciteit en aardgas. De VREG is niet bevoegd voor de sociale maximumprijzen.

3.12.15. Zienswijze 90.

Zienswijze	Gevolgen voor huurders
Belanghebbende(n)	Vlaams ABVV FEBEG Volta Vlaamse Ombudsdienst Groen

Reactie belanghebbende(n)

Volgens het Vlaams ABVV zal voor bijzondere klantengroepen, zoals huurders, het te complex zijn om een aanpassing aan het aangesloten vermogen te bekomen.

Volgens FEBEG stelt er zich voor de huurders eveneens een probleem. Ofwel heeft de huurder zelf niet de mogelijkheid om de capaciteit te laten aanpassen (de beslissing ligt bij de eigenaar) ofwel wordt de verhuurder/volgende huurder geconfronteerd met de keuze die de vorige huurder gemaakt heeft waaruit ofwel een zeer beperkte capaciteit of hoge kosten uit voortvloeien.

Voor Samenlevingsopbouw roept de invoering van het capaciteitstarief veel vragen op voor huurders:

- Hoe kan een huurder van aansluitingsvermogen veranderen? Dit wordt aangestipt in het document als aandachtspunt, maar er wordt geen oplossing naar voren geschoven.
- Bij kortlopende huurcontracten is de kost van het veranderen van aansluitingsvermogen te groot om op de termijn van het huurcontract terug te verdienen. Men moet dan kiezen tussen de pest en de cholera: veel betalen voor een overgedimensioneerde aansluiting of de kost dragen om dit aansluitingsvermogen te verlagen.

Volgens de Vlaamse Ombudsdienst stelt de nota het volgende: "Huurders beschikken (op vandaag) niet over de mogelijkheid om hun aansluitingscapaciteit aan te passen. Dit recht is immers enkel gegeven aan eigenaars. Als een huurder bijgevolg zijn aansluitingscapaciteit wil aanpassen, kan dit voor moeilijkheden zorgen indien de eigenaar niet dezelfde mening is toegedaan." Op de infosessie van 23 september 2016 werd op vraag van de Vlaamse Ombudsdienst aangegeven dat ook huurders een aanpassing van aansluitingsvermogen kunnen vragen, juridisch was er daar geen belet, en als een vraag van een huurder zou komen, dan zou men dit toestaan. Wat huurwoningen betreft, blijkt dit in de praktijk ook maar haalbaar indien die woningen beschikken over slimme meters zodat een aanpassing eenvoudig kan verlopen.

⁷⁴ Op basis van de bepalingen die opgenomen zijn in de ministeriële besluiten van 30 maart 2007.

Volgens Groen beschikken huurders niet over de mogelijkheid om hun aansluitingscapaciteit aan te passen.

Reactie VREG

Aangaande de effecten voor huurders stelt de VREG dat de impact voor deze categorie beperkter zal blijven dan eerst gedacht. Volgens het Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit mogen immers de netgebruikers (= ook huurders) een aanpassing van hun capaciteit aanvragen, deze mogelijkheid is niet beperkt tot de eigenaar van de woning.

Analoog aan het systeem van energieprestatiecertificaten (graad energieverbruik) zullen verhuurders bovendien worden aangemoedigd om de aansluitingscapaciteit optimaal te dimensioneren. Indien de verhuurder zijn capaciteit optimaal dimensioneert (meest optimale benutting) zal deze sneller huurders vinden voor zijn woning (meest optimale distributiekost).

Kortlopende huurcontracten (< 1 jaar) zijn volgens de VREG minder courant, waardoor de effecten van een capaciteitsgebonden tariefstructuur voor deze groep beperkt zal blijven. Gemiddeld hebben huurcontracten een looptijd van 1, 3, 6 of 9 jaar (met automatische verlenging) waardoor de investering voor het mogelijk verlagen van de capaciteit (indien nodig) voldoende zal zijn om zichzelf terug te verdienen.

3.12.16. Zienswijze 91.

Zienswijze	Gevolgen voor liften/ appartementsbewoners
Belanghebbende(n)	FEBEG Samenlevingsopbouw Volta Unizo Groen

Reactie belanghebbende(n)

FEBEG verwijst naar de impact op de aanrekening aan appartementsgebouwen waarbij de lift redelijk veel capaciteit onttrekt en de afnemers dus in het hogere schijf vallen voor deze bijkomende aansluiting. Voor appartementsgebouwen met een aparte aansluiting voor de gemeenschappelijke delen (al dan niet met lift), maar met een beperkt aantal appartementen zal dit een hoge bijkomende kost betekenen per appartement.

Samenlevingsopbouw deelt de zorg voor appartementsbewoners, vooral bij de aanwezigheid van een lift in het gebouw.

Volgens Volta worden alle toepassingen met een hoog vermogen en een lage gebruiksduur duurder. Volta denkt hierbij aan liften en persluchtcompressoren.

Unizo vreest eveneens dat appartementsbewoners negatieve gevolgen zullen ondervinden van een nieuwe tariefstructuur. Hetzelfde geldt immers ook voor kleinere kantoren en handelszaken met één of meerdere liften.

Groen meldt dat de impact voor bewoners van appartementsgebouwen met een lift hoog kan zijn, terwijl hier geen mogelijkheid is om de kost te verlagen.

Reactie VREG

Zoals we zelf in onze consultatie aangaven, zijn we op de hoogte van het effect voor liften, en meer bepaald appartementsbewoners met een lift. De flankerende maatregelen die al worden geopperd voor de effecten inzake rationeel energiegebruik, lage verbruikers, hernieuwbare energie etc. kunnen ook een neutraliserend effect hebben voor bewoners van appartementen.

3.12.17. Zienswijze 92.

Zienswijze	Gevolgen voor verhuurders (leegstand)
Belanghebbende(n)	Volta Unizo

Reactie belanghebbende(n)

Volta uit zijn bezorgdheid voor woningen die leeg staan tot er een nieuwe huurder komt. Deze kosten kunnen dan hoog oplopen.

Volgens Unizo maakt de nieuwe tariefstructuur een enorm verschil voor panden met leegstand. Unizo vraagt hiertoe of het mogelijk is een uitzondering in te voeren voor leegstand.

Reactie VREG

De capaciteit voor deze woningen blijft beschikbaar, ongeacht of deze verhuurd wordt of niet. Indien deze woning niet verhuurd wordt, dalen de kosten voor de netbeheerders beperkt (op het gebied van de gelijktijdigheid). Met inachtnaam van het principe van de kostenreflectiviteit moet leegstand bijgevolg ook kostenreflectief worden gefactureerd.

Bovendien heeft de verhuurder de mogelijkheid om de aansluiting af te sluiten van het net. Hierdoor betaalt deze geen energiefactuur meer (en bijv. ook geen Vlaamse energieheffing etc.). De kosten en baten hiervan moet door elke verhuurder apart worden bekeken.

We onderzoeken de mogelijkheden om flankerende maatregelen te voorzien, gekoppeld aan gelijkaardige vraagstelling inzake kleine verbruikers.

3.12.18. Zienswijze 93.

Zienswijze	Gevolgen voor scholen
Belanghebbende(n)	Katholiek Onderwijs Vlaanderen

Reactie belanghebbende(n)

Het Katholiek Onderwijs Vlaanderen heeft er alle begrip voor dat een aanpassing van de tariefstructuur zich opdringt, gegeven de huidige evoluties in het energielandschap. De organisatie vraagt daarbij de aandacht voor de specifieke situatie van het onderwijs in Vlaanderen. In deze nota

wordt een concreet voorstel gedaan om voor scholen een correctiefactor toe te voegen in de berekening die de specificiteit van het onderwijs erkent. De financiële slagkracht van de besturen is beperkt. Vlaamse katholieke scholen moeten overleven op werkingstoelagen en investeringssubsidies die ze ontvangen van het Departement Onderwijs. Al verschillende jaren worden die werkingstoelagen beperkt of niet geïndexeerd. Kort geleden besliste de Vlaamse Regering zelfs om ze te verminderen. Tegenover die afkalvende werkingstoelagen staan stijgende kosten. Aan de andere kant leiden striktere normen waaraan schoolgebouwen moeten voldoen (ventilatie, luchtkwaliteit, ...) en het toenemend gebruik van technologie, elektronica en machines in het onderwijsproces (computerinfrastructuur, elektronische schoolborden, uitrusting voor technische vakken, ...) tot een stijging van de investeringskost in schoolinfrastructuur en van het elektriciteitsverbruik.

Vestigingsplaatsen van katholieke scholen zijn in meerdere klantengroepen te vinden. Sommige kleine vestigingsplaatsen maken deel uit van de niet-piekgemeten klantengroepen en zullen qua verbruik te vergelijken zijn met gezinnen, kleine zelfstandigen of kleine KMO's. Tegelijkertijd zijn er ook vestigingsplaatsen die over een eigen hoogspanningscabine beschikken en tot de piekgemeten klantengroepen behoren, vergelijkbaar met een grote KMO. Vertrekkend van de simulaties die het Katholiek Onderwijs Vlaanderen gevonden heeft op de webpagina <http://www.VREG.be/nl/document/cons-2016-05> kunnen de organisatie niet eenduidig afleiden wat het voorliggende voorstel concreet betekent voor de scholen van het katholiek onderwijs in Vlaanderen. We moeten er nochtans van uitgaan dat een tarief dat gebaseerd is op geïnstalleerde vermogen en niet op effectief verbruik, gemiddeld leidt tot een extra kost voor de besturen. De activiteiten van scholen zijn immers beperkt tot schooluren en schoolperiodes. Het Katholiek Onderwijs Vlaanderen heeft slechts een beperkt gebruik (en verbruik) in de gebouwen tijdens schoolvakanties, in weekends en buiten de normale schooluren. Daarom is de verhouding tussen verbruik (de huidige maatstaf voor de netgebonden kost) en geïnstalleerde capaciteit helemaal anders voor een school dan voor instellingen en ondernemingen die hun verbruik over een groter aantal uren kunnen spreiden.

Door gebrek aan middelen bij de overheid wordt er onvoldoende geïnvesteerd in de schoolinfrastructuur. Veel scholen moeten gebruik maken van oude gebouwen en verouderde installaties die onvoldoende energiezuinig zijn. Wanneer besturen intekenen op de oproep van de overheid om te investeren in hernieuwbare energie, kunnen de scholen daar zelf maar in beperkte mate van profiteren: in de maanden juli en augustus zijn de scholen immers gesloten en moet men de opgewekte energie integraal injecteren in het publieke net.

We nemen aan dat de Vlaamse regering de extra kost van een nieuwe doorrekeningsmethode van de distributiekosten niet zal compenseren door hogere werkingstoelagen. Om het effect van die nieuwe aanrekeningsmethode voor de scholen te milderen, durft het Katholiek Onderwijs Vlaanderen daarom voorstellen om mee na te denken over een correctiefactor op de berekende distributienetkost die rekening houdt met het intermitterend gebruik van de gebouwen: distributiekost school x correctiefactor. Per jaar heeft het Katholiek Onderwijs Vlaanderen gemiddeld "maar" 178 schooldagen. Vier dagen op vijf wordt het gebouw als schoolgebouw gebruikt van 8 uur 's morgens tot 17 uur, t.t.z. 9 uur per dag. Op woensdag is het gebouw in gebruik van 8 uur tot 13 uur of 5 uur per dag. Dat kan de basis zijn voor het bepalen van zo'n correctiefactor.

Reactie VREG

Met betrekking tot een eventuele differentiatie binnen de tariefstructuur ziet de VREG op het eerste zicht geen mogelijkheid om te differentiëren tussen bedrijfsactiviteiten zonder hierbij discriminerend te zijn.

De belanghebbende gaat er automatisch van uit dat men meer zal moeten betalen onder het capaciteitstarief, maar dit kan niet algemeen gesteld worden. De netkosten zijn immers afhankelijk van de benutting van het net, dewelke afhangt van zowel de afname als de capaciteit van de aansluiting (en bijgevolg niet enkel van de capaciteit zoals de belanghebbende onterecht insinueert).

3.12.19. Zienswijze 94.

Zienswijze	Erosie van de financieringsbasis
Belanghebbende(n)	Zonstraal COGEN Vlaanderen Groen

Reactie belanghebbende(n)

Zonstraal maakt de opmerking dat het aanpassen van de tariefstructuur ertoe zal leiden dat de netgebruiker zijn gedrag (aansluitvermogen in dit geval) gaat aanpassen waardoor er opnieuw minder inkomsten voor de netbeheerder te verwachten zijn waardoor de tarieven voor zij die zich niet kunnen aanpassen opnieuw verder zullen stijgen.

Volgens COGEN Vlaanderen wordt verondersteld dat de tarieven een prikkel zullen vormen voor het efficiënt gebruik van het net, en het studiewerk van Eandis verwacht dat de aansluitvermogens zullen afnemen. Bijgevolg kan hetzelfde probleem – afnemende facturatiebasis – opnieuw plaatsvinden wanneer overgeschakeld wordt op een capaciteitstarief. Hier wordt niet op ingegaan in het huidige voorstel. Het is voor COGEN Vlaanderen niet onwaarschijnlijk dat na het invoeren van een capaciteitstarief de gemiddelde aansluitcapaciteit wel zal dalen (extremere pieken worden misschien vermeden), maar dat de gemiddelde vraag tijdens de piekperiode heel wat minder zal afnemen of zelfs zal stijgen. In dat geval zal de facturatiebasis dalen, maar zullen de totale netkosten zelf gelijk blijven of stijgen. De netbeheerders geven overigens zelf aan een (sterke) daling van de aansluitingscapaciteit te verwachten. Het is niet duidelijk of deze is meegenomen bij het vaststellen van de voorliggende tariefvoorstellen. Indien niet kunnen we volgens COGEN Vlaanderen ons mogelijk verwachten aan een sterke tariefstijging voor de verschillende categorieën. Indien wel dringt de vraag zich op wat het effect zou zijn van een beperktere daling van de gemiddelde aansluitingscapaciteiten, hetgeen gezien de relatief sterke daling die vooropgesteld wordt niet onwaarschijnlijk is.

Volgens Groen geeft Eandis toe dat indien veel mensen hun aansluitingsvermogen zouden verlagen er dan wellicht opnieuw een tariefverhoging zou moeten komen, aangezien er dan minder inkomsten zouden gegenereerd worden. Nochtans is de stelling in de nota juist dat een verlaging van de aansluitingen de kosten voor het netbeheer zou moeten drukken, zodat lagere tarieven mogelijk zouden zijn. Twee tegengestelde redeneringen die vraagtekens doen rijzen en ook de verwachting voor stabielere nettarieven op de helling plaatsen.

Reactie VREG

Onder een capaciteitsstarief verwacht de VREG dat een aantal afnemers zijn capaciteit zal verlagen teneinde een optimalere benutting van de capaciteit te bekomen, en aldus een lager tarief voor de netgebonden distributiekosten te betalen. Als dit effect te grote proporties aanneemt, kan dit inderdaad erosie van de financieringsbasis tot gevolg hebben. We zijn er echter van overtuigd dat niet elke afnemer zijn capaciteit zal kunnen verlagen, gezien gezinnen een bepaald comfort willen aanhouden. Capaciteitsverlaging zal voornamelijk plaats vinden bij afnemers waar er een te hoge capaciteit voorhanden ligt die niet (of inefficiënt) wordt gebruikt, wat we ook willen stimuleren. In welke mate dit effect een erosie van de financieringsbasis kan betekenen, zullen we verder onderzoeken.

3.12.20. Zienswijze 95.

Zienswijze	Afschaffing dag/nachttarief onterecht
Belanghebbende(n)	Agoria COGEN Vlaanderen FEBEG Volta Zero Emission Solutions

Reactie belanghebbende(n)

Het dag- en nachttarief wordt afgeschaft. Volgens Agoria is het juist dat het huidige dag- en nachttarief niet meer aangepast is aan de huidige situatie. Dit betekent echter niet dat elke tijdsdimensie uit de tarifiering van het net moet verdwijnen gezien een juiste aanrekening van piekkosten belangrijk is om de doelstelling van een optimale benutting van de capaciteit te realiseren.

COGEN Vlaanderen betwijfelt dat de globale piekbelasting van de distributienetten even sterk zal verlagen als de gemiddelde aansluitcapaciteit. Zeker wanneer men het dag-/nachttarief afschaft kan de avondpiek enkel toenemen. Als onderbouwing wordt verwezen naar het feit dat bij de aansluitingen met enkelvoudige meter een vlakker profiel wordt waargenomen. Volgens COGEN Vlaanderen kan hieruit echter niet besloten worden dat afschaffen van het dubbel tarief leidt tot een verminderde avondpiek. Dit zou immers betekenen dat de dubbele teller op vandaag een *incentive* is om tijdens de avondpiek te verbruiken. De groep van gebruikers met enkele teller is wellicht sterk verschillend van die met een dubbele teller (kleinere afname, minder verbruiken die uitstelbaar zijn ...). Evoluties kunnen bijgevolg niet zomaar geëxtrapoléerd worden, en nog minder kan men verwachten dat een afvlakking bij de enkele teller overgenomen wordt door het afschaffen van de dubbele teller. Integendeel: de tekst geeft zelf aan dat het nachttarief een nachtpiek induceert. Een belangrijk deel van deze uitgestelde verbruiken zullen bij de avondpiek gevoegd worden indien het nachttarief afgeschaft wordt. De avondpiek zal dus misschien ook wel wat verbreden, maar in ieder geval zal ze hoger worden. Dat men de nachtpiek wil laten verdwijnen lijkt dan ook in te gaan tegen de exacte bedoeling van dit voorstel, gezien de piek lager is dan de avondpiek. Indien men veronderstelt dat de netkosten bepaald worden door de maximale piek, heeft de lagere nachtpiek immers geen impact op de netkosten. De verhoging van de avondpiek heeft wel een impact. Onder het huidige voorstel zal de totale netkost bijgevolg toenemen, in tegenstelling tot wat elders in de tekst wordt aangegeven.

Het draagvlak voor de afschaffing van het dag-nacht tarief is volgens FEBEG klein bij de consument: de tweevoudige meters werden “verkoch” onder het mom van besparingen als de consument zijn verbruik verplaatst. Dus afnemers hebben op basis hiervan hun investeringsbeslissing gemaakt maar worden geconfronteerd dat ondanks verplaatsing van hun verbruik ze het dagtarief zullen moeten betalen. Ook voor de leverancier heeft dit gevolgen. Het voorstel tot afschaffing van het dag-nacht tarief, en meer bepaald de analyse over de impact op de avondpieken van deze afschaffing, lijkt FEBEG daarenboven onvoldoende onderbouwd. FEBEG pleit ervoor dat het dag/nachttarief bij klassieke meters behouden blijft. FEBEG vraagt dat bij tweevoudige meters de meetgegevens samen met de verbruiken voor zowel dag en nacht en de sturing van deze signalen door de DNB behouden blijven. Enerzijds moet de klant nog steeds in de mogelijkheid zijn om de gegevens op zijn meter te kunnen controleren met de gegevens die op de factuur vermeld staan. Anderzijds moet de leverancier nog steeds de mogelijkheid gegeven worden om dag- en nachttarief aan te bieden indien deze dit wenst te doen.

Volgens Volta zal door de afschaffing van het nachttarief een belangrijk deel van het uitgesteld verbruik naar de avondpiek verschuiven. Dit is de piek waarop het elektriciteitsnet moet gedimensioneerd worden. Als die piek hoger wordt, zullen de netkosten toenemen.

Volgens Mr Marc Bruneel dient er bij de afschaffing van het dag/ nachttarief rekening gehouden te worden met het terugdraaiende teller principe waarbij dit afschaffen op een willekeurig moment zou gebeuren dit nadelig uitkomt voor de prosumant, identiek als het wijzigen van leverancier tussen 2 jaarlijkse opnames in.

Zero Emission Solutions maakt de opmerking dat in het commodity gedeelte van het elektriciteitstarief het verschil tussen dag- en nachttarief (piek/offpiektarief) al fel gekrompen is. Het afschaffen van het nachttarief in de DNB-tarieven, wat binnen dit capaciteitstarief wordt voorgesteld, maakt dat particuliere afnemers geen enkele incentive meer zullen hebben om op winterse werkdagen bepaalde verbruikers (wasmachine, droogkast, afwasmachine,...) pas om 22 u in te schakelen. Wellicht zal een groot deel van die klassieke laatavondpiek, zijnde ± 500 MW extra vraag, dan verschuiven naar ± 18 u, een zéér cruciaal en heikel moment in de bevoorradingszekerheid. Zoals eerder gesteld zal een groter aandeel vaste kost in de tarieven leiden tot energie-inefficiëntie en dus tot meer consumptie. Beide elementen samen zullen de bevoorradingszekerheid meer in het gedrang brengen. Feit is in ieder geval dat de VREG bovenstaande elementen blijkbaar niet heeft onderzocht. Het verdient aanbeveling om hierrond grondig onderzoek te laten uitvoeren.

Reactie VREG

Het dag- en nachtnettarief wordt in het voorstel van de VREG afgeschaft. De reden hiervoor is dat elk time of use blok (waarvan een dag/nachttarief deel van uitmaakt) lokale en synchrone pieken veroorzaken. Zo ontstaat er bijvoorbeeld een ‘nachtpiek’ op het moment dat er in een bepaald netgebied wordt overgeschakeld van het dagtarief naar het nachttarief. De VREG wenst deze effecten zo veel mogelijk te vermijden, en daarbij ook de gelijktijdige piek af te zwakken.

Data van de netbeheerders tonen aan dat aansluitingen met een enkelvoudige meter minder bijdragen aan de synchrone avondpiek (17h-20h) dan aansluitingen met een tweevoudige meter. Hieruit kan men dus besluiten dat de afschaffing van het dag/nachttarief de synchrone avondpiek meer zou verspreiden, waardoor het net vervolgens optimaler kan worden benut.

De VREG erkent echter dat deze correlatie onlogisch lijkt en zal hiervoor bijkomend onderzoek doen.

De opmerking van de heer Bruneel over de gevolgen van prosumenten lijkt ons onterecht. De meeste prosumenten met een terugdraaiende teller doen een groter voordeel met een enkelvoudige teller dan met een tweevoudige teller.

De opmerkingen van ZES over de bevoorradingszekerheid hebben volgens ons betrekking op federale bevoegdheden (interconnectiecapaciteit, groothandelsmarkt, netevenwicht). In zoverre de aanpassing van de tariefstructuur ook effecten heeft op het federale niveau zullen deze besproken worden met onze federale collega's en met de transmissienetbeheerder.

3.12.21. Zienswijze 96.

Zienswijze	Aandachtspunt: afschaffing dag/nachttarief is terecht
Belanghebbende(n)	Zonstraal

Reactie belanghebbende(n)

Volgens Zonstraal is het afschaffen van het piek/dal tarief voor de distributiekosten terecht.

Reactie VREG

De VREG treedt de zienswijze van Zonstraal a priori bij, maar merkt op dat dit niet overeenstemt met de zienswijze van andere stakeholders. Hiervoor zal bijkomend onderzoek worden gedaan.

3.12.22. Zienswijze 97.

Zienswijze	Aandachtspunt: overdimensionering aansluitingscapaciteit
Belanghebbende(n)	Ecopower

Reactie belanghebbende(n)

Volgens Ecopower zijn veel aansluitingen overgedimensioneerd. Maar volgens hen hebben de klanten er geen zicht op hoe groot hun piekafname is en met welke maximale capaciteit ze zouden kunnen toekomen. Daarvoor moeten de klanten eerst toegang hebben tot een slimme metering. Bovendien zal de verandering van het aansluitvermogen een maatschappelijke kost van ongeveer 250 euro/klant met zich meebrengen (waarvan nog onduidelijk is hoe deze verdeeld zal worden tussen de gebruikers en de DNB) en wordt er ook al jaren gesproken over de invoering van een slimme meter. Waarom zou een huishouden nu de kost doen om een lager aansluitvermogen te krijgen, als de kans bestaat dat ze een aantal jaar later moet/kan overschakelen op een slimme meter? In die omstandigheden zullen weinig huishoudens geneigd zijn hun aansluiting te veranderen en zal het capaciteitstarief, na de invoering/verhoging van de bijdrage voor het energiefonds, beschouwd worden als een nieuwe vlaktaks. Dit zal zeer veel weerstand oproepen bij de bevolking. Ecopower verwacht zich als leverancier aan vele lastige vragen van klanten. Ook vanuit een maatschappelijke kostenbaten afweging is een aanpak in twee fasen (capaciteitstarief zonder slimme meter en daarna met slimme meter) niet te verantwoorden.

Reactie VREG

De klant zal voordeel halen om zijn aansluitvermogen zo laag mogelijk te houden omdat deze dan financieel geprikkeld zal worden. Een lagere aansluitcapaciteit vertaalt zich in efficiënter netgebruik, en vervolgens ook in een lager nettatarief.

De stelling dat het verhogen van de elektrificatie het verlagen van de capaciteit zal tegenwerken is volgens de VREG niet helemaal juist. De evolutie naar meer elektrificatie is immers een geleidelijk proces en verandert niet ineens de capaciteitsbehoefte. Deze evolutie moet men bijgevolg op veel langere termijn zien. Zo verwachten we bijvoorbeeld niet dat iemand op gasverwarming meteen zal overschakelen op elektrische mogelijkheden, of dat een kookplaat op gas ook meteen zal worden vervangen door een kookplaat op elektriciteit.

Hoe meer men het net optimaal gebruikt, ook tijdens het proces van elektrificatie, hoe beter de kosten van het net kunnen worden geoptimaliseerd.

Voor meer informatie over overdimensionering en wijzigen van het aansluitingsvermogen verwijzen we ook naar Hoofdstuk VI van dit consultatieverslag.

3.12.23. Zienswijze 98.

Zienswijze	Nieuwe structuur moet kostenneutraal zijn
Belanghebbende(n)	Volta Unizo Test-Aankoop vzw Groen

Reactie belanghebbende(n)

Voor Volta zou over alle gebruikers bekeken de herziening van de tariefstructuur een neutrale operatie moeten zijn, d.w.z. het geheel van elektriciteitsafnemers zou evenveel moeten betalen als nu, maar er zullen wel verschuivingen zijn. Voor Volta is het belangrijk dat de operatie voor elke groep gebruikers afzonderlijk neutraal blijft. De groepen van de particulieren en de KMO's mogen geen hogere factuur krijgen ten voordele van de grote bedrijven. De tarieven moeten een afspiegeling zijn van de werkelijk gemaakte kosten (§ 2.1.1.1). Die hangen af van het aansluitvermogen maar ook van de gelijktijdigheid. Die wordt niet meegenomen in de tariefstructuur, maar Volta vermoedt omwille van de eenvoud. Daardoor is het echter niet duidelijk of de nieuwe tariefstructuur een betere afspiegeling is van de werkelijke kosten dan de bestaande.

Volgens Unizo is het risico reëel dat na verloop van tijd vastgesteld wordt dat het geheel van KMO's en gezinnen nadien toch (iets) meer betaalt. Netbeheerders zullen (bij de verdere concrete uitwerking) sowieso een reserve inbouwen om te garanderen dat zij zeker niet "verliezen". Als nadien blijkt dat velen toch meer moeten betalen zal men vanuit overheid/netbeheerders argumenteren "ja, maar die klanten passen zich niet aan en zitten met een overgedimensioneerde aansluiting".

Test-Aankoop maakt zich zorgen dat iedereen meer gaat betalen onder de nieuwe tariefstructuur. Volgens hen zouden grote verbruikers voordeliger af zijn t.o.v. de huidige situatie, terwijl kleine verbruikers het hardst worden getroffen in de nieuwe tariefstructuur. Dit zijn dezelfde categorieën

van consumenten die in 2016 al disproportioneel sterk werden getroffen door de verhoogde bijdrage Energiefonds. Ook appartementsbewoners, met meerdere afnamepunten (een eigen aansluiting en een aansluiting voor de gemeenschappelijke delen), worden opnieuw dubbel getroffen. Dit op een moment dat de elektriciteitsfactuur ondertussen ongeziene proporties aanneemt en het aandeel van de energiecomponent zelf nog nooit zo klein was. In haar tweede kwartaalverslag van 2016 berekende het Prijzenobservatorium dat de inflatie in België steeg met 1,6%, terwijl ze in de buurlanden (Duitsland, Frankrijk en Nederland) op 0,0% bleef steken. Dit bleek vooral te wijten aan de gestegen consumptieprijs voor elektriciteit (+40,6% in het tweede kwartaal), als gevolg van het optrekken van het Btw-tarief en de stijging van heffingen en nettarieven. De inflatie voor elektriciteit bleek aanzienlijk hoger dan in de buurlanden. Dit terwijl de eigenlijke energiecomponent een negatieve inflatie van -3,4% liet optekenen... De totaalafactuur steeg door de verschillende maatregelen tot €1.022 (+ €286) in Vlaanderen.

Tabel 7. Samenvattende tabel van het procentueel marktaandeel in Vlaanderen

Vermogen sschijf	nulverbr uiker	nulverbr uiker zon	600 kWh	600 kWh prosumant	1900 kWh	1600/190 0 kWh	3500 kWh	3600/390 0 kWh	3600/3900/1 2500 kWh	TOTAAL
X1	0,01	0	0,05	0	0,03	0,03	0,01	0,01	0,15	0,29
X2	0,06	0,01	1,14	0,1	1,89	1,46	0,08	0,18	0,01	4,93
X3	0,32	0,03	3,25	0,28	7,06	8,93	3,67	2,34	0,16	26,04
X4	0,2	0,02	1,78	0,15	4,32	7,71	0,56	2,8	0,25	17,79
X5	0,26	0,02	1,16	0,1	2,32	4,92	1,27	3,14	0,76	13,95
X6	0,1	0,01	0,67	0,06	1,42	3,2	0,33	2,38	1,16	9,33
X7	0,02	0	0,13	0,01	0,2	0,46	0,04	0,61	1,01	2,48
Ongekend	0,28	0,02	2,42	0,21	5,19	9,98	1,15	3,92	2,01	25,18
TOTAAL	1,25	0,11	10,6	0,91	22,43	36,69	7,11	15,38	5,51	100

Tabel 8: Samenvattende tabel van het nominaal verschil (EUR/jaar) van de distributiekosten in de huidige versus de nieuwe tariefstructuur

Vermogen sschijf	nulverbr uiker	nulverbr uiker zon	600 kWh	600 kWh prosumant	1900 kWh	1600/190 0 kWh	3500 kWh	3600/390 0 kWh	3600/3900/1 2500 kWh
X1	28,97	-112,82	-10,82	-113,49	-50,63	-139,68	-186,45	-338,15	-403,33
X2	72,37	-69,42	32,58	-70,09	-7,23	-96,28	-143,05	-294,75	-359,92
X3	145,43	3,64	105,63	2,97	65,83	-23,22	-69,99	-221,69	-286,87
X4	207,02	65,23	167,22	64,56	127,42	38,37	-8,4	-160,1	-225,28
X5	281,07	139,28	241,27	138,6	201,46	112,42	65,65	-86,06	-151,23
X6	416,45	274,66	376,65	273,98	336,84	247,79	201,02	49,32	-15,85
X7	721,06	579,27	681,26	578,59	641,45	552,41	505,64	353,92	288,76

Volgens Groen wordt het argument voor een betere verdeling van de kosten vooral gehanteerd m.b.t. de prosumanten, waarbij de doelstelling is dat ook zij bijdragen in de kosten van het net. Sinds juli 2015 dragen zij nochtans al bij aan deze kosten via de invoering van het prosumententarief. Het prosumententarief zou echter juridisch wankel zijn. Bovendien geeft het geen prikkel aan een prosumant om zoveel mogelijk het elektriciteitsverbruik te verplaatsen naar het moment van zelfproductie (gelijktijdige afname van het net), zodat de netbelasting lager wordt. De oplossing hiervoor is echter niet de invoering van het capaciteitstarief voor iedereen, maar het invoeren van de slimme of bidirectionele meter voor prosumanten, waardoor ook zij een distributienettarief (eventueel met een korting) betalen op basis van de bruto-afname. Van een betere verdeling van de kosten kan trouwens moeilijk sprake zijn, aangezien het nog maar eens vooral de kleinere verbruikers, waaronder alleenstaanden, en huurders zijn die hun factuur zullen zien stijgen.

Bovendien is er nog onzekerheid over de impact op de verdeling van de kosten tussen bedrijven (middenspanningsnet) en gezinnen (laagspanningsnet).

In de consultatienota wordt gesteld dat er bij de invoering van het capaciteitstarief niet zou worden geraakt aan de verdeling van de kosten tussen de verschillende spanningsniveaus. Deze verdeling wordt bepaald in het kader van de tariefmethodologie. Er wordt echter aan toegevoegd dat indien de nieuwe tariefstructuur in werking treedt op basis van de vermogens, de verdeelsleutels voor het toerekenen van de kosten aan de verschillende spanningsniveaus zouden worden aangepast van de hoeveelheid actieve energie (kWh) naar de hoeveelheid aansluitingcapaciteiten (kVA) en onderschreven vermogens (kW). Volgens de netbeheerders zou deze omschakeling van de verdeelsleutel slechts een beperkte impact hebben op de gesimuleerde tarieven. Dit is echter een voorlopige inschatting op basis van de eerste berekeningen van de netbeheerders, maar het wordt in het VREG-rapport niet verder gestaafd met cijfers. Er kan verwacht worden dat deze "beperkte impact" in het nadeel zal spelen van huishoudens omdat wellicht een groter aandeel van de kosten zal aangerekend worden aan het laagspanningsnet. Het is dus in ieder geval belangrijk om dit verder uit te klaren.

Volgens Groen vermeldt de consultatienota dat de invoering van het capaciteitstarief de toekomstige netkosten (en dus de nettarieven) moet verlagen of meer beheersbaar maken, omdat eventuele netverzwaring op die manier vermeden zouden kunnen worden. Deze stelling wordt echter op geen enkele manier onderbouwd. Er wordt wel verwezen naar een (niet gepubliceerde) Eandis-studie, maar het is helemaal niet duidelijk vanaf wanneer en waar netverzwaring eventueel noodzakelijk zou zijn en hoe deze netverzwaring het best kan vermeden worden of bij welke gebruikers de maximale gevraagde capaciteit best beperkt kan worden. Bij de invoering in Nederland van het capaciteitstarief (in 2009) werden daarentegen berekeningen gemaakt door UC Partners over de minderkosten dat de invoering van een capaciteitstarief in combinatie met de invoering van slimme meters en het leveranciersmodel met zich zou meebrengen. In die studie werden de kostenbesparingen echter vooral gerealiseerd door een daling van de administratieve kosten per klant per jaar, wat natuurlijk een heel ander verhaal is. Bovendien is in het kader van het netbeheer vooral het aspect van synchroniteit of gelijktijdigheid van de verschillende gebruikers cruciaal. Maar net dit aspect wordt voorlopig nog buiten beschouwing gelaten. Hoewel er globaal pieken optreden in het gebruik (bijvoorbeeld de avondpiek), gebruikt nooit iedereen tegelijkertijd de beschikbare capaciteit. Hiermee wordt rekening gehouden bij het dimensioneren van de netten. Waar de aansluitkabel zelf uiteraard het volledige vermogen moet kunnen voorzien, kunnen (en worden) componenten die honderden aansluitingen belevaren (bijvoorbeeld middenspanningstransformatoren) gedimensioneerd op enkele tienden van de som van alle vermogens. Dit heeft een aantal implicaties, die nu onvoldoende behandeld worden in de nota. Het is immers niet onwaarschijnlijk dat, hoewel de gemiddelde aansluitingscapaciteit zou kunnen dalen, de gevraagde capaciteit tijdens de piekmomenten niet even sterk zal dalen of zelfs zal toenemen. De totale capaciteit die de netbeheerders dan moeten voorzien zou dan stijgen in plaats van dalen. De consultatienota stelt dat na de invoering van een capaciteitstarief de netgebruiker meer aandacht zal moeten schenken aan het gelijktijdig gebruik van elektrische toestellen of zijn maximale capaciteitsbehoefte zal moeten beperken als hij zijn netkosten wil beperken. "Pas als de netgebruiker zelf de juiste prikkel krijgt en hierop kan inspelen, zal ook de netbeheerder zijn netten optimaal kunnen dimensioneren." Aangezien een aanpassing van het aansluitings- of contractueel vermogen echter nog niet op afstand kan, kan de netgebruiker momenteel weinig effectief op de prikkel reageren. Eandis geeft zelf aan dat het niet de bedoeling is dat de grote groep van huishoudens met een standaardaansluiting hun aansluiting zouden verlagen en dat de huidige standaardaansluiting ook naar de toekomst toe een goede waarde is. Nochtans komt de factuurstijging (en dus de eventuele gedragsprikkel voor een

efficiënter individueel netgebruik) vooral bij deze groep terecht, zonder dat ze dus hun netgebruik zullen kunnen aanpassen.

Bovendien speelt in een flexibel energiesysteem vooral ook het moment waarop energie gebruikt of geïnjecteerd wordt een belangrijke rol. Het lijkt dan ook minstens essentieel om een eventuele invoering van een capaciteitstarief in samenhang te bekijken met de eventuele invoering van slimme meters.

Reactie VREG

De stelling dat er een algemene tariefverhoging wordt doorgevoerd is onterecht. Er vindt enkel een wijziging van de structuur van de tarieven plaats, een verhoging van de globale tarieven (toegelaten inkomen) is niet aan de orde. De simulaties zijn enkel richtinggevend en gebaseerd op het behoud van de totale netkost.

De VREG verwacht bovendien dat er op lange termijn minder snel netversterkingen moeten worden uitgevoerd gezien het net efficiënter zal worden benut. Kosten (nieuwe investeringen) worden bijgevolg vermeden.

De VREG bevestigt de stelling van Volta dat voor alle gebruikers samen bekeken de herziening van de tariefstructuur een neutrale operatie zal zijn, d.w.z. dat het geheel van elektriciteitsafnemers evenveel zal moeten betalen als onder de huidige tariefstructuur, maar er zullen wel verschuivingen zijn.

De VREG verwijst verder naar de presentatie die door de netbeheerders werd gegeven in het kader van het capaciteitstarief.⁷⁵

3.12.24. Zienswijze 99.

Zienswijze	Aandachtspunt: KMO's
Belanghebbende(n)	Unizo

Reactie belanghebbende(n)

Ondernemers met enkele machines op laagspanning die slechts sporadisch gebruikt worden: ook relatief veel aansluitingsvermogen voor relatief weinig verbruik.

Reactie VREG

De distributienettarieven weerspiegelen voor de distributienetgebruiker op redelijke wijze de kosten van het distributienet. Indien een ondernemer kiest voor een aansluiting die zwaar genoeg is om een aantal machines op te laten draaien, moet de netbeheerder verhoogde investeringen doen die bepaalde kosten veroorzaken, die vergoed moeten worden. De frequentie van het gebruik van die machines (en de benutting van de volledige capaciteit van de aansluiting) doet daar geen afbreuk aan.

⁷⁵http://cdn.flxml.eu/dyn/tpl_attributes/user_documents/user_11947_documents/Presentatie_Capaciteitstarief_SHO_20160923.pdf

Bijkomend is de VREG zich bewust dat er meer onderzoek nodig is inzake prijselasticiteiten, gedragsveranderingen, erosie van de financieringsbasis, energie-efficiëntie, energiearmoede etc. en zal deze verder bestuderen om een zo goed mogelijke tariefstructuur verder te ontwikkelen.

3.12.25. Zienswijze 100.

Zienswijze	Algemene bemerkingen
Belanghebbende(n)	BePowered

Reactie belanghebbende(n)

Voor voor- en nadelen zou BePowered willen verwijzen naar Nederland. Nederland heeft een capaciteitstarief en via smart energy collective - proeftuinen de tekortkomingen in kaart gebracht als we naar een dynamisch distributienet willen migreren.

Voor Stedin (DNB in NL) in samenwerking met USEF heeft BePowered voor de proeftuin Hoog Dalem aggregator software geschreven die op basis van slimme meters, pv en slim aansturen van accu's in woningen als congestiemanagement tool ingezet kan worden. Ter info Stedin start een nieuw project dat dynamische tarieven moet testen, met capaciteitstarief is de problematiek van toenemende lokale productie niet opgelost.

Het capaciteitstarief mag volgens BePowered niet het lapmiddel worden om actief congestiemanagement (en spanningshuishouding) af te blokken door enkel statisch te penaliseren op capaciteit. Vraagzijde sturing, opslag kan zo niet maximaal tot zijn recht komen (Europese Richtlijnen. Art. 4.1.32 §1). Wenselijk blijft wel te synchroniseren met de slimme meter om meermaals aanpassingen in de woning op korte termijn te vermijden.

Reactie VREG

We hadden al een aantal keer contact met ACM, de regulator voor elektriciteit en aardgas in Nederland. ACM gaf ons uitgebreide informatie over de voor- en nadelen, mogelijke gevolgen en aandachtspunten die Nederland met de invoering van een capaciteitstarief heeft ervaren. We hebben in ons voorstel ook in de mate van het mogelijke rekening gehouden met deze opmerkingen.

We benadrukken dat de consultatie is opengesteld om reacties op het voorstel te ontvangen. De consultatie mag niet gebruikt worden om eigen goederen of diensten te promoten. Regulering is in principe technologieneutraal.

Verder wensen we efficiënt netbeheer en efficiënt energiegebruik te stimuleren. De tarieven van de netbeheerders die een toegewezen monopolie hebben, zijn gereguleerd⁷⁶. De vraagsturing, demand-response en flexibiliteit willen we via diensten aan de netbeheerder (niet van de netbeheerder) overlaten aan de markt. Op deze manier kunnen aangeslotenen actief deelnemen om hun flexibiliteit te verkopen aan de netbeheerder (zie Hoofdstuk IX in dit document).

⁷⁶ Art. 4.1.29 Energiedecreet.

3.13. Hoofdstuk XIII. Zienswijzen over de simulaties

3.13.1. Zienswijze 101.

Zienswijze	Simulaties zonder inname gedragsverandering
Belanghebbende(n)	Vlaamse Ombudsdienst

Reactie belanghebbende(n)

De huidige simulaties van de netbeheerders gaan uit van het feit dat niemand zijn gedrag aanpast. Dit lijkt volgens de Vlaamse Ombudsdienst een weinig realistische situatie en dus geen goed uitgangspunt om een beslissing op te nemen. De consultatienota zelf stelt dan weer: "Bij de consultatie wordt uitgegaan van een ongewijzigd inkomen voor de distributienetbeheerder zodat het capaciteitstarief er in principe enkel voor zorgt dat binnen de groep van de huishoudelijke klanten er verschuivingen optreden". Ook dit lijkt een weinig realistisch uitgangspunt om op basis daarvan beslissingen te nemen. De netbeheerders stelden daarover zelf trouwens dat als inderdaad veel mensen hun capaciteit zouden wijzigen dat dan gewoon omgekeerd de prijs per kVA omgaat. In die situatie zijn de mensen die zich adapteren aan de principes van het capaciteitstarief, dus nog geen stap vooruit. De nota stelt zelf duidelijk: "Bovendien zal een capaciteitstarief een prikkel geven voor het efficiënt gebruik van het net. De beschikbare netcapaciteit zal hierdoor beter benut kunnen worden. Op termijn zal dit leiden tot een verlaging van de totale kosten van het beheer van het net. De exploitatie wordt weliswaar complexer, en daardoor ook duurder, maar dit wordt meer dan gecompenseerd door een verlaging van de hoeveelheid te financieren activa". Om dus realistisch te kunnen beslissen zou er nagegaan/ingeschat moeten worden hoeveel overbodige capaciteit er is, de maatregelen in rekening gebracht worden die ondernomen zullen worden om mensen zelfs voor de invoering van het capaciteitstarief al aan te zetten om het juiste vermogen te vragen, enz. waarbij dan overeenkomstig het toegelaten inkomen daalt en dus niet alleen een tarief bepaald wordt voor het eerste jaar, maar ook rekening wordt gehouden met de volgende jaren. Het resultaat zou immers inderdaad moeten zijn dat wie zich aanpast en zijn vermogen laat zakken tot wat hij nodig heeft vervolgens hiervan ook de vruchten plukt doordat hij kan genieten van een lager tarief en door dat vrijgekomen vermogen zijn de kosten bij de netbeheerder lager en moet dus het toegelaten inkomen zakken. Een capaciteitstarief dat enkel tot doel heeft om binnen hetzelfde toegelaten inkomen de kosten binnen dezelfde groep klanten op een ander manier te herverdelen heeft immers geen zin. Uitgangspunt moet dus zijn dat iedereen gedreven wordt naar het juist aansluitingsvermogen en als gevolg daarvan overeenkomstig een dalende lijn inzake toegelaten inkomen van de netbeheerder. Heel dit verhaal ontbreekt momenteel in de documenten.

Reactie VREG

De VREG deelt de zienswijze van de Vlaamse Ombudsdienst dat bijkomend onderzoek inzake prijselasticiteiten, gedragsveranderingen, erosie van de financieringsbasis, energie-efficiëntie, energiearmoede etc. moet worden uitgevoerd.

3.13.2. Zienswijze 102.

Zienswijze	Simulaties onvoldoende duidelijk
Belanghebbende(n)	Febeliec Essenscia

Reactie belanghebbende(n)

De VREG maakt simulaties van de kosten onder de nieuwe structuur. Dit is positief gezien de gebruiker op deze manier een inschatting kan maken over de impact van de maatregelen. Tegelijkertijd stelt de VREG echter dat zijn simulaties geen verwachtingen kunnen creëren. Essenscia stelt dan ook vast dat de simulaties weinig waarde hebben, gezien de VREG de huidige verdeelsleutels in de impactberekening van het cascadebeginsel voor de kostenverdeling op de verschillende spanningsniveaus behoudt maar stelt dat de verdeelsleutels kunnen bijgesteld worden bij inwerkingtreding van de nieuwe structuur. Het gebrek aan data blijkt ook verder in het document. Zo is er over 25% van de meters geen kennis tot welke categorie (aansluitingscapaciteit) ze behoren. Op deze manier acht Essenscia het dan ook bijzonder moeilijk om een oordeel te vellen over deze nieuwe tariefstructuur.

Met betrekking tot de simulaties van de VREG ten aanzien van de kosten voor de netgebruikers onder de nieuwe tariefstructuur, kan Febeliec enkel meedelen dat het op basis van de beschikbare (gebrekkige⁷⁷) informatie onmogelijk is hierover een uitspraak te doen. Daarenboven is een impactberekening zonder zekerheid omtrent de effectieve waarden gebruikt voor het cascadebeginsel voor de kostenverdeling op de verschillende spanningsniveaus (waarvan de VREG zelf aangeeft dat deze verdeelsleutels kunnen bijgesteld worden bij inwerkingtreding van de nieuwe structuur) zonder waarde.

Reactie VREG

De VREG stelt inderdaad dat de simulaties geen verwachtingen kunnen creëren. Deze simulaties zijn gebaseerd op de basisprincipes die in deze consultatie ter discussie worden gesteld. Zoals ook herhaaldelijk uit dit verslag naar voren komt zal er bijkomend onderzoek nodig zijn om tot een nieuw en optimaal voorstel van een nieuwe tariefstructuur te komen. Om deze reden mogen de simulaties van de consultatie 2016 enkel als richtinggevend beschouwd worden.

De cascadeprincipes maken geen deel uit van de consultatie over het capaciteitstarief. Om deze reden zal in dit consultatieverslag hier niet verder worden op ingegaan.

Het klopt dat een groot deel van de aansluitingsvermogens nog onbekend zijn. De netbeheerders hebben ons echter verzekerd dat indien een capaciteitstarief zou worden ingevoerd vanaf 2019 deze onbekende volledig zal zijn weggewerkt.

⁷⁷ Zo is bijvoorbeeld de impact en doorrekening van de transmissienettarieven nog niet uitgewerkt, hoewel de VREG stelt dat ze een maximale overname van de tariefstructuur van de transmissienetbeheerder voor de transmissiekosten wil, is het onduidelijk hoe dit zal worden doorgevoerd. Bovendien is er onder meer over 25% van de meters geen kennis tot welke categorie (aansluitingscapaciteit) ze behoren

3.14. Hoofdstuk XIV. Zienwijzen over overgangsmaatregelen en flankerende maatregelen

De VREG stelde in de consultatie een specifieke vraag over de overgangsmaatregelen die we zouden kunnen invoeren voor het vergemakkelijken van de transitie naar een nieuwe tariefstructuur. De vraag luidde als volgt: Dienen er bepaalde overgangsmaatregelen te worden ingevoerd om de implementatie van de nieuwe tariefstructuur te vergemakkelijken? Welke overgangsmaatregelen worden er hierbij voorgesteld voor welk type afnemers?

De VREG wenst in dit hoofdstuk een reactie te geven op de antwoorden die we hierop hebben ontvangen, alsook op opmerkingen die hiermee verband houden.

3.14.1. Zienwijze 103.

Zienwijze	Getrapt systeem en andere flankerende maatregelen
Belanghebbende(n)	Gezinsbond

Reactie belanghebbende(n)

De Gezinsbond pleit sterk voor een getrapt tarief in de nettarieven. De basishoeveelheid moet zich qua tarifiering onderscheiden van het verbruik dat daarboven valt. De tariefstructuur omvat op die manier een vorm van solidariteit waarbij de betaalbaarheid van de basishoeveelheid gecompenseerd wordt via de tarieven boven de basishoeveelheid.

De Gezinsbond berekende een vastrecht dat een gezin zou betalen om toegang te krijgen tot het elektriciteitsnet. De Gezinsbond kwam daarbij op een bedrag van 145 euro per aansluiting. Wie elektriciteit gebruikt om te verwarmen, betaalt 305 euro extra. Voor dat bedrag krijgt een gezin toegang tot het basisverbruik (gezinsgemoduleerd), waarbij enkel nog de naakte energiekost moet betaald worden. Voor verbruik boven het basisverbruik worden (hogere) nettarieven aangerekend, inclusief ODV's en taksen. Voor de volledige berekening verwijst de Gezinsbond graag naar het standpunt in bijlage, §3.1 en 3.2. Op deze manier is elk gezin verzekerd van een betaalbare basishoeveelheid. Wie meer wil verbruiken, wordt gestimuleerd om rationeel om te springen met energie en net. Het huidige voorstel rekent naast het vaste capaciteitstarief, ook nog ODV's en taksen, waardoor de eindkost op het basisverbruik te hoog uitkomt. De Gezinsbond stelt voor die ODV's en taksen enkel te rekenen boven het basisverbruik. Bovendien houdt het voorstel geen rekening met de bezettingsgraad van de woning. Dat lijkt niet nodig voor een statisch capaciteitstarief. Maar als, zoals de Gezinsbond voorstelt, rekening gehouden wordt met een basisverbruik, is dat basisverbruik afhankelijk van de bezettingsgraad. Bij de watertarieven werd hier bij de hervorming wel rekening mee gehouden.

De Gezinsbond vraagt flankerende maatregelen voor mogelijke problemen die optreden bij:

- Bewoners van appartementen: omwille van het mogelijk gebruik van een lift, gemeenschappelijke ruimten en gemiddeld genomen een kleinere afname dan in huizen.
- Gezinnen met elektrische verwarming: gezien zij mogelijk meer zouden kunnen betalen en niet elk gezin technisch en financieel in staat is de installatie op korte termijn te vervangen.
- Huurders: gezien het aanpassen van de aansluitingscapaciteit een éénmalige kost vereist tussen 139 en 974 euro, afhankelijk van de bestaande meetinstallatie. Deze hoge kost zou de huurders niet in staat stellen de investering op korte termijn terug te verdienen.

- Hobbyisten en deeltijds zelfstandigen: sommige werktuigen vragen korte piekstromen (lasapparaat, pottenbakkersoven, houtbewerkingsapparaten). Als deze piekstromen buiten de standaard dagpieken vallen, veroorzaken deze echter geen hoge netkosten. Voor deze groep is een dynamisch nettatarief veel beter dan het huidige statische voorstel.
- Gezinnen met een laag verbruik en een standaard aansluiting: deze klantencategorie zal meer betalen onder het huidige voorstel. Dit is voor de gezinsbond onaanvaardbaar: wie zuinig omspringt met energie mag hiervoor niet bestraft worden. Deze gebruikersgroep toont daarbij aan dat het verhogen van de vaste kost in de elektriciteitsfactuur de prikkel om zuinig om te springen met energie verlaagt. Dit staat lijnrecht tegenover de Europese energie-efficiëntierichtlijn. Een goed opgebouwd tarief stimuleert maximaal het zuinig omspringen met energie, maar geeft daarbij de juiste prikkels om het gelijktijdig optreden van pieklasten bij verschillende (kleine) afnemers zo veel mogelijk te vermijden. Een statisch capaciteitstarief scoort in deze beide doelstellingen slecht.

Reactie VREG

De VREG neemt akte van het voorgestelde model van de Gezinsbond om de tarifiering op te splitsen in een basisverbruik en een soort van 'luke' verbruik, waarbij de hoeveelheid van het basisverbruik afhankelijk is van het aantal gedomicilieerden. De VREG zal deze met de betrokken stakeholders verder onderzoeken. Het is evenwel bekend dat – op basis van de ervaring met de gratis kWh – het invoeren van een tarief op basis van het aantal gedomicilieerden voor veel fouten en administratieve lasten (=kosten) zorgt. We moeten er bij het implementeren van overgangs- of flankerende maatregelen rekening mee houden dat de totale kost hierdoor niet stijgt.

Bijkomend zijn we er ons van bewust dat er meer onderzoek nodig is inzake prijselasticiteiten, gedragsveranderingen, erosie van de financieringsbasis, energie-efficiëntie, energiearmoede etc. en zullen we deze verder bestuderen om een zo goed mogelijke tariefstructuur te ontwikkelen.

3.14.2. Zienswijze 104.

Zienswijze	Graduele overgang van de verschuivingen
Belanghebbende(n)	Agoria

Reactie belanghebbende(n)

Uit simulaties die werden voorgesteld op een informatiezitting van Infrac en Eandis blijkt dat de wijzigingen in de tariefstructuur zeer belangrijke verschuivingen met zich mee brengen in de bijdrage van de verschillende netgebruikers in de kostendekking. Deze verschuivingen kunnen terecht zijn op voorwaarde dat duidelijk aangetoond wordt dat de nieuwe tarieven de algemeen aanvaarde basisprincipes (kostenreflectiviteit en optimaal gebruik van het net, minimalisering van de globale systeemkost, ...) ten goede komen. Voor de klantengroep op Middenspanning is er op dat vlak te weinig onderbouwing om te kunnen besluiten dat wat voorgesteld wordt beter is dan wat nu bestaat.

In elk geval worden te grote verschuivingen best gradueel ingevoerd om te vermijden dat bedrijven die geïnvesteerd hebben op basis van het huidige tariefsysteem te veel worden afgestraft.

Reactie VREG

De VREG gaat de suggestie om bepaalde aspecten van een capaciteitstarief gradueel in te voeren onderzoeken.

3.14.3. Zienswijze 105.

Zienswijze	Overgangsmaatregelen met slimme meters
Belanghebbende(n)	Smart Grids Flanders Volta

Reactie belanghebbende(n)

De invoering van het capaciteitstarief dient hand in hand te gaan met de invoering van de slimme meter. Hierbij dient een overgangsperiode voorzien te worden waarin een hybride tarifiering wordt voorzien. Het veranderen naar een capaciteitstarief kan voor een belangrijke katalysator zorgen voor de introductie van de slimme meters. Algemeen dient deze actie gekoppeld te worden aan een bredere strategie die op een transparante wijze kan gecommuniceerd worden naar het bredere publiek. De huidige argumentatie rond gelijktijdigheid, kostenneutraliteit en kostenreflectiviteit bieden op dat gebied geen grond en geven enkel aanleiding tot vertrouwen. Veel van de bestaande aansluitingen zijn historisch gegroeid en de huidige eigenaars hebben vaak geen keuze gehad bij het bepalen van de aansluiting. De eerste wijziging in aansluiting naar de aangewezen capaciteitsschijf dient dan ook voor de consument kostenneutraal te zijn. De consument is in deze immers geen vragende partij. Er moet ook voldoende capaciteit voorzien worden om de aansluitingscapaciteit te veranderen vooraleer de nieuwe tarifiering van start gaat. In dat kader valt het nog eens te bepleiten om dergelijke operatie te laten samenvallen met de introductie van de slimme meters.

Volgens Volta zijn voor de niet-piekgemeten klanten overgangsmaatregelen nodig tot deze voldoende tijd gehad hebben om hun aansluitcapaciteit te laten aanpassen. Deze modaliteiten liggen volgens Volta echter nog niet vast. Om deze reden is volgens Volta de beste overgangsmaatregel de invoering uitstellen tot na de uitrol van de slimme meter.

Reactie VREG

Op dit moment heeft de Vlaamse Regering nog geen beslissing genomen over de invoering van slimme meters. Het is voor de VREG dan ook onmogelijk om hiermee al rekening te houden. Een onderscheiden tarifaire behandeling van netgebruikers met of zonder slimme meter dient bovendien vooreerst de toets van non-discriminatie te doorstaan⁷⁸.

We benadrukken dat de prioritaire doelgroepen voor deze twee wijzigingen (slimme meters versus capaciteitstarief) mogelijks verschillend zijn. Daar waar de invoering van slimme meters in de eerste plaats mogelijk gefocust wordt op nieuwbouw, renovatie, metervervanging en prosumenten met een terugdraaiende teller, wordt er voor een capaciteitstarief gefocust op klanten waarbij er een grote inefficiëntie waar te nemen is van het netgebruik.

⁷⁸ Art. 4.1.32, §1, 4° Energiedecreet.

3.14.4. Zienswijze 106.

Zienswijze	Ecologische en sociale correcties
Belanghebbende(n)	Eandis

Reactie belanghebbende(n)

Eandis en Infrac hebben berekend wat de impact is van een capaciteitstarief volgens het voorstel dat we consulteren. De resultaten en conclusies geven een inzicht in de herverdelingseffecten. Er dient in het vervolgtraject politiek/maatschappelijk worden afgewogen of en in welke mate voor bepaalde klantensegmenten sociale en ecologische correcties aan het model nodig zijn. Eandis is bereid om samen met de VREG en de stakeholders bijkomende berekeningen uit te voeren met het oog op het corrigeren van bepaalde ongewenste neveneffecten, maar zonder afbreuk te doen aan de basisprincipes van kostenreflectiviteit en billijke kostenverdeling.

Eandis vestigt ook de aandacht op het aspect van massale vermogensaanpassingen in de bestaande context met klassieke meters. Eandis denkt dat een slimme meter dit proces in de toekomst eenvoudiger en goedkoper kan maken. Maar vandaag zijn we zover nog niet. Daarom pleit Eandis om eventuele overgangsmaatregelen in overweging te nemen.

Reactie VREG

We onderschrijven de zienswijze van Eandis om voor bepaalde klantensegmenten sociale en ecologische correcties te onderzoeken.

Verder bevestigen we dat er bijkomend onderzoek moet gevoerd worden naar de effecten van de vermogensaanpassing op de kosten en op de operationele beschikbaarheid van de netbeheerder. Zoals Eandis aanhaalt vereist de aanpassing van de capaciteit een fysieke ingreep waaraan een kost verbonden is. Andere stakeholders opperen bovendien om deze verlaging van de aansluitingscapaciteit tijdelijk gratis aan te bieden alsook het aantal vermogenschijven te verhogen. Dit kan de operationele mogelijkheden onder druk zetten. Bovendien zullen deze niet-gerecupereerde kosten van de distributienetbeheerder dan worden verrekend via de periodieke distributienettarieven. Er zal dus bijkomend onderzoek moeten gebeuren naar overgangsmaatregelen, de effecten van het aantal vermogenschijven op de operationele mogelijkheden van de netbeheerder en de effecten van het aantal vermogenschijven op de kosten van de netbeheerder (erosie van de financieringsbasis).

Voor meer informatie verwijzen we ook naar de andere hoofdstukken in dit verslag.

3.14.5. Zienswijze 107.

Zienswijze	Sensibilisering en premies
Belanghebbende(n)	Volta

Reactie belanghebbende(n)

Volgens Volta zijn sensibiliseringsacties vóór en direct na de invoering, vooral m.b.t. de groepen met een overgedimensioneerde aansluiting, noodzakelijk.

Naar analogie met het gamma aan premies voor ingrepen voor rationeler of zuiniger energiegebruik die netbeheerders nu al voorzien, zou ook een premie of ondersteuning kunnen uitgewerkt worden voor onderzoek en advies m.b.t. al dan niet overgedimensioneerde aansluitingen en de aanpassing naar een lichtere aansluiting. Daarbij kunnen kwaliteitseisen opgelegd worden voor het bekomen van de premie / subsidie, bv. uitvoering door een externe professional, installateur, ...

Reactie VREG

De consument weet op vandaag onvoldoende hoeveel capaciteit deze nodig heeft om comfortabel te leven. Hiervoor is het noodzakelijk dat de consumenten voldoende worden ingelicht en dat er communicatie- en sensibiliseringscampagnes moeten worden gevoerd. Voor de uitwerking hiervan zal in de toekomst samen met de stakeholders worden bekeken hoe deze communicatie het best kan worden gevoerd.

De VREG heeft geen bevoegdheid voor het invoeren van premies.

3.14.6. Zienswijze 108.

Zienswijze	Beschikbaarstelling net- en afnamedata
Belanghebbende(n)	Stas Hugo

Reactie belanghebbende(n)

In art 4.2.2.3 zijn de verschillende categorieën weergegeven X1 tot X7. Om als klant te kunnen oordelen in welke categorie zijn afname profiel valt of zou moeten vallen zou minstens volgende informatie (gratis) ter beschikking moeten worden gesteld door de DNB:

- Huidige categorie van aansluiting
- Overzicht van het afnameprofiel van minstens de voorbije drie jaren
- Procedure om over te schakelen naar een andere categorie
- Eventuele prijs voor deze overschakelingen

Reactie VREG

We vinden het beschikbaar stellen van data een goede piste opdat aangesloten gezinnen en bedrijven zich zo goed mogelijk kunnen informeren over de meest optimale capaciteit. Deze mogelijkheid zal worden geëvalueerd met de betrokken stakeholders.

De VREG onderschrijft ook de suggestie om de procedure en de prijs van het wijzigen van het vermogen beschikbaar te stellen aan de netgebruikers.

4. Volgende stappen

Gelet op de veelheid aan vragen en bedenkingen die de invoering van een capaciteitstarief terecht oproept bij belanghebbenden en de impact op de verschillende klantengroepen, gaan we bijkomend onderzoek doen naar de gevolgen van de nieuwe tariefstructuur.

We benadrukken dat de beoogde timing voor de nieuwe tariefstructuur (invoering vanaf 2019) wordt gehandhaafd.

4.1. Studiewerk

We zullen bijkomend studiewerk (laten) uitvoeren naar (niet-limitatief):

- Capaciteitsgebonden tariefstructuur:
 - Algemeen
 - Opties en alternatieven van een nieuwe tariefstructuur, studie naar meerwaarde van een capaciteitsgebonden tariefstructuur ten opzichte van huidige tariefstructuur, financiële gevolgen van de tarieven op korte- en lange termijn en stand van zaken binnen de EU
 - Onderzoek mogelijkheden meer flexibele tariefstructuur (time of use, critical peak pricing en dynamische tarieven), slimme meters
 - Inzicht gedragwijzigingen, prijselasticiteiten, impact op de gelijktijdigheid en erosie van de financieringsbasis
 - Onderzoek inzake rendabiliteit van decentrale productie en terugverdientermijn van investeringen op vlak van rationeel energiegebruik
 - Impact cascade tussen de spanningsniveaus
 - Invoering flankerende maatregelen (ecologische en sociale correcties)
 - Overgangsmaatregelen en informatie- en sensibiliseringcampagnes.
 - Specifiek voor gezinnen en kleine kmo's (niet-piekgemeten klanten)
 - Evalueren basistarief met specifieke aandacht voor:
 - afschaffing dag/nachttarief
 - energie-efficiëntie
 - energiearmoede
 - kleine verbruikers, huurders, appartementsbewoners (o.a. gemeenschappelijk (lift)gebruik)
 - Gebruik van vermogensschijven en kost/wenselijkheid/beperkingen van aanpassing aansluitingscapaciteit
 - Voor prosumenten met een terugdraaiende teller
 - afschaffing variabele kost voor niet-netgebonden kosten;
 - omvormervermogen versus aansluitingsvermogen voor niet-netgebonden kosten als basis.
 - Specifiek voor industriële klanten (piekgemeten klanten):
 - Evalueren basistarief (operationele kosten, meet- en teltarief)
 - Definities onderschreven vermogen en aansluitingsvermogen
 - Onderbouwing allocatie 50%/50% onderschreven vermogen (piekvermogen) en aansluitingscapaciteit

- Mogelijkheden onderschreven vermogen (piekvermogen): maandpiek, jaarpiek en mogelijkheden overname tariefstructuur ELIA
 - Afschaffing maximumprijs
 - Specifieke situatie WKK's en andere decentrale productie (capaciteitstarief voor injectie)
 - Spanningsregeling en reactief vermogen (flexibiliteit aan de netbeheerder)
 - Toepassing voor hulpvoeding.
- Regionale objectieveerbare verschillen

4.2. Opzetten begeleidingsplatform

Voor deze studies zetten we een begeleidingsplatform op voor de stakeholders. Op die manier kan de voortgang van de studie worden opgevolgd en kunnen bedenkingen/suggesties over de aanpak worden meegegeven tijdens het verloop van de studiewerkzaamheden.

Het studiewerk zelf willen we afronden voor eind 2017, zodat we de nodige tijd hebben voor het consulteren en afronden van een eindbeslissing en voor de implementatie van een nieuwe structuur.