

Consultatieverslag

13/08/2020

Over de consultatie CONS-2020-03 met betrekking tot het ontwerp van
tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2021-2024

Inhoudsopgave

1	Consultatie CONS-2020-03	7
2	Partijen die een reactie hebben ingediend.....	8
3	Verwerking van de zienswijzen.....	9
3.1	Presentatie	9
3.2	Selectie van de zienswijzen	9
3.3	Vertrouwelijkheid van de reacties	10
4	Zienswijzen m.b.t. de tariefstructuur	11
4.1	M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit afname 22-24 – Tarieven netgebruik	11
4.1.1	Zienswijze 1.	11
4.1.2	Zienswijze 2.	12
4.1.3	Zienswijze 3.	12
4.1.4	Zienswijze 4.	13
4.1.5	Zienswijze 5.	14
4.1.6	Zienswijze 6.	15
4.1.7	Zienswijze 7.	16
4.1.8	Zienswijze 8.	17
4.1.9	Zienswijze 9.	17
4.1.10	Zienswijze 10.	19
4.1.11	Zienswijze 11.	19
4.1.12	Zienswijze 12.	20
4.1.13	Zienswijze 13.	21
4.1.14	Zienswijze 14.	22
4.1.15	Zienswijze 15.	23
4.2	M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit afname 22-24 – Tarieven reactieve energie.....	25
4.2.1	Zienswijze 16.	25
4.3	M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit afname 22-24 – Tarieven ODV.....	27
4.3.1	Zienswijze 17.	27
4.4	M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit 22-24 – Maximumtarieven	28
4.4.1	Zienswijze 18.	28
4.4.2	Zienswijze 19.	29
4.4.3	Zienswijze 20.	29
4.4.4	Zienswijze 21.	30
4.5	M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit 22-24 – Flankerende maatregelen en specifieke behandelingen.....	31
4.5.1	Zienswijze 22.	31
4.5.2	Zienswijze 23.	32
4.5.3	Zienswijze 24.	34
4.5.4	Zienswijze 25.	34
4.5.5	Zienswijze 26.	35
4.5.6	Zienswijze 27.	36
4.5.7	Zienswijze 28.	37
4.5.8	Zienswijze 29.	38

4.6	M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit 22-24 – Andere zienswijzen.....	39
4.6.1	Zienswijze 30.	39
4.6.2	Zienswijze 31.	40
4.6.3	Zienswijze 32.	41
4.7	M.b.t. overgangsmaatregelen bij de tariefstructuur elektriciteit 22-24.....	42
4.7.1	Zienswijze 33.	42
4.8	M.b.t. de klantengroepen elektriciteit	44
4.8.1	Zienswijze 34.	44
4.8.2	Zienswijze 35.	45
4.8.3	Zienswijze 36.	45
4.8.4	Zienswijze 37.	46
4.9	M.b.t. de tarieven databeheer elektriciteit.....	47
4.9.1	Zienswijze 38.	47
4.9.2	Zienswijze 39.	49
4.10	M.b.t. een specifieke behandeling van opslag en de levering van ondersteunende diensten 50	
4.10.1	Zienswijze 40.	50
4.10.2	Zienswijze 41.	52
4.10.3	Zienswijze 42.	53
4.11	M.b.t. een specifieke behandeling van energiegemeenschappen.....	54
4.11.1	Zienswijze 43.	54
4.12	M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit injectie 22-24	56
4.12.1	Zienswijze 44.	56
4.12.2	Zienswijze 45.	57
4.12.3	Zienswijze 46.	58
4.12.4	Zienswijze 47.	59
4.13	M.b.t. verdeelsleutels elektriciteit 2022-2024	60
4.13.1	Zienswijze 48.	60
4.13.2	Zienswijze 49.	61
4.13.3	Zienswijze 50.	61
4.13.4	Zienswijze 51.	62
4.13.5	Zienswijze 52.	63
4.13.6	Zienswijze 53.	64
4.13.7	Zienswijze 54.	65
4.13.8	Zienswijze 55.	65
4.13.9	Zienswijze 56.	66
4.14	M.b.t. tariefstructuur elektriciteit 2021	66
4.14.1	Zienswijze 57.	66
4.14.2	Zienswijze 58.	67
4.14.3	Zienswijze 59.	68
4.14.4	Zienswijze 60.	69
4.14.5	Zienswijze 61.	70
4.15	M.b.t. de tariefstructuur voor aardgas.....	71
4.15.1	Zienswijze 62.	71
4.16	M.b.t. verschillen in periodieke distributienettarieven	72
4.16.1	Zienswijze 63.	72

4.17	M.b.t. tariefvoorstel niet-periodieke distributienettarieven	73
4.17.1	Zienschijze 64.	73
4.17.2	Zienschijze 65.	74
4.17.3	Zienschijze 66.	74
4.17.4	Zienschijze 67.	75
4.17.5	Zienschijze 68.	77
5	Zienschijzen m.b.t. de kapitaalkosten.....	78
5.1	M.b.t. de hoogte van de kapitaalkostvergoeding.	78
5.1.1	Zienschijze 69.	78
5.1.2	Zienschijze 70.	79
5.1.3	Zienschijze 71.	80
5.1.4	Zienschijze 72.	81
5.1.5	Zienschijze 73.	82
5.1.6	Zienschijze 74.	85
5.1.7	Zienschijze 75.	86
5.1.8	Zienschijze 76.	89
5.1.9	Zienschijze 77.	90
5.1.10	Zienschijze 78.	92
5.1.11	Zienschijze 79.	93
5.1.12	Zienschijze 80.	94
5.2	M.b.t. de kapitaalkostvergoeding voor herwaarderingsmeerwaarden.	95
5.2.1	Zienschijze 81.	95
5.2.2	Zienschijze 82.	96
5.2.3	Zienschijze 83.	97
5.2.4	Zienschijze 84.	99
5.2.5	Zienschijze 85.	100
5.2.6	Zienschijze 86.	102
5.2.7	Zienschijze 87.	104
5.2.8	Zienschijze 88.	105
5.2.9	Zienschijze 89.	106
5.2.10	Zienschijze 90.	107
5.2.11	Zienschijze 91.	108
6	Overige zienschijzen	110
6.1	M.b.t. endogene kosten	110
6.1.1	Zienschijze 92.	110
6.1.2	Zienschijze 93.	110
6.1.3	Zienschijze 94.	111
6.1.4	Zienschijze 95.	115
6.1.5	Zienschijze 96.	116
6.1.6	Zienschijze 97.	118
6.1.7	Zienschijze 98.	118
6.2	M.b.t. exogene kosten.....	119
6.2.1	Zienschijze 99.	119
6.2.2	Zienschijze 100.	122
6.2.3	Zienschijze 101.	123
6.3	M.b.t. kwaliteitsprikkel.....	123
6.3.1	Zienschijze 102.	123
6.3.2	Zienschijze 103.	124

6.4	M.b.t. de netto frontier shift voor de elektriciteitsdistributienetbeheerders	125
6.4.1	Zienschijze 104.	125
6.4.2	Zienschijze 105.	126
6.4.3	Zienschijze 106.	127
6.5	M.b.t. de financiële incentives.	128
6.5.1	Zienschijze 107.	128
6.5.2	Zienschijze 108.	129
6.6	M.b.t. de voorschotregeling	129
6.6.1	Zienschijze 109.	129
6.6.2	Zienschijze 110.	131
6.7	M.b.t. regionaal objectieerbare verschillen	132
6.7.1	Zienschijze 111.	132
6.8	M.b.t. bepaling van het toegelaten inkomen.....	133
6.8.1	Zienschijze 112.	133
6.8.2	Zienschijze 113.	134
6.8.3	Zienschijze 114.	135
6.9	M.b.t. regulatoire saldi	136
6.9.1	Zienschijze 115.	136
6.9.2	Zienschijze 116.	136
6.9.3	Zienschijze 117.	137
6.9.4	Zienschijze 118.	138
6.10	M.b.t. regulatoire boekhoudkundige voorschriften.....	139
6.10.1	Zienschijze 119.	139
6.10.2	Zienschijze 120.	140
6.10.3	Zienschijze 121.	141
6.10.4	Zienschijze 122.	141
6.10.5	Zienschijze 123.	142
6.11	M.b.t. Rapportering door distributienetbeheerders en commissaris.....	143
6.11.1	Zienschijze 124.	143
6.11.2	Zienschijze 125.	144
6.11.3	Zienschijze 126.	145
7	Aanpassingen na consultatie	146
7.1	Overzicht van de aanpassingen van de ontwerpversie naar de definitieve versie van de tariefmethodologie n.a.v. de consultatie CONS-2020-03	146
7.1.1	Aan de hoofdtekst van de tariefmethodologie:	146
7.1.2	Aan de bijlage 2 van de tariefmethodologie.....	149
7.2	Overzicht van de resterende aanpassingen van de ontwerpversie naar de definitieve versie van de tariefmethodologie	154
7.2.1	Betreft tariefstructuur periodieke elektriciteitsdistributienettarieven voor afname 2022-2024	154
7.2.2	Betreft de specifieke regels over verdeelsleutels elektriciteit 2022-2024	154
7.2.2.1	<i>Afbouw regulatoire saldi openbaredienstverplichtingen</i>	154
7.2.2.2	<i>Tarieven LS</i>	155
7.2.2.3	<i>Tariefcomponent reactieve energie</i>	155
7.2.2.4	<i>Afronding distributienettarieven</i>	155
7.2.3	Betreft de kwaliteitsprikkel	156
7.2.4	Betreft de rapporteringsmodellen.....	156

1 Consultatie CONS-2020-03

Dit document omvat het verslag van consultatie CONS-2020-03¹ van de VREG van 4 mei t.e.m. 18 juni 2020. De publieke raadpleging betrof een voorstel van tariefmethodologie voor distributie van elektriciteit en aardgas voor de reguleringsperiode 2021-2024.

De consultatietekst werd op 4 mei 2020 gepubliceerd op de website van de VREG en op die dag toegelicht op een live webinar, waarvan de presentatie en de opname aan de consultatie op de website werd toegevoegd. De consultatie werd op 5 mei 2020 via de VREG-nieuwsbrief algemeen bekend gemaakt. Het document van de consultatie kan op datum van publicatie van voorliggend rapport nog geraadpleegd worden op de website van de VREG. De VREG vroeg aan de belanghebbenden om hun eventuele reacties op de consultatie schriftelijk over te maken.

De VREG publiceert na afloop van de openbare raadpleging een gemotiveerd consultatieverslag. 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 de VREG al dan niet of gedeeltelijk akkoord gaat met de opmerking of zienswijze en op welke manier hij hiermee rekening heeft gehouden bij de opmaak van het definitieve document.

¹ <http://www.vreg.be/nl/document/cons-2020-03>

2 Partijen die een reactie hebben ingediend

De reacties op de consultatie CONS-2020-03, die in dit document worden behandeld, zijn afkomstig van volgende individuen en organisaties:

Distributienetbeheerders	Werkmaatschappij Fluvius System Operator cv namens alle Vlaamse elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders
	Fluvius Antwerpen
Sector (24)	Agoria vzw (Belgische federatie van de technologische industrie)
	Allego B.V.
	AVERE (The European Association of Electromobility)
	Boerenbond vzw
	Centrica Business Solutions
	COGEN Vlaanderen vzw
	Elia (Beheerder van het Belgische transmissienet voor elektriciteit)
	Essenscia vzw (Belgische sectorfederatie van de chemische industrie en de life sciences)
	FEBEG vzw (Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven)
	Febeliec vzw (Federation of Belgian Industrial Energy Consumers)
	Flux50 vzw (Ledenorganisatie die Vlaanderen helpt om internationale erkenning te krijgen als Smart Energy Region)
	Gezinsbond vzw
	Nelectra vzw (Federatie voor de elektrosector)
	Next Kraftwerke bvba
	ODE Vlaanderen vzw (Vlaamse sectororganisatie voor duurzame energie)
	POM Oost-Vlaanderen
	Samenlevingsopbouw vzw
	Techlink vzw (Federatie voor de elektro- en HVAC-installatiesector)
	Test Aankoop vzw
	Unizo vzw
VEB nv (Vlaams Energiebedrijf)	
Vlaams ABVV (Algemeen Belgisch Vakverbond)	
Vlaamse ombudsdienst	
VVSG vzw (Vereniging van de Vlaamse Steden en Gemeenten)	
Distributienetgebruikers (3)	E.V.L. – F.D. – M.V.

3 Verwerking van de zienswijzen

3.1 Presentatie

De zienswijzen worden als volgt vermeld:

Nummer van de zienswijze	Het volgnummer van de zienswijze.
Zienswijze	De zienswijze aangebracht door de belanghebbende, bondig samengevat door de VREG.
Belanghebbende(n)	De naam (of namen) van de belanghebbende(n) die de zienswijze heeft (hebben) aangebracht.
Samenvatting van de zienswijze	De VREG geeft een samenvatting van de zienswijze zoals die door de belanghebbende(n) werd(en) aangebracht.
Reactie VREG op de zienswijze	De VREG geeft hier zijn beoordeling van de zienswijze.
Conclusie	De conclusie volgens de VREG, nl. of het geconsulteerde voorstel al dan niet n.a.v. de zienswijze aangepast hoeft te worden.

3.2 Selectie van de zienswijzen

Alle ontvangen reacties op consultatie CONS-2020-03 werden door de VREG bestudeerd.

De VREG ontving een aantal zienswijzen die bepaalde voorstellen in de consultatietekst ondersteunen. Omdat ze geen wijziging vragen, hoeven ze niet geanalyseerd te worden en zijn ze niet opgenomen in dit consultatieverslag.

In dit document worden alle ontvangen zienswijzen vermeld die

1. concreet betrekking hebben op de geconsulteerde consultatietekst en
2. die als afwijkend kunnen beoordeeld worden t.o.v. de voorstellen die daarin opgenomen waren.

De VREG ontving ook zienswijzen die onrechtstreeks verbonden zijn met de tariefmethodologie 2021-2024. Omdat ze geen concrete aanpassingen vragen van de tariefmethodologie, worden ze hier niet als zienswijze behandeld.

3.3 Vertrouwelijkheid van de reacties

Het Energiedecreet² stipuleert over de bescherming van vertrouwelijke informatie het volgende voor wat de publicatieverplichtingen van de VREG inzake de tariefmethodologie betreft:

“Met inachtneming van de vertrouwelijkheid van informatie met een persoonlijk karakter of commercieel gevoelige informatie met betrekking tot de distributienetbeheerders, leveranciers of de netgebruikers publiceert de VREG op zijn website de toepasselijke tariefmethodologie, het geheel van de stukken met betrekking tot het overleg met de distributienetbeheerders, het gemotiveerd consultatieverslag, en alle documenten die nuttig worden geacht voor de motivering van de beslissing van de VREG over de tariefmethodologie.”

De VREG heeft alle reacties *in concreto* beoordeeld, en geoordeeld dat geen enkele reactie informatie bevat met een persoonlijk karakter of commercieel gevoelige informatie met betrekking tot de distributienetbeheerders, leveranciers of de netgebruikers.

Onverminderd titel II, hoofdstuk 3 van het Bestuursdecreet, vermeldt de VREG dat daarnaast het Bestuursdecreet van 7 december 2018 en meer bepaald de bepalingen daarin inzake de toegang tot bestuursdocumenten³ (de zgn. passieve openbaarheid van bestuur) van toepassing zijn, voor wat betreft de toegang tot de documenten die de VREG bezit en die deze laatste niet verplicht is te publiceren op grond van het Energiedecreet (verhoogde actieve openbaarheid). Met andere woorden kan eenieder bij de VREG een aanvraag tot openbaarmaking van die (niet verplicht te publiceren) documenten indienen. Bij de beoordeling van deze aanvraag respecteert de VREG de uitzonderingen op de openbaarheid van bestuursdocumenten, zoals voorzien in art. II.33 e.v. Bestuursdecreet.

² Artikel 4.1.31, §4 Energiedecreet.

³ Zie titel II, hoofdstuk 3 Bestuursdecreet.

4 Zienswijzen m.b.t. de tariefstructuur

4.1 M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit afname 22-24 – Tarieven netgebruik

4.1.1 Zienswijze 1.

Zienswijze	De modaliteiten tot instelling en wijziging van het toegangsvermogen moeten verder bepaald worden
Belanghebbenden	Essenscia, Fluvius System Operator, Flux50, VEB

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Flux50 en VEB vragen duidelijkheid over de modaliteiten voor het instellen en wijzigen van het toegangsvermogen. Dit zal toelaten een betere inschatting te maken van de mogelijke gevolgen van de voorgestelde tariefdrager ‘toegangsvermogen’ en het hiermee gerelateerde overschrijdingstarief.

Essenscia beklemtoont dat de modaliteiten tot wijziging van het toegangsvermogen voldoende transparant en flexibel moeten zijn om de netgebruiker de mogelijkheid te geven tot een zo correct mogelijke reservering te komen. Als deze modaliteiten onzeker zijn en/of het overschrijdingstarief te hoog, zullen netgebruikers immers geneigd zijn het toegangsvermogen té hoog in te schatten en wordt voorbijgegaan aan het doel van een efficiënter netbeheer.

Fluvius stelt dat bijkomende toepassingsmodaliteiten noodzakelijk zijn om te vermijden dat netgebruikers ongewenste optimalisaties kunnen uitvoeren. Zo kan het in bepaalde situaties voor klanten voordelig zijn om na overschrijding het toegangsvermogen te verlagen. Daarom acht Fluvius het onder meer wenselijk om een verlaging van het toegangsvermogen pas 1 jaar na aanvraag te laten ingaan. Ook wil Fluvius in de regelgeving of het aansluitingscontract verduidelijkt zien dat het toegangsvermogen voor afname de netgebruiker geen automatische rechten verleent voor injectiedoeleinden. Ten slotte beklemtoont Fluvius dat ook andere toepassingsmodaliteiten van de nieuwe tariefstructuur verder afgesproken moeten worden, zoals de specifieke modaliteiten bij een klanten- of leverancierswissel, indienstname van nieuwe installaties, verzwaringen van de aansluiting, jaar- vs. maandfacturatie, tijdelijk niet-communicerende digitale meters, etc.

Reactie op de zienswijze

De VREG neemt akte van de bezorgdheden van de belanghebbenden en zal deze meenemen in de komende herziening van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (TRDE), voorafgaand aan de invoering van de nieuwe tariefstructuur in 2022. De VREG zal in deze herziening de voorwaarden tot verhoging/verlaging van het toegangsvermogen uitwerken, alsook de andere noodzakelijke toepassingsmodaliteiten van de nieuwe tariefstructuur, en zal dit aan de belanghebbenden ter consultatie voorleggen, conform het Energiedecreet⁴.

⁴ Art. 4.2.1, §1 Energiedecreet.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.1.2 Zienswijze 2.

Zienswijze	De toepassingsmodaliteiten van het overschrijdingstarief zetten niet aan tot rationeel netgebruik
Belanghebbende	Flux50

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Flux50 stelt dat de voorgestelde toepassingsmodaliteiten van het overschrijdingstarief – waarbij het overschrijdingstarief niet éénmalig maar gespreid over 12 maanden wordt aangerekend – het streven naar rationeel netgebruik niet ondersteunen. De netgebruiker kan deze 12 maanden immers mogelijk ervaren als een periode met verhoogd toegangsvermogen, aangezien hij er toch voor betaalt.

Reactie op de zienswijze

De VREG wijst erop dat bij niet-laagspanningsklanten het tarief netgebruik zal aangerekend worden o.b.v. een combinatie van de tariefdragers toegangsvermogen en maandpiek. Onafhankelijk of de netgebruiker op een bepaald moment een overschrijdingstarief betaalt, zal de tariefdrager maandpiek hem elke maand opnieuw een stimulans geven om de maximale piek te beperken; dit zal immers de maand nadien al effect hebben op zijn netfactuur.

Bovendien zal elke nieuwe overschrijding van het toegangsvermogen binnen de 12 maanden waarin reeds een overschrijdingstarief wordt betaald extra kosten voor de klant met zich meebrengen: wanneer de nieuwe overschrijding lager is dan de 1^{ste} overschrijding, zal hij na afloop van de oorspronkelijke 12 maanden nog tijdelijk voor de meer recente overschrijding moeten betalen; wanneer de nieuwe overschrijding hoger is dan de 1^{ste} overschrijding, zal het overschrijdingstarief vanaf de maand nadien – voor de volgende 12 maanden – worden toegepast op het hogere niveau van de meer recente overschrijding.

Ten slotte verwijst de VREG naar [RAPP-2020-06](#) (zienswijze 7). De daarin opgenomen motivatie van de gekozen toepassingsmodaliteiten van het overschrijdingstarief blijft gelden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.1.3 Zienswijze 3.

Zienswijze	Het overschrijdingstarief is te hoog
Belanghebbende	VEB

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

VEB beoordeelt het voorgestelde overschrijdingstarief als erg hoog. Een vermeerdering met 20% t.o.v. het tarief toegangsvermogen lijkt VEB meer geschikt.

Reactie op de zienswijze

De VREG blijft bij zijn initieel standpunt om voor de hoogte van het overschrijdingstarief eenzelfde verhouding toe te passen als Elia, d.i. het tarief toegangsvermogen vermeerderd met 50%. De VREG verwijst hierbij naar [RAPP-2020-06](#) (zienswijze 7). De daarin opgenomen motivatie voor de gekozen hoogte van het overschrijdingstarief blijft gelden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.1.4 Zienswijze 4.

Zienswijze	Voorkeur voor gebruik van de 11 ^{de} i.p.v. de hoogste piek
Belanghebbende	FEPEG – Febeliec

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

FEPEG wijst erop dat niet alle netgebruikers over mogelijkheden beschikken om een hoge maandpiek te vermijden. Dat is bv. voor decentrale productie-installaties niet altijd het geval. Zo worden windturbines vaak in de vergunningsvoorwaarden verplicht om in bepaalde weersomstandigheden te draaien en de wieken te verwarmen om ijsvorming te voorkomen. Deze verplichting kan in bepaalde maanden een significante afnamepiek tot gevolg hebben. De producent heeft echter geen mogelijkheid om deze piek af te vlakken. De keuze voor tarifiering o.b.v. de hoogste en niet de 11^{de} hoogste piek heeft ook nadelige gevolgen voor WKK's.

Febeliec meent dat het ontbreken van een compensatie van kwartiervermogens voor injectie en afname – zoals door Elia wél wordt toegepast bij de aanrekening van de transmissienettarieven – afnemers met decentrale productie blootstelt aan een combinatie van hoge injectie- en afnametarieven i.g.v. een plotse, kortstondige uitval van productie of verbruik. Febeliec vraagt daarom met aandrang om niet de hoogste maar wel de 11^{de} hoogste piek als basis te gebruiken voor aanrekening van de distributienettarieven. Deze 11^{de} piek wordt ook toegepast door Elia bij de aanrekening van de transmissienettarieven en zal in de toekomst ook door de Waalse distributienetbeheerders worden gebruikt.

Reactie op de zienswijze

De VREG merkt op dat ook in de huidige tariefstructuur bij aanrekening van het capaciteitstarief o.b.v. de voorbije jaarpiek gebruik wordt gemaakt van de hoogste en niet de 11^{de} hoogste piek. De overstap naar een combinatie van de tariefdragers toegangsvermogen en maandpiek vanaf 2022 biedt volgens de VREG meer mogelijkheden – d.m.v. de tariefdrager maandpiek – om de gevolgen van uitzonderlijke of seizoensgebonden pieken slechts in beperktere mate mee te dragen.

Zoals ook in de ontwerptekst van de tariefmethodologie werd aangegeven, wenst de VREG verder onderzoek naar de manier waarop de netgebruikers die injecteren tot rationeel netgebruik

kunnen aangezet worden teneinde op die manier de meest geschikte tariefdrager voor injectie te bepalen. Hiervoor zullen de distributienetbeheerders een studie uitvoeren dewelke ten laatste op 1 december 2023 aan de VREG wordt opgeleverd.

De VREG wijst er verder op dat hij om eventuele grote tariefschokken te vermijden zowel bij de tariefstructuur voor afname (Tabel 13) als injectie (Tabel 14) voorziet in de toepassing van een maximumtarief, uitgedrukt in €/kWh. Op het einde van de reguleringsperiode 2021-2024 zal de VREG met in achtneming van de voorschriften inzake rechtsbescherming beoordelen of een afschaffing dan wel verderzetting van zowel het maximumtarief voor afname als het maximumtarief voor injectie gewenst is in de daaropvolgende reguleringsperiode.

Ten slotte verwijst de VREG naar [RAPP-2020-06](#) (zienswijze 4). De daarin opgenomen motivatie voor een tarifiering o.b.v. de hoogste eerder dan de 11^{de} piek blijft gelden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.1.5 Zienswijze 5.

Zienswijze	Het capaciteitstarief reflecteert het effectief netgebruik/verbruik niet
Belanghebbenden	E.V.L., M.V.

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

E.V.L. merkt op dat 2 gezinnen éénzelfde capaciteitstarief wordt aangerekend wanneer zij hetzelfde piekvermogen – i.e. dezelfde gemiddelde maandpiek – hebben, ook al bereikt het éne gezin deze piek slechts éénmalig en verbruikt het andere gezin continue aan dit piekvermogen. E.V.L. concludeert dat het capaciteitstarief zodoende totaal verschillende situaties – in het 1^{ste} geval werd immers veel minder energie verbruikt dan in het andere geval – op dezelfde manier behandelt, wat neerkomt op een discriminatie tussen beide netgebruikers. Het behoud van de huidige kWh-gebaseerde aanrekening lijkt E.V.L. dan ook de enige correcte wijze van tarifiering te zijn.

M.V. vindt een aanrekening op basis van capaciteit zeer onlogisch omdat het geen weerspiegeling vormt van een effectieve meting van het ge-/verbruik van de klant en al evenmin van het moment waarop dit ge-/verbruik plaatsvindt. Het capaciteitstarief is m.a.w. louter een forfait voor het gebruik van het net.

Reactie op de zienswijze

De VREG heeft een discretionaire bevoegdheid inzake de bepaling van de tariefmethodologie en de tarieven. De algemene tariefstructuur, de tariefdragers en de klantengroepen zijn onderdeel van de tariefmethodologie die door de VREG wordt vastgesteld⁵.

De VREG is ter zake bevoegd om tarifaire beleidskeuzes te maken, uiteraard mits en voor zover hij daarbij de vigerende rechtsnormen respecteert (incl. de tarifaire richtsnoeren). Of aan deze voorwaarde is voldaan, moet worden beoordeeld aan de hand van de concrete omstandigheden

⁵ Art. 4.1.31, § 3, 2° Energiedecreet.

van iedere differentiatie in de tariefstructuur, incl. de verantwoording van het gemaakte onderscheid.

De VREG oordeelt na zorgvuldig en uitvoerig onderzoek dat hier in casu weldegelijk aan alle voorwaarden voldaan is om de toets van de gelijkheid en non-discriminatie te doorstaan.

De netkosten van de distributienetbeheerder worden in hoofdzaak gedreven door het vermogen waarop de netgebruiker een beroep doet eerder dan de hoeveelheid energie die hij van het net afneemt.⁶ Door een capaciteitstarief in te voeren wil de VREG dan ook de kostenreflectiviteit van de tariefstructuur verhogen. De netbeheerder houdt bij de aanleg van zijn netten rekening met het verwachte piekgebruik van zijn klanten. Hoe vaak een klant deze piekcapaciteit benut en/of hoeveel energie hij van het net afneemt, is hierbij minder van belang en beïnvloedt de corresponderende netkosten niet.

De VREG verwijst ook naar §3.2 in [CONS-2019-02](#) voor zijn motivatie tot invoering van een capaciteitstarief bij laagspanningsklanten.

Het capaciteitstarief – voor laagspanningsklanten aangerekend o.b.v. de tariefdrager gemiddelde maandpiek (zie Tabel 13) – wordt wel degelijk aangerekend o.b.v. effectief gemeten waarden en niet o.b.v. bv. het aansluitingsvermogen. De VREG beaamt dat het aansluitingsvermogen, althans in Vlaanderen, geen goede indicator vormt voor het effectief vermogen-gebruik van een klant: zie [RAPP-2020-07](#) (zienswijze 23).

De digitale meter registreert het gemiddeld vermogen op kwartierbasis. Het hoogste gemeten kwartiervermogen per maand – d.i. de maandpiek – vormt de basis voor aanrekening van het capaciteitstarief. De gemiddelde maandpiek wordt namelijk berekend als het gemiddelde van de 12 laatste maandpieken. Het maakt hierbij inderdaad niet uit hoe vaak – tijdens 1 kwartier of tijdens meerdere kwartieren – een klant dit piekvermogen heeft gebruikt. Wanneer een maandpiek kleiner is dan 2,5 kW, wordt voor die maand een minimumwaarde van 2,5 kW verondersteld. Hierdoor zal elke netgebruiker een minimale jaarlijkse bijdrage – of m.a.w. een minimaal forfait – betalen in de netkosten. De distributienetbeheerder heeft bij de aanleg van het bestaande distributienet immers voor elke netgebruiker een bepaalde netcapaciteit voorzien en dus een bepaalde kost gemaakt, onafhankelijk van het feit of deze netgebruiker hier vandaag al dan niet gebruik van maakt. De kosten gerelateerd aan deze historische netinvesteringen maken vandaag een belangrijk deel uit van het luik netkosten in de distributienettarieven. De VREG acht het daarom noodzakelijk dat elke klant hierin een minimale bijdrage levert. De motivatie van deze zogenaamde ‘minimale vermogensbandbreedte’ in [RAPP-2020-07](#) (§4.2.2.8) blijft dan ook gelden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden

4.1.6 Zienswijze 6.

Zienswijze	Voorkeur voor gebruik van de tariefdrager toegangsvermogen en/of een zelf instelbaar toegangsvermogen bij laagspanningsklanten
Belanghebbenden	Agoria, Gezinsbond, Vlaams ABVV

⁶ Omdat het ontwerp van het net op de vermogensuitwisseling is gebaseerd. Zie bv. https://phasetophase.nl/boek/boek_3_13.html

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Agoria is voorstander om voor de aanrekening van het tarief netgebruik bij laagspanningsklanten gebruik te maken van de tariefdrager toegangsvermogen eerder dan de voorgestelde tariefdrager gemiddelde maandpiek. Afhankelijk van de hoogte van het overschrijdingstarief zou deze tariefdrager een betere stimulans geven om het piekvermogen te verlagen.

Gezinsbond en Vlaams ABVV betreuren dat – i.t.t. de eerdere voorstellen in [CONS-2019-02](#) – de voorliggende voorstellen niet langer in de mogelijkheid voorzien voor laagspanningsklanten om zelf een toegangsvermogen in te stellen. Deze mogelijkheid zou klanten, waaronder gezinnen in energiearmoede, immers kunnen helpen om hun netfactuur nauwgezet onder controle te houden.

Reactie op de zienswijze

De VREG blijft bij zijn initieel standpunt om voor laagspanningsklanten met een digitale meter het tarief netgebruik grotendeels aan te rekenen a.d.h.v. de tariefdrager gemiddelde maandpiek. De VREG verwijst hierbij naar [RAPP-2020-07](#) (§4.2.2.8). De daarin opgenomen motivatie voor de gekozen tariefdrager gemiddelde maandpiek blijft gelden.

M.b.t. de mogelijkheid om zelf een toegangsvermogen in te stellen in de digitale meter, verwijst de VREG naar [RAPP-2020-07](#) (zienswijze 13).

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.1.7 Zienswijze 7.

Zienswijze	Berekening van de gemiddelde maandpiek op basis van een statisch eerder dan een rollend venster
Belanghebbende	VEB

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

VEB toont zich geen voorstander om de gemiddelde maandpiek te berekenen op basis van een rollend venster – d.i. o.b.v. de voorbije 12 maandpieken – o.w.v. de complexiteit ervan, de hieruit resulterende maandelijkse wijzigingen in de factuur en de mogelijke verwarring die dit teweeg zal brengen bij de klant. VEB pleit er daarom voor om de gemiddelde maandpiek te berekenen per kalenderjaar.

Reactie op de zienswijze

De VREG blijft bij zijn initieel standpunt om voor laagspanningsklanten met een digitale meter de tariefdrager gemiddelde maandpiek te berekenen o.b.v. een rollend venster. De VREG verwijst hierbij naar [RAPP-2020-07](#) (zienswijze 9 en 10). De daarin opgenomen motivatie voor het gebruik van een rollend venster blijft gelden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.1.8 Zienswijze 8.

Zienswijze	Tarifering o.b.v. de (gemiddelde) week- of dagpiek eerder dan o.b.v. de gemiddelde maandpiek
Belanghebbenden	E.V.L., F.D.

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

E.V.L. en F.D. vragen zich af waarom de VREG voor laagspanningsklanten met een digitale meter ervoor kiest om het maximale kwartiervermogen per maand als basis te nemen voor aanrekening van het capaciteitstarief. Het lijkt hen meer aangewezen om het maximale kwartiervermogen over een kortere tijdsperiode vast te stellen en m.a.w. een wekelijks of dagelijks piekvermogen als aanrekeningsbasis te hanteren. Hierdoor zouden gezinnen minder het gevoel hebben dat zij gedurende een volledige maand worden ‘afgestraft’ voor een éénmalige piek en zouden zij meer gemotiveerd blijven om hun capaciteitsgebruik telkens opnieuw onder controle te houden.

Reactie op de zienswijze

De VREG verwijst naar zijn motivatie voor de gekozen tariefdrager gemiddelde maandpiek opgenomen in [RAPP-2020-07](#) (§ 4.2.2.8).

De VREG merkt op dat het hoogst gemeten kwartiervermogen per maand eenvoudig kan uitgelezen worden uit de digitale meter – althans mits aanpassing (op afstand) van de huidige meterconfiguratie – waardoor de tariefdrager ‘gemiddelde maandpiek’ geen uitlezing van kwartierwaarden op dagbasis behoeft. Hierdoor kan het meetregime dat art. 4.2.13 van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (TRDE) minimaal voorschrijft voor klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting behouden blijven. Klanten met een digitale meter hebben conform deze bepaling immers de mogelijkheid om te kiezen voor ‘meetregime 1’, waarbij de distributienetbeheerder op maandelijks basis geaggregeerde meetwaarden uitleest, of voor ‘meetregime 3’, waarbij de distributienetbeheerder op dagbasis kwartierwaarden uitleest. Door de keuze voor de tariefdrager maandpiek is een frequentere registratie van meetgegevens dan deze gewenst door de klant niet nodig. Dit zou bij een keuze voor tarifiering o.b.v. de dag- of weekpiek wel het geval zijn.

Ten slotte wijst de VREG erop dat ook bij klanten op hogere spanningsniveaus het tarief netgebruik deels o.b.v. de tariefdrager maandpiek zal aangerekend worden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.1.9 Zienswijze 9.

Zienswijze	Minimale vermogensbandbreedte van 2,5 kW leidt tot discriminaties tussen netgebruikers
------------	--

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

E.V.L. stelt dat het voorstel van een minimale vermogensbandbreedte van 2,5 kW niet werd onderbouwd. E.V.L. wijst er op dat gezinnen met een budgetmeter met stroombegrenzing op 10 A onmogelijk een piekvermogen van 2,5 kW kunnen bereiken. Aan deze financieel kwetsbare gezinnen wordt bijgevolg een bedrag aangerekend waar geen overeenkomstige prestaties tegenover staan. E.V.L. meent ook dat het voorstel discriminaties in het leven roept: tussen netgebruikers met een piekvermogen onder 2,5 kW onderling (bv. huizen in leegstand met quasi nulverbruik vs. gezinnen met een piekvermogen van 2,4 kW) én tussen netgebruikers met een piekvermogen onder 2,5 kW vs. netgebruikers met een hoger piekvermogen.

Reactie op de zienswijze

De tariefmethodologie, waar de algemene tariefstructuur deel van uitmaakt, mag niet discrimineren.⁷ De richtsnoeren voor het opstellen van de tariefmethodologie, zoals bepaald in het Energiedecreet⁸, voorzien onder meer in het niet-discriminerende en proportionele karakter van de tarieven⁹. Dit richtsnoer vormt eigenlijk een concrete toepassing van het gelijkheids- en non-discriminatiebeginsel, zoals voorzien in de artikelen 10 en 11 van de Grondwet.

Of aan het gelijkheids- en non-discriminatiebeginsel is voldaan, moet dan telkens worden beoordeeld aan de hand van de concrete omstandigheden van iedere differentiatie (of het gebrek eraan) in de tariefstructuur, incl. de verantwoording van het gemaakte onderscheid. Ook wanneer er geen differentiatie tussen netgebruikers wordt gemaakt, moet – omgekeerd – verantwoord worden dat een groep van netgebruikers op eenzelfde manier behandeld wordt.

De distributienetbeheerder heeft bij de aanleg van het bestaande distributienet voor elke netgebruiker een bepaalde netcapaciteit voorzien en dus een bepaalde kost gemaakt, onafhankelijk van het feit of deze netgebruiker hier daar tijdens een bepaalde periode al dan niet gebruik van maakt en/of zijn vermogen-gebruik vandaag tijdelijk wordt gelimiteerd. Om de benodigde capaciteit van het net te bepalen heeft de distributienetbeheerder destijds immers een algemene veronderstelling gemaakt over het maximale vermogen dat elk van zijn klanten gebruikt en de mate waarin de verschillende klanten aangesloten op het net dat piekvermogen op hetzelfde moment gebruiken. Op deze manier kon hij de verwachte maximale belasting van het net inschatten en de capaciteit van de kabel daarop afstemmen. De kosten t.g.v. deze historische netinvesteringen (kapitaalkosten en afschrijvingen) werden dus initieel gedreven door capaciteit (kW), maar zijn vandaag relatief ‘vast’ en kunnen niet meer beïnvloed worden door het effectieve gedrag van klanten. Het zijn zogenaamde ‘gezongen kosten’. Deze kosten maken vandaag een belangrijk deel uit van het luik netkosten in de distributienettarieven. De VREG acht het daarom noodzakelijk dat elke klant hierin een minimale bijdrage levert en blijft dan ook bij zijn initieel standpunt.

De VREG oordeelt dan ook dat de maatregel een legitiem doel nastreeft. De maatregel is bovendien adequaat om dat legitiem doel te bereiken. Ten slotte oordeelt de VREG dat de maatregel ook in een redelijke verhouding staat tot het legitiem doel dat ermee wordt beoogd (evenredigheid/proportionaliteit). De motivatie tot invoering van de zogenaamde ‘minimale

⁷ Zie in dat verband de artikelen 10 en 11 van de Grondwet en het tarifair richtsnoer vervat in artikel 4.1.32, § 1, 4° Energiedecreet.

⁸ Art. 4.1.32, §1 Energiedecreet.

⁹ Art. 4.1.32, § 1, 4° Energiedecreet.

vermogensbandbreedte' alsook van de gekozen hoogte van 2,5 kW, die wel degelijk werd opgenomen in [RAPP-2020-07](#) (§4.2.2.8), blijft dan ook gelden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.1.10 Zienswijze 10.

Zienswijze	Betaalbaar basisvermogen voor gezinnen
Belanghebbenden	Gezinsbond, Vlaams ABVV

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Gezinsbond en Vlaams ABVV dringen aan op een 'betaalbaar basisvermogen' voor alle aansluitingspunten waarop een klant zijn hoofdverblijfplaats heeft. Dit kan gebeuren door de creatie van een onderste vermogensschijf van minstens 3,5 kW – d.i. het minimaal benodigde vermogen voor een gezin om menswaardig te kunnen leven – waarin een lager €/kW-tarief van toepassing is dan in de hogere schijven. Een 2^{de} vermogensschijf tot 6,5 kW levert gezinnen basiscomfort en moet ook voor iedereen betaalbaar zijn. Op deze manier kan het risico op Mattheuseffecten ingeperkt worden: ook gezinnen die niet kunnen investeren in de meest energiezuinige of stuurbare toestellen moeten gespaard blijven van een te hoge netfactuur.

De voorgestelde minimale jaarlijkse bijdrage ter hoogte van 2,5 kW x tarief gemiddelde maandpiek impliceert voor gezinnen een niet te ontwijken vaste kost. Met het oog op een 'betaalbaar basisvermogen' stellen Gezinsbond en ABVV dan ook voor om de minimale vermogensbandbreedte op te trekken tot minstens 3,5 kW en hierop een voldoende laag tarief toe te passen.

Reactie op de zienswijze

De VREG verwijst naar zijn eerdere reactie op het voorstel van een 'betaalbaar basisvermogen' in [RAPP-2020-07](#) (zienswijze 32). Het initieel standpunt van de VREG hierover blijft ongewijzigd.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.1.11 Zienswijze 11.

Zienswijze	Aanrekening minimale jaarlijkse bijdrage bij digitale meterklanten d.m.v. een vaste term i.p.v. geïntegreerd in het capaciteitstarief
Belanghebbende	Next Kraftwerke

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Next Kraftwerke steunt het voorstel om elke laagspanningsklant een minimale bijdrage in de netkosten te laten leveren. Wel stelt Next Kraftwerke voor om deze bijdrage niet te integreren in

de capaciteitsterm – d.m.v. de minimale vermogensbandbreedte – maar deze ook bij digitale meterklanten aan te rekenen d.m.v. een vaste term. Dit zou de complexiteit voor de klant verlagen.

Reactie op de zienswijze

Zoals toegelicht in [RAPP-2020-07](#) (§4.2.2.8) verkiest de VREG om voor digitale meterklanten de minimale jaarlijkse bijdrage te integreren in de capaciteitsterm, eerder dan deze aan te rekenen via een aparte vaste term, omdat (a) op deze manier de introductie van een extra tariefdrager ‘vast’ – bovenop de tariefdragers kWh en kW – in de tariefstructuur wordt vermeden én (b) de VREG meent dat het tarief €/kW_{gem MP} enkel zo een voldoende zwaar gewicht behoudt om het beoogde capaciteitsbewustzijn en rationeel netgebruik bij klanten effectief te realiseren. De VREG blijft bij dit initieel standpunt.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.1.12 Zienswijze 12.

Zienswijze	Zijn de kWh-tarieven netgebruik gelijk voor klanten met een digitale meter en klanten met een klassieke meter?
Belanghebbende	Flux50

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Flux50 stelt vast dat de minimale maandpiek voor een digitale meterklant wordt vastgelegd op 2,5 kW; voor een klassieke meterklant wordt via een vaste term een bedrag overeenstemmend met 2,5 kW – als enige mogelijke en dus ook maximale waarde – aangerekend. Flux50 vraagt zich in dit verband af of de kWh-tarieven netgebruik voor beide klantengroepen al dan niet gelijk zijn. Zo ja, dan lijkt dit volgens Flux50 namelijk te impliceren dat de netfactuur van een klassieke meterklant altijd lager zal zijn.

Reactie op de zienswijze

De hoogte van het kWh-tarief verschilt al naargelang een netgebruiker op laagspanning behoort tot de klantengroep ‘piekmeting’ of de klantengroep ‘klassieke meter’. De reden hiervoor is terug te vinden in §11.5.3 m.b.t. de verdere tarifaire verwerking na toepassing van de verdeelsleutels. De berekening van de eenheidstarieven zal in lijn met deze bepalingen gebeuren.

Wat betekent dit voor klanten met een digitale meter? De aanrekening o.b.v. deze eenheidstarieven aan de groep laagspanningsklanten met piekmeting zal ervoor zorgen dat, voor wat hun aandeel in het globale budget netgebruik betreft, 80% van de kosten wordt geïnd via de tariefdrager kW_{gem MP} en 20% via de tariefdrager kWh_{afname}.

Wat betekent dit voor klanten met een klassieke meter? De aanrekening van de vaste bijdrage $vast_{net}$ zal ervoor zorgen dat bij de groep laagspanningsklanten met een klassieke meter, voor wat hun aandeel in het globale budget netgebruik betreft, alleszins minder dan 80% van de kosten op deze wijze wordt geïnd. Het merendeel van de klanten zal in praktijk immers een gemiddelde maandpiek groter dan 2,5 kW hebben, waardoor bij klanten met een digitale meter via de

tariefdrager gemiddelde maandpiek een groter bedrag zal aangerekend worden dan de vaste bijdrage die klanten met een klassieke meter zullen betalen.

Het kWh-eenheidstarief (€/ kWh_{afname}) zal hierdoor hoger liggen voor klanten met een klassieke meter dan voor klanten met een digitale meter. Bij de groep laagspanningsklanten met een klassieke meter moet de aanrekening van dit tarief er immers voor zorgen dat, voor wat hun aandeel in het globale budget netgebruik betreft, alle kosten die niet worden aangerekend via de tariefdrager *vast_{net}* worden geïnd. Zoals hierboven al aangehaald, gaat dit over meer dan 20% van de totale kosten.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.1.13 Zienswijze 13.

Zienswijze	Behoud huidige kWh-gebaseerde tariefstructuur voor klanten met een klassieke meter
Belanghebbenden	Vlaams ABVV, Test-Aankoop

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Vlaams ABVV en Test-Aankoop zijn geen voorstander van de introductie van een vaste term in de tariefstructuur voor klanten met een klassieke meter en pleiten ervoor om voor deze klanten de huidige volledig kWh-gebaseerde aanrekening van het tarief netgebruik te behouden – zoals ook eerder door de VREG werd voorgesteld in [CONS-2019-02](#).

Reactie op de zienswijze

De VREG stelt in zijn ontwerp van tariefmethodologie voor om de netgebruikers bij kleinverbruiksmeterinrichtingen (KVM) te differentiëren in functie van het type meter.

Daar waar bij netgebruikers met een digitale meter de ‘gemiddelde maandpiek’ gebruikt zal worden, stelt de VREG voor om, voor de aanrekening van het Tarief netgebruik aan de klanten met een klassieke meter, de tariefdrager kWh te behouden én een vaste term te introduceren die gelijk is aan de minimale bijdrage in de netkosten die digitale meterklanten betalen via de minimale vermogensbandbreedte vervat in de tariefdrager ‘gemiddelde maandpiek’.

Klassieke meters beschikken over beperktere functionaliteiten dan digitale meters. Er zijn slechts weinig tariefdragers adequaat bevonden voor de aanrekening van de distributiekosten aan de klanten met een klassieke meter, terwijl een digitale meter die mogelijkheden wel biedt.

Het differentiëren van de tariefstructuur op basis van het type meetinstallatie is een objectief criterium van onderscheid en dus principieel toegestaan, mits dit criterium voor differentiatie tussen netgebruikers weliswaar ook voldoet aan de decretale definitie van “klantengroep”¹⁰. Dat is hier inderdaad het geval. Het Energiedecreet laat een onderscheiden behandeling o.m. toe op basis van het type meetinstallatie.

¹⁰ Art. 1.1.3, 74°/1, Energiedecreet.

De VREG heeft een ruime discretionaire bevoegdheid ter zake. Bij gebrek aan deugdelijke tariefdragers stelt de VREG voor om, voor aanrekening van het Tarief netgebruik aan KVM klanten met klassieke meter, enerzijds de tariefdrager kWh te behouden en anderzijds, teneinde maximale gelijkheid na te streven, een vaste term te introduceren gelijk aan de minimale bijdrage in de netkosten die digitale meterklanten betalen via de minimale vermogensbandbreedte vervat in de tariefdrager ‘gemiddelde maandpiek’.

Hoewel klanten met een klassieke en een digitale meter zich om de hoger vermelde redenen niet in vergelijkbare gevallen, bevinden, maakt het invoeren van een “vaste term” voor klanten met een klassieke meter (ter weerspiegeling van de minimale bijdrage bij de klanten met een digitale meter) het noodzakelijke verschil in behandeling meer proportioneel door de gevolgen ervan te beperken.

Het staat de klanten met een klassieke meter ook altijd vrij om te kiezen voor een digitale meter. De VREG beseft hierbij wel dat tegenover die eigen keuze een nettatarief bestaat. Het Energiedecreet bepaalt namelijk dat, indien de meter wordt geplaatst op verzoek van de netgebruiker, deze zal instaan voor de kosten van de plaatsing en indienststelling van deze meter. De VREG heeft bij het Grondwettelijk Hof een vernietigingsberoep ingediend tegen art. 17 van het Digitale Meterdecreet, waarmee deze bepaling¹¹ werd ingevoerd in het Energiedecreet. Hij dient in afwachting van een arrest ter zake uiteraard de vigerende regelgeving te respecteren.

De VREG blijft dan ook bij zijn in de ontwerp tekst van de tariefmethodologie opgenomen standpunt om voor klassieke meterklanten het tarief netgebruik deels aan te rekenen via een vaste term. De VREG verwijst hierbij naar [RAPP-2020-07](#) (zienswijze 23). De daarin opgenomen motivatie voor de gekozen aanpak voor klassieke meterklanten blijft dan ook gelden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.1.14 Zienswijze 14.

Zienswijze	Nood aan een eenduidige benaming, definitie en meetmethode van alle tariefdragers
Belanghebbenden	Flux50 – VEB

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Flux50 wijst op het belang om alle tariefdragers eenduidig te definiëren, net als de wijze waarop zij gemeten zullen worden. De meetmethode van de capaciteitsgebaseerde tariefdragers bepaalt immers bv. in welke mate er op de markt energiemanagementsystemen beschikbaar zijn die een slimme aansturing i.f.v. de tariefstructuur kunnen ondersteunen.

Voor VEB lijkt de term ‘gemiddelde maandpiek’ een voor klanten verwarrende benaming. De term lijkt namelijk te suggereren dat een éénmalige piek in een bepaalde maand enkel voor die betreffende maand wordt meegenomen in de facturatie, wat niet het geval is. Aangezien het gemiddelde wordt genomen van de laatste 12 maanden, zou de term ‘gemiddelde jaarpiek’ meer voor de hand liggend zijn.

¹¹ Artikel 4.1.22/2, al.2 Energiedecreet.

Reactie op de zienswijze

De VREG wijst erop dat onderaan Tabel 13 alle tariefdragers incl. definitie worden opgelijst. De VREG gaat akkoord om hierin voor de tariefdrager maandpiek te verduidelijken dat het over een kwartiervermogen gaat – d.i. conform de definitie in het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (TRDE) een gemiddeld vermogen op kwartierbasis.

De VREG meent dat de voorgestelde alternatieve benaming ‘gemiddelde jaarpiek’ minstens evenveel risico op verwarring inhoudt. De benaming kan immers verkeerdelijk de indruk creëren dat er wordt getarifeerd o.b.v. een jaarpiek – en dus enkel het hoogste kwartiervermogen per jaar van belang is.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden.

In §11.2.2 wordt in de toelichting bij de in Tabel 13 gebruikte afkortingen verduidelijkt dat de maandpiek afname het maximale afgenomen actieve *kwartiervermogen* in de netfacturatiemaand betreft.

4.1.15 Zienswijze 15.

Zienswijze	Voorstander van onmiddellijke invoering nieuwe ToU prikkel
Belanghebbenden	Agoria, AVERE, COGEN, Elia, Flux50, Next Kraftwerke, ODE, Techlink, Test-Aankoop, Vlaams ABVV, E.V.L.

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Verschillende belanghebbenden betreuren dat de voorgestelde tariefstructuur geen tijdsafhankelijke prikkel bevat en beoordelen een eventuele latere introductie ervan als niet opportuun.

Agoria, COGEN, Elia, Flux50, ODE, Next Kraftwerke, Vlaams ABVV en E.V.L. menen dat – ook al is het distributienet voorlopig vrij ruim gedimensioneerd – een toekomstbestendige tariefstructuur nu al rekening moet houden met het moment waarop een klant het distributienet gebruikt, d.i. al dan niet samen met de synchrone piekbelasting. Het is immers het gelijktijdige – niet het individuele – gedrag van klanten dat een bepalende factor vormt bij de dimensionering van het distributienet. Een ToU (Time of Use, of moment van (net)gebruik) prikkel is dan ook belangrijk in het licht van de toenemende elektrificatie, om een te grote gelijktijdigheid in afname te vermijden. Om écht kostenreflectieve nettarieven te bekomen, die de correcte – negatieve dan wel positieve – impact van pieken op het net reflecteren, is de onmiddellijke introductie van een ToU prikkel m.a.w. noodzakelijk.

COGEN wijst erop dat het afschaffen van het huidig onderscheid tussen dag- vs. nachttarieven zonder onmiddellijke introductie van een nieuwe ToU prikkel tot een hogere systeempiek zou kunnen leiden. Agoria, Flux50 en Next Kraftwerke menen dat dit voorstel bovendien een verkeerd en verwarrend signaal vormt naar de klant toe. Klanten zullen hun gedrag immers mogelijk meerdere keren moeten aanpassen, wat telkens de nodige tijd vergt; ook past de keuze voor een tijdelijke ‘stand still’ niet in de evolutie naar een steeds actievere deelname van de klant op de energiemarkt. Verder zullen netgebruikers mogelijk aangemoedigd worden om investeringen aan

te gaan – bv. opslagsystemen met een welbepaalde dimensionering – die op een later moment niet meer optimaal, of zelfs niet langer rendabel zullen blijken.

Flux50 beschouwt een ToU prikkel in de distributienettarieven als een noodzakelijk, bijkomend mechanisme bovenop de (dynamische) energieprijs. Beide stimulansen samen zullen het gedrag van klanten sterker beïnvloeden en investeringen in energiemanagementsystemen interessanter maken, waardoor ook de mogelijkheden van de digitale meter op dat vlak beter benut zullen worden.

AVERE pleit voor een ToU prikkel in de tariefstructuur om klanten met elektrische voertuigen toe te laten om hun voertuig tijdens goedkopere momenten vlot op te laden. Zonder tijdsafhankelijk onderscheid in het capaciteitstarief worden klanten beperkt om hun netfactuur te optimaliseren en zal ook heel wat flexibiliteit om 's nachts energie-overschotten op te slaan onbenut blijven. Ook Elia wijst op een mogelijk negatieve invloed op de adoptiesnelheid van elektrische voertuigen, wanneer niet onmiddellijk een ToU prikkel wordt opgenomen in de distributienettarieven. Klanten zullen hierdoor de baten van het opladen aan verlaagde energieprijs (dynamische energieprijzen) moeten afwegen tegen de kosten die het veroorzaken van een piek (nettarieven) met zich meebrengt.

Next Kraftwerke wijst erop dat een latere, onbesliste invoering van een ToU prikkel in het capaciteitstarief het aanbod van flexibiliteit en vraagresponsmaatregelen voor balanceringsdoeleinden mogelijk onnodig reduceert, wat niet in lijn is met de bepalingen in het Clean Energy Package. Een capaciteitstarief zonder tijdsafhankelijke component moedigt immers individuele netgebruikers aan tot een zo vlak mogelijk capaciteitsgebruik, waardoor de eventueel aanwezige flexibiliteit minder snel ter beschikking zal worden gesteld voor ondersteuning van zowel het distributie- als transmissienet. Ook Elia is bezorgd over de mogelijk negatieve impact van het capaciteitstarief op het aanbod van ondersteunende diensten.

M.b.t. de modaliteiten van de ToU prikkel pleiten FEBEG en ODE voor een eenvoudige, statische prikkel met slechts beperkte tijdsblokken. Hierbij is het belangrijk dat geen interferentie optreedt met de prijssignalen van de leveranciers of de evenwichtsproducten van Elia. ODE stelt (minstens) een hoger capaciteitstarief voor op weekdays tussen 17u en 20u; zo geven de distributienettarieven ook een rudimentaire prikkel ter ondersteuning van de bevoorradingszekerheid. Ook Flux50 is in een beginfase voorstander van een eenvoudig systeem met slechts 1 of 2 piekperioden per dag, als aanzet naar op termijn meer dynamische tarieven die de ogenblikkelijke netbelasting reflecteren. COGEN en Techlink verkiezen dan weer de onmiddellijke introductie van dergelijke lokale ToU-tarieven, met daarbij een onderscheid tussen gegarandeerde vs. niet gegarandeerde capaciteit. Vlaams ABVV ten slotte verkiest een ToU prikkel op de kWh-component van de netfactuur. Een ToU prikkel op de capaciteitscomponent kan de tijdsafhankelijke prikkel uitgaande van dynamische energieprijzen immers tegenwerken en vice versa, wat het voor de klant bijzonder complex maakt.

M.b.t. de studie omtrent ToU tarieven die de VREG wil laten opleveren door Fluvius tegen begin 2024, menen Agoria en Flux50 dat deze relevantere resultaten zal opleveren wanneer in 2022 al een bepaalde ToU component wordt ingevoerd die daarin geëvalueerd kan worden. Flux50 pleit er dan ook voor om minstens enkele real life cases op te starten, eventueel binnen het wetgevend kader van de regelluwe zones. FEBEG vraagt om nauw betrokken te worden bij de uitwerking van deze studie. Test-Aankoop vindt het vooral een gemiste kans dat dergelijke studie niet wordt uitgevoerd voorafgaand aan de wijziging van de tariefstructuur.

Elia adviseert de VREG ten slotte om bij zijn uiteindelijke beslissing zeker volgende evoluties in beschouwing te nemen: de ToU prikkel die momenteel door Elia wordt toegepast bij aanrekening van de transmissienettarieven, de beslissing van de Vlaamse Regering om de digitale meter

versneld uit te rollen, de verder toenemende PV-productie en injectie die kan leiden tot overbelasting van het net, het Clean Energy Package dat dynamische energieprijzen en de creatie van energiegemeenschappen mogelijk zal maken, de maatschappelijke baten van een versnelde elektrificatie van vervoer alsook de evoluties op vlak van flexibiliteit en markt(en) voor ondersteunende diensten.

Reactie op de zienswijze

De VREG blijft bij zijn initieel standpunt om vanaf het moment van invoering van de nieuwe tariefstructuur tot aan het einde van de reguleringsperiode tijdsafhankelijke elektriciteitsdistributienettarieven toe te passen die naar hoogte toe gelijkgeschakeld worden. De VREG verwijst hierbij naar [RAPP-2020-06](#) (zienswijze 11) en [RAPP-2020-07](#) (zienswijze 14). De daarin opgenomen motivaties blijven gelden.

De VREG behoudt ook de in CONS-2020-03 voorgestelde verplichting voor de distributienetbeheerder tot oplevering van een studie aan de VREG (ten laatste op 01/12/2023) over de eventuele noodzaak van invoering van tijdsafhankelijke tarieven op distributienetniveau, met het oog op de eventuele introductie van een ToU prikkel in de navolgende reguleringsperiode.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.2 M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit afname 22-24 – Tarieven reactieve energie

4.2.1 Zienswijze 16.

Zienswijze	Voorstel tot maximaal behoud van de huidige berekeningswijze voor aanrekening van het tarief reactieve energie
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius vraagt om het voorgestelde nieuwe mechanisme van berekening van reactieve energie op kwartierbasis enkel in te voeren voor klanten die deelnemen aan de levering van ondersteunende diensten op vlak van reactief- en spanningshuishouding.

Fluvius stelt dat een systeem op kwartierbasis op dit ogenblik slechts een te beperkte meerwaarde heeft om de grote implementatie-impact ervan te verantwoorden. Bovendien kan het de werking van de toekomstige markt voor ondersteunende diensten verhinderen, tenzij er regels worden voorzien – met opnieuw extra complexiteit tot gevolg – om bepaalde reactieve pieken uit te sluiten. Ten slotte kan het klanten aanzetten tot investeringen die geen meerwaarde hebben voor de reactief- en spanningshuishouding of die bv. enkel statisch werken en niet toekomstgericht dynamisch.

Ten slotte wijst Fluvius er op dat niet alle klanten aangesloten op hogere spanningsniveaus momenteel over een meetinrichting beschikken die de voorgestelde nieuwe wijze van aanrekening van reactieve energie kan ondersteunen.

Reactie op de zienswijze

Het voorstel dat Fluvius uiteenzet in haar zienswijze wordt niet gevolgd, wegens niet consistent. Enerzijds stelt Fluvius dat het huidige ontradingstarief ertoe leidt dat het reactief gedrag op het Fluvius-netwerk en op de koppelpunten met Elia binnen de aanvaardbare grenzen zit, dankzij de toepassing van het huidige systeem en de mogelijkheid om een werkpunt op te leggen aan bepaalde productie-installaties. Anderzijds geeft Fluvius aan dat het reactief jaargedrag sterk stijgt bij het plaatsen van een “embedded” productie en lijkt ze te betreuren dat dit op vandaag gebeurt zonder dat de klant significant meer moet betalen voor reactieve energie, vermits ze stelt dat bij verderzetting van de opmars van decentrale productie, het reactief gedrag op bepaalde momenten een probleem zal worden. Dit onderstreept Fluvius door te pleiten voor een dynamisch systeem of een markt van ondersteunende diensten met focus op reactief- en spanningshuishouding.

De VREG stelt vast dat er op vandaag geen decretale basis is voor een markt van ondersteunende diensten, en meer in het bijzonder voor een marktsysteem voor de levering van reactieve energie. Daarnaast constateert de VREG dat Fluvius herhaaldelijk haar bezorgdheid heeft geuit over de impact van de aanrekening van reactieve energie door Elia op de koppelpunten.

We merken op dat het vergelijken van actieve en reactieve energie om het gedrag van netgebruikers te sturen, door het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (TRDE) niet is uitgesloten, maar door de netbeheerders nog altijd niet wordt toegepast. Art. 2.3.18 TRDE laat beide opties vooralsnog open. Het tijdsinterval voor de bepaling van de forfaitaire hoeveelheid kan zowel een kwartier zijn als een maand, en moet in het Toegangscontract worden gespecificeerd. In lijn met de beslissing over de Tariefmethodologie zal de bepaling in het TRDE bij een volgende herziening (voorafgaand aan de invoering van de nieuwe tariefstructuur) worden aangepast, en aan de belanghebbenden ter consultatie worden voorgelegd, conform het Energiedecreet¹².

Art. 2.3.17 TRDE bepaalt verder dat de hoeveelheden met betrekking tot de werking in inductief en capaciteef regime afzonderlijk moeten worden opgemeten en onderling niet gecompenseerd mogen worden. Art. 2.3.18 §4 en §5 TRDE bepalen duidelijk dat de verrekening van de forfaitaire hoeveelheid moet gebeuren t.o.v. de hoeveelheden in inductief en capaciteef regime afzonderlijk.

Waar Fluvius pleit voor het maximaal behoud van de huidige tariefbepaling en berekeningswijze, acht de VREG de periode tot aan de invoering van de nieuwe tariefstructuur voldoende lang om de nodige implementatieaanpassingen aan de systemen (rekenmotor, marktwerking) door te voeren.

De VREG begrijpt uit de reactie van Fluvius dat er ook een impact is op het meterpark en dat niet alle geplaatste meters de nieuwe tariefstructuur kunnen ondersteunen. Aangezien de VREG geen verschillende tariefsystemen (bovendien gebaseerd op een verschillende invulling van de forfaitair toegelaten hoeveelheid reactieve energie) door elkaar wil gebruiken en geen onnodige metervervangingen wil opleggen, gaat de VREG ervan uit dat er vanaf 01/01/2022 enkel aanrekening van reactieve energie kan gebeuren voor zover de principes van aanrekening kunnen ondersteund worden door het meetsysteem op het toegangspunt. Een aanpassing van het meetsysteem kan enerzijds door de netbeheerder opportuun worden bevonden, of anders door

¹² Art. 4.2.1, §1 Energiedecreet.

de netgebruiker worden gevraagd (bv. door netgebruikers die contracten met dynamische prijzen op basis van kwartierwaarden willen sluiten met hun leverancier of die, wanneer het decretale kader is aangepast, ondersteunende diensten willen leveren aan de netbeheerder). De VREG verwacht dan ook dat op relatief beperkte termijn alle meters de nieuwe tariefstructuur zullen kunnen ondersteunen en dat vanaf dan alle betrokken klanten uit de respectievelijke klantengroepen die meer dan de forfaitair toegelaten hoeveelheid reactieve energie met het net uitwisselen, ook bijdragen aan de kosten van de distributienetbeheerder via het betalen van de tarieven voor deze component.

Conform het Energiedecreet¹³ moeten injectietarieven niet alleen de kosten maar ook de baten weerspiegelen. Er zijn namelijk ook kostenbesparingen verbonden aan gedistribueerde opwekking, zoals de directe afname van energie op het laagspanningsnet (met o.m. een daling van de netverliezen tot gevolg). Ook kan injectie op het distributienet bijdragen tot een efficiëntere werking van het net, al was het maar omdat bepaalde netinvesteringen uitgesteld of zelfs vermeden kunnen worden. Vanuit deze overwegingen bepaalt de VREG in §11.5.2.1 dat aan injectieklanten enkel direct toewijsbare capaciteitsgerelateerde kosten worden toegewezen. Dit impliceert dat aan injectieklanten geen tarief inzake reactieve energie wordt aangerekend. Ook wordt in §11.5.3 bepaald dat het afnametarief inzake reactieve energie over de periode 2022-2024 op eenzelfde niveau wordt gehouden. De uit dit tarief gebudgetteerde opbrengsten weerspiegelen daarbij de over deze periode gebudgetteerde kosten. Eventuele afwijkingen tussen beide worden daarbij toegewezen aan het tarief netgebruik.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden.

In tabel 13 van paragraaf 11.2.2 wordt volgende voetnoot aan de parameter 'F' toegevoegd: "Indien het meetsysteem niet toelaat om de forfaitaire hoeveelheid reactieve energie te bepalen op de wijze zoals vastgelegd in het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit, kan door de distributienetbeheerder geen tarief inzake reactieve energie worden aangerekend."

4.3 M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit afname 22-24 – Tarieven ODV

4.3.1 Zienswijze 17.

Zienswijze	Betaalbaar basisverbruik voor gezinnen
Belanghebbende	Gezinsbond

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Gezinsbond is voorstander om de niet-netgebonden kosten enkel aan te rekenen boven een bepaald basisverbruik. Dit basisverbruik is afhankelijk van de bezettingsgraad van de woning, naar analogie met de watertarieven.

¹³ Art. 4.1.32, §1, 17° Energiedecreet.

Reactie op de zienswijze

De VREG verwijst naar zijn eerdere reactie op het voorstel van een ‘betaalbaar basisverbruik’ in [RAPP-2020-07](#) (zienswijze 32). Het initieel standpunt van de VREG hierover blijft ongewijzigd.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.4 M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit 22-24 – Maximumtarieven

4.4.1 Zienswijze 18.

Zienswijze	Voorkeur voor een getrappt maximumtarief voor afname
Belanghebbenden	Gezinsbond, Vlaams ABVV

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Gezinsbond wijst erop dat de invoering van het capaciteitstarief voor gezinnen zowel een investering als gedragsverandering zal vragen. In dat opzicht vraagt Gezinsbond om te voorzien in een langere overgangsperiode dan 1 jaar, bij voorkeur met een getrappt maximumtarief.

Omdat het op dit moment nog niet mogelijk is om op de digitale meter de (gemiddelde) maandpiek af te lezen, meent ABVV dat gezinnen zich nog niet echt kunnen voorbereiden op de invoering van de nieuwe tariefstructuur. Daarom pleit ABVV minstens voor het versterken van de voorgestelde overgangsregeling, bv. door een getrappt maximumtarief waarbij de maximale stijging van de netfactuur in de eerste jaren beperkter is dan hetgeen de VREG voorstelt.

Reactie op de zienswijze

De VREG wijst erop dat hij in §11.3 voorziet in een maximumtarief voor afname, uitgedrukt in €/kWh, dat gedurende de jaren 2022, 2023 én 2024 van toepassing zal zijn. Op het einde van de reguleringsperiode 2021-2024 zal de VREG met in achtname van de voorschriften inzake rechtsbescherming beoordelen of een afschaffing dan wel verderzetting van het maximumtarief gewenst is in de daaropvolgende reguleringsperiode. Er wordt m.a.w. voorzien in een overgangsregeling met een looptijd van minimaal 3 jaar.

Na de vaststelling van de tariefmethodologie 2021-2024 zal de VREG een overlegtraject opstarten met de sector met als doel de netgebruiker samen optimaal voor te bereiden op de invoering van de nieuwe tariefstructuur. Hierbij zal o.a. bekeken worden hoe en via welk kanaal klanten met een digitale meter in de aanloop naar 2022 toch al maximaal geïnformeerd kunnen worden over hun effectief vermogen-gebruik.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.4.2 Zienswijze 19.

Zienswijze	Verdeling van de door toepassing van de maximumtarieven niet te recupereren budgetten over alle klantengroepen voor afname
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

De zienswijze heeft betrekking op de bepalingen in par. 11.5.3 pt. 1-3. Door toepassing van de maximumtarieven ontstaat een niet te recupereren budget binnen iedere klantengroep waarvoor een maximumtarief geldt. De distributienetbeheerders vragen om dit niet te recupereren budget telkens binnen de betreffende klantengroep te verrekenen. Dit zou de berekening van de tarieven minder complex maken en garanderen dat het budget dat initieel op basis van de verdeelsleutels aan iedere klantengroep toegewezen is, effectief binnen de betreffende klantengroep gerecupereerd wordt.

Reactie op de zienswijze

De VREG heeft beide alternatieven bij opmaak van de voorgestelde tariefmethodologie onderzocht en geoordeeld dat het nu door de distributienetbeheerders voorgestelde alternatief in bepaalde gevallen niet wenselijk tot zelfs onmogelijk is. In bepaalde klantengroepen die weinig netgebruikers omvatten of sterk gekenmerkt worden door een bepaald afnameprofiel, kan het niet te recupereren budget namelijk een significant deel uitmaken van het initiële budget dat aan deze klantengroep toegewezen is. Door het niet te recupereren budget integraal binnen de betreffende klantengroep zelf te verrekenen, worden de klanten die niet onder het maximumtarief vallen met een significante en onevenredige tariefstijging geconfronteerd of vallen uiteindelijk alle klanten onder het maximumtarief (in dit geval is er sowieso een spillover naar de andere klantengroepen nodig). Zelfs al is de goede allocatie van de kosten aan de tarieven een belangrijke betrachting van de VREG bij de bepaling van de nettatarieven, dan nog worden ook andere elementen mee in rekening genomen bij de toewijzing van de kosten. Het vermijden van al te sterke tariefschokken bij netgebruikers kan zo'n element zijn, maar ook postzegeltarieven binnen een netgebied met rurale en stedelijke gebieden houden de solidarisering in van de netkosten tussen netgebruikers in het platteland en de stad. Het kan met andere woorden niet worden aangenomen dat bij elk tarief louter maximaal gestreefd moet worden naar een één-op-één verhouding tussen de kosten die een netgebruiker veroorzaakt en de individuele tarieven die hij daarvoor in ruil moet betalen. Dit zou niet alleen technisch onhaalbaar zijn, maar het zou ook en vooral maatschappelijk niet wenselijk zijn, daar de elektriciteits- en aardgasvoorziening openbare diensten zijn van algemeen belang. De VREG acht het daarom beter om de niet te recupereren budgetten over alle afnameklanten te solidariseren.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.4.3 Zienswijze 20.

Zienswijze	Uniform maximumtarief over alle distributienetbeheerders
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius stelt dat, uitgaande van de voorgestelde berekeningsmethodiek voor het maximumtarief, de netfactuur voor klanten met hoge pieken en lage verbruiksduur alsnog heel sterk kan toenemen. Volgens haar kan de maximale stijging meer dan de vooropgestelde 30% bedragen en kan de maximale stijging van de netfactuur significant verschillen naargelang de betreffende distributienetbeheerder.

De Vlaamse distributienetbeheerders vragen dat in de periode 2022-2024 bijkomend onderzoek naar de impact van de maximumtarieven gedaan wordt en de mogelijkheid voorzien wordt om van het uniform maximumtarief af te stappen naar verschillende maximumtarieven per individuele distributienetbeheerder.

Reactie op de zienswijze

De VREG verwijst in dit kader naar de zienswijze 28 in het consultatieverslag RAPP-2020-07, die eveneens over de maximale stijging van de netfactuur handelt.

Zoals daar reeds aangegeven, neemt de berekening van de maximumtarieven wel een maximale toename van 30% ten opzichte van de 95-percentielwaarde binnen een bepaalde referentiegroep als uitgangspunt, maar wordt daarbij geen maximale stijging van 30% voor de individuele netgebruiker vooropgesteld.

Bovendien concludeert de VREG op basis van deze zienswijze alsook op basis van de uitgevoerde simulaties omtrent het maximumtarief dat er op vandaag geen gegronde redenen zijn om van het uniforme maximumtarief af te stappen. Indien op een later tijdstip blijkt dat dit wel nodig zou zijn, heeft de VREG conform art. 4.1.33 §4 Energiedecreet steeds de mogelijkheid om de tariefmethodologie tussentijds te wijzigen. De VREG zal een wijziging in de tariefmethodologie uiteraard publiek consulteren.

Vanzelfsprekend blijft de VREG dit opvolgen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.4.4 Zienswijze 21.

Zienswijze	Representatieve steekproef voor de bepaling van de maximumtarieven
Belanghebbende	Allego

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Allego stelt dat openbare laadpunten gekenmerkt worden door hoge vermogenspieken en lage energieafnames en dat zij daardoor een grote impact van de nieuwe tariefstructuur zullen ondervinden. Allego vraagt om als een belangrijke, representatieve klantengroep beschouwd te worden bij de bepaling van de maximumtarieven.

Reactie op de zienswijze

Klantengroepen kunnen door de VREG voor tarifaire doeleinden slechts objectief afgebakend worden in zijn tariefmethodologie aan de hand van de criteria die opgenomen zijn in de definitie van “klantengroep” in het Energiedecreet¹⁴. Deze criteria betreffen onder meer het spanningsniveau waarop de netgebruiker aangesloten is, het metertype en het feit of er al dan niet automatische compensatie van afgenomen en geïnjecteerde elektriciteit plaatsvindt.

Los van de vraag of het voorstel van Allego de decretale toets aan de definitie van “klantengroep” wel zou doorstaan, ziet de VREG geen gegronde redenen om een afzonderlijke klantengroep voor openbare laadpalen te gaan creëren zonder in strijd te komen met het gelijkheids- en non-discriminatiebeginsel van de Grondwet. Het voorstel wordt om die reden dan ook niet weerhouden.

Vervolgens wenst de VREG te verduidelijken dat volgens de bepalingen in de voorgestelde tariefmethodologie éénzelfde maximumtarief geldt binnen een klantengroep en dat dit tarief bepaald wordt op basis van één steekproef die representatief voor de gehele klantengroep. In die mate dat openbare laadpunten een deel van de betreffende klantengroep uitmaken, kunnen zij ook opgenomen worden in de steekproef voor de bepaling van het overeenkomstige maximumtarief.

Een afzonderlijk maximumtarief voor een bepaald deel van een bestaande klantengroep is echter eerst en vooral niet verzoenbaar met de in de voorgestelde tariefmethodologie gehanteerde werkwijze om per klantengroep eenzelfde maximumtarief te hanteren.

Indien binnen één klantengroep toch verschillende maximumtarieven zouden worden toegepast, dan zou voor dit verschil in behandeling van klanten binnen éénzelfde klantengroep een objectieve en redelijke verantwoording gegeven moeten worden. Een afzonderlijk maximumtarief voor een arbitrair gekozen ‘klantentype’ binnen een klantengroep is immers niet verenigbaar met het vereiste van non-discriminatie. O.i. is die objectieve en redelijke verantwoording in deze echter niet voorhanden voor wat betreft openbare laadpunten; ook in de argumentatie die Allego aandraagt vinden we deze niet terug.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.5 M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit 22-24 – Flankerende maatregelen en specifieke behandelingen

4.5.1 Zienswijze 22.

Zienswijze	Kosteloze overstap voor klanten met klassieke meter naar de tariefstructuur voor digitale meterklanten
Belanghebbenden	Gezinsbond, Samenlevingsopbouw, Test-Aankoop

¹⁴ Art. 1.1.3, 74° /1 Energiedecreet.

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Gezinsbond stelt dat klanten met een klassieke meter, die niet in aanmerking komen voor het maximumtarief, gratis de overstap moeten kunnen maken naar een digitale meter.

Ook Samenlevingsopbouw en Test-Aankoop wijzen op het feit dat tegenover het vrije keuzerecht van klassieke meterklanten om te opteren voor een digitale meter en de bijhorende tarifaire behandeling vandaag een bepaalde kost staat. Dit vormt zeker een drempel voor mensen in (energie)armoede. Samenlevingsopbouw stelt zich in dat opzicht de vraag of dit niet indirect discriminatoir kan zijn.

Reactie op de zienswijze

Art. 4.1.22/2 Energiedecreet bepaalt dat, wanneer een digitale meter wordt geplaatst op verzoek van de netgebruiker, deze zelf moet instaan voor de kosten van de plaatsing en indienstelling van deze meter. De VREG wijst erop dat hij bij het Grondwettelijk Hof een vernietigingsberoep heeft ingediend tegen art. 17 van het Digitale Meterdecreet, waarmee deze bepaling werd ingevoerd in het Energiedecreet. Volgens de VREG houdt deze bepaling immers een schending in van zijn onafhankelijkheid alsook zijn exclusieve bevoegdheid inzake distributienettarieven en roept deze bepaling discriminaties in het leven, o.m. tussen de verschillende netgebruikers (degene die de plaatsing van een digitale meter vragen vs. de andere netgebruikers).

De VREG wacht omtrent art. 4.1.22/2 Energiedecreet (zoals vervangen door art. 17 Digitale Meterdecreet) het oordeel van het Grondwettelijk Hof af, waarnaar hij zich zal voegen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.5.2 Zienswijze 23.

Zienswijze	Flankerende maatregelen voor klanten in energie-armoede en/of exclusief nachtklanten
Belanghebbenden	Gezinsbond, Nelectra, Samenlevingsopbouw, Test-Aankoop, Unizo, Vlaams ABVV

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Gezinsbond, Samenlevingsopbouw en Test-Aankoop vrezen dat klanten in energiearmoede en/of met een beperkt verbruik risico lopen op een beduidend hogere netfactuur na invoering van de nieuwe tariefstructuur. Gezinnen in energiearmoede beperken vaak doelbewust hun verbruik om hun energiefactuur betaalbaar te houden. Die mogelijkheid wordt gereduceerd door de distributienettarieven deels aan te rekenen o.b.v. capaciteit. Ook de voorgestelde vaste jaarlijkse bijdrage ter hoogte van 2,5 kW kan volgens Test-Aankoop hun netfactuur de hoogte in drijven.

Gezinsbond en Vlaams ABVV stellen daarom voor om een 'betaalbaar basisvermogen' te voorzien voor elk gezin (zie §4.1.10 – Zienswijze 10.). Gezinsbond is daarbovenop ook voorstander van een 'betaalbaar basisverbruik' (zie §4.3.1 – Zienswijze 17.), net als een 'betaalbare basiswarmtebehoefte' voor woningverwarming en sanitair warm water.

Gezinsbond, Nelectra, Test-Aankoop, Unizo en Vlaams ABVV dringen aan op specifieke flankerende maatregelen voor exclusief nachtklanten. Gezinsbond, Test-Aankoop en Vlaams ABVV wijzen er op dat klanten niet altijd technisch en/of financieel in staat zijn om hun verwarmingsinstallatie te vervangen, ook al wordt hen hiervoor een zekere tijd gegeven door het historisch voordeligere tarief ODV geleidelijk af te bouwen. Test-Aankoop en Vlaams ABVV waarschuwen bovendien voor de ongewenste sociale effecten die de afschaffing van het exclusief nachttarief met zich meebrengen. Relatief gezien maken gezinnen in energiearmoede immers vaker – al dan niet noodgedwongen, bv. omdat zij huren – gebruik van elektrische verwarming. Verder onderzoek naar de specifiek sociale impact alsook geschikte remediërende maatregelen is dan ook noodzakelijk.

Gezinsbond en ABVV roepen ten slotte de Vlaamse regering op om een armoedetoets op te nemen in de richtsnoeren die de VREG in acht moet nemen bij het opstellen van de tariefmethodologie. Ook Samenlevingsopbouw vindt een armoedetoets zeer wenselijk, net als duidelijke simulaties van de financiële consequenties voor kwetsbare gezinnen.

Reactie op de zienswijze

De VREG beklemtoont dat zijn voorstellen geen impact hebben op alle beschermde klanten. Dat zijn vandaag ongeveer 7% van de Vlaamse gezinnen. Zij zullen ook in de toekomst kunnen blijven genieten van het sociaal tarief. Dit all-in kWh tarief wordt vastgelegd door de CREG.

De VREG merkt op dat hij met de voorgestelde minimale jaarlijkse bijdrage ter hoogte van 2,5 kW wil verzekeren dat elke klant (ook weekendhuisjes, gemeenschappelijke delen, ...) bijdraagt aan de grotendeels historische netkosten; ook wil de VREG beletten dat klanten door investeringen in nieuwe technologieën – zoals batterijen of automatische vraagsturing – een eerlijke bijdrage in de kosten zouden kunnen ontlopen en wil hij m.a.w. Mattheuseffecten vermijden.

De VREG meent verder dat de tariefdrager gemiddelde maandpiek gezinnen kan helpen om hun netfactuur onder controle te houden: door het ontvangen van maandelijkse feedback kunnen klanten hun gedrag indien nodig snel bijsturen en verrassingen bij hun jaarlijkse eindafrekening vermijden.

De VREG blijft bij zijn standpunt om het huidige, goedkopere exclusief nachttarief geleidelijk uit te faseren in de reguleringsperiode 21-24. Lagere nettarieven tijdens de nachturen impliceren immers geen lagere netkosten en zijn niet afgestemd op het veranderde energielandschap met meer decentrale en weersafhankelijke productie.

Hoe het capaciteitstarief zal aangerekend worden bij budgetmeterklanten zal de VREG uitwerken in de komende herziening van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (TRDE), voorafgaand aan de invoering van de nieuwe tariefstructuur in 2022, en aan de belanghebbenden ter consultatie voorleggen, conform het Energiedecreet¹⁵.

De VREG wijst er ten slotte op dat de problematiek van energiearmoede een ruimer beleid vereist en niet kan worden opgelost enkel binnen het kader van de nettarieven. Energiearmoede kadert ook vaak in een dieperliggend armoedeprobleem en kan niet los worden gezien van dit breder perspectief. De VREG is bereid om de toereikendheid van de bestaande sociale flankerende maatregelen – met het oog op de invoering van de nieuwe tariefstructuur – samen met alle relevante actoren verder te onderzoeken.

¹⁵ Art. 4.2.1, §1 Energiedecreet.

Ook zal de VREG na de vaststelling van de tariefmethodologie 2021-2024 nagaan of specifieke acties op bv. vlak van informatieverstrekking voor deze doelgroep opportuun kunnen zijn.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.5.3 Zienswijze 24.

Zienswijze	Flankerende maatregelen voor gemeenschappelijke delen
Belanghebbenden	Gezinsbond, Vlaams ABVV

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Gezinsbond en Vlaams ABVV wijzen op de mogelijk negatieve impact van een capaciteitstarief op gemeenschappelijke delen in collectieve woongelegenheden. Deze aansluitingen hebben dikwijls een hoog vermogen (lift) en een vrij beperkt jaarverbruik. Zeker in kleinere appartementsgebouwen met een beperkt aantal wooneenheden kan de overstap naar een capaciteitstarief bijgevolg een grote bijkomende kost betekenen. Gezinsbond vraagt in dat opzicht een specifieke regeling voor gemeenschappelijke delen in collectieve woongelegenheden.

Reactie op de zienswijze

De VREG wijst erop dat hij, om eventuele grote tariefschokken in het licht van de rechtszekerheid te vermijden, in §11.3 voorziet in een maximumtarief voor afname, uitgedrukt in €/kWh, dat gedurende de jaren 2022, 2023 én 2024 van toepassing zal zijn.

Op het einde van de reguleringsperiode 2021-2024 zal de VREG met in achtname van de voorschriften inzake rechtsbescherming beoordelen of een afschaffing dan wel verderzetting van het maximumtarief gewenst is in de daaropvolgende reguleringsperiode.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.5.4 Zienswijze 25.

Zienswijze	Duidelijk investeringskader voor (potentiële) prosumenten
Belanghebbenden	Gezinsbond, ODE, Vlaams ABVV

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Simulaties van ODE wijzen op een negatieve impact van de voorgestelde nieuwe tariefstructuur op het terugverdienmodel van hernieuwbare energie-installaties: voor nieuwe, gemiddelde PV-installaties lijkt de invoering van een capaciteitstarief de terugverdiendtijd met 1,5 jaar te verlengen; enkel met een zelfconsumptie van 30% tot 50% bereikt de klant terug een aanvaardbare termijn. De impact lijkt genuanceerder bij bestaande PV-installaties.

Gezinsbond en Vlaams ABVV merken op dat de inschatting van de rentabiliteit van een nieuwe PV-investering alsook het administratief beheer voor de prosumant veel complexer worden nu hij zowel een afname- als injectietarief zal betalen, zijn zelfverbruik moet optimaliseren én zijn geïnjecteerde elektriciteit moet verkopen aan een leverancier.

ODE wijst verder op de huidige onzekerheid voor prosumanten door het hangend vernietigingsberoep door de VREG tegen artikel 31 van het Decreet Digitale Meters. Ook omtrent de omzetting van de Europese regelgeving m.b.t. energiegemeenschappen is voorlopig onduidelijkheid.

Bovenstaande aspecten dragen volgens ODE niet bij aan een goed en stabiel investeringsklimaat, noodzakelijk voor de verdere groei van duurzame energie in Vlaanderen. Dit zal aldus ODE aanleiding geven tot een noodzaak aan bijkomende ondersteuning, bv. door een opwaartse bijstelling van de recent voorgestelde investeringspremie voor kleine PV-installaties. ODE roept de VREG en de Vlaamse minister van Energie dan ook op te zorgen voor meer coherentie, afstemming en minder bewegende delen in het investeringskader voor decentrale energiewinning, sectorkoppeling en vraagbeheer.

Reactie op de zienswijze

De VREG verwijst naar [RAPP-2020-07](#) (zienswijze 34). De daarin opgenomen reactie blijft gelden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.5.5 Zienswijze 26.

Zienswijze	Nood aan een specifieke behandeling voor openbare verlichting
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius stelt dat er nood is aan een specifieke behandeling en overgangsmogelijkheden voor openbare verlichtingsklanten. Openbare verlichting (OV) is vandaag in veel verschillende vormen aanwezig. Het overgrote deel is aangesloten op het specifieke openbare verlichtingsnet van de distributienetbeheerders. Deze OV-punten zijn ongemeten en de verbruiken worden berekend o.b.v. de informatie van de lampen en de branduren. Daarnaast zijn er ook gemeten OV-punten, zowel mét als zonder piekmeting, aangesloten op zowel LS, Trans LS als 26-1 kV, al dan niet met exclusief nachtmeting.

Fluvius vraagt om op termijn de tarieven van de klantengroep Trans LS toe te passen op alle OV-klanten:

- Met het oog op de evolutie naar verleden en dimmen van OV, voorzien de distributienetbeheerders namelijk in een programma van maximale plaatsing van digitale meters in de distributiecabine. Gezien de meting in de cabine leunt deze aansluitwijze sterk aan bij deze van de klantengroep Trans LS;
- OV op gewestwegen wordt vandaag gevoed via aansluitingen op het LS-net of 26-1KV-net. De aansluitingen op LS blijken sterk aan te leunen bij de Trans LS aansluitconfiguratie. Voor de aansluitingen op 26-1 kV loopt een oefening inzake mogelijke synergiën tussen het voeden

van gewestverlichting en het voeden van publieke laadinfrastructuur en evolueert men zodoende naar een aansluitconfiguratie van gedeelde infrastructuur.

Hiernaast vraagt Fluvius om overgangsmodaliteiten te voorzien, gelet op de looptijd van het vervangprogramma OV tot 2030. Fluvius stelt voor om specifiek voor OV-klienten de tarieven van de klantengroep Trans LS toe te passen m.u.v. het tarief reactieve energie en het overschrijdingstarief. Voor OV-klienten waar de maandpiek niet beschikbaar is door meting of berekening, vraagt Fluvius ten slotte om een apart Trans LS tarief netgebruik te voorzien, uitgedrukt in €/kWh.

Reactie op de zienswijze

Bij de opmaak van de tariefmethodologie moet de VREG het Energiedecreet respecteren. Zo moet de VREG bij de (her)indeling van verschillende categorieën van netgebruikers in klantengroepen o.m. rekening houden met de definitie van “klantengroep”¹⁶:

“klantengroep: iedere groep van distributienetgebruikers die elektriciteit, aardgas of biogas injecteren en/of afnemen van het distributienet en die zich kenmerkt door het type netwerk waarop de netgebruiker is aangesloten, het type aansluiting waarover die netgebruiker beschikt, de automatische compensatie van afgenomen en geïnjecteerde elektriciteit, het jaarverbruik, het type meetinstallatie, het toegangsvermogen, het piekvermogen of door het feit of die netgebruiker al dan niet elektriciteit of biogas injecteert op het netwerk waarop die netgebruiker is aangesloten, met dien verstande dat één netgebruiker volgens zijn toegangspunten tot verschillende klantengroepen kan behoren;”

Nieuwe klantengroepen moeten kunnen worden ingepast in deze decretale definitie. Bijgevolg moet een klantengroep worden afgebakend aan de hand van één van de criteria zoals voorzien in het Energiedecreet.¹⁷ Op basis van deze criteria ziet de VREG echter geen enkele mogelijkheid tot een onderscheiden behandeling voor openbare verlichtingsklienten. De VREG blijft bijgevolg bij zijn standpunt dat OV-klienten, net als alle andere netgebruikers, getarifeerd moeten worden volgens het spanningsniveau waarop zij zijn aangesloten.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.5.6 Zienswijze 27.

Zienswijze	Nood aan specifieke toepassingsmodaliteiten voor ongemeten toegangspunten
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius wijst op de noodzaak om toepassingsmodaliteiten voor ongemeten toegangspunten eenduidig vast te leggen in de tariefmethodologie. Gelet op de bestaande regelgeving op dat vlak in het TRDE en in de Synergrid regelgeving C3/2 en C3/3, stelt Fluvius voor om deze

¹⁶ Art. 1.1.3, 74°/1 Energiedecreet.

¹⁷ Art. 1.1.3, 74° /1 Energiedecreet.

toegangspunten te behandelen conform de modaliteiten van toepassing in de klantengroep ‘LS - piekmeting’ m.u.v. de toepassing van de minimale vermogensbandbreedte van 2,5 kW bij de berekening van de gemiddelde maandpiek. Het merendeel van deze ongemeten toegangspunten heeft immers een zeer beperkt vermogen en een zeer stabiel verbruikspatroon o.w.v. hun hoge gebruiksduur, wat hen tot ‘ideale verbruikers’ op het distributienet maakt. Fluvius wijst er ten slotte op dat gegevens van vermogen en branduren van deze punten reeds gekend zijn door de distributienetbeheerder o.w.v. het doorlopen van de noodzakelijke homologatieprocedure i.h.k.v. de kwalificatie als ongemeten toegangspunt.

Reactie op de zienswijze

Ongemeten punten zijn installaties die zonder meter zijn aangesloten op het laagspanningsnet. Deze installaties hebben hiertoe, voorafgaand aan hun aansluiting, een goedkeuring ontvangen van Synergrid (o.b.v. een ingediend technisch dossier C3/4). Ook wordt hun door Synergrid een forfaitair verbruik (kWh) toegekend. Dit forfaitair verbruik vormt vandaag de basis voor aanrekening van de distributienettarieven. Om deze klanten vanaf 2022 conform de tariefstructuur ‘LS -piekmeting’ te kunnen factureren, zal ook een forfaitair gemiddelde maandpiek (kW) moeten worden toegekend.

De VREG zal, o.b.v. een dossier dat de distributienetbeheerder op vraag van de klant indient bij de VREG en waarin hij aantoont dat het kwartiervermogen van de betreffende installatie permanent lager is dan 2,5 kW (doordat het aansluitingsvermogen lager is), al dan niet goedkeuring geven om aan het betreffende toegangspunt een forfaitair gemiddelde maandpiek lager dan 2,5 kW toe te kennen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden.

Aan paragraaf 11.2.2 wordt toegevoegd: “Een uitzondering voor de toepassing van de minimale vermogensbandbreedte van 2,5 kW bij de berekening van de gemiddelde maandpiek wordt enkel toegestaan bij ongemeten punten¹⁸ op basis van de goedkeuring door de VREG van een technisch dossier ingediend door de distributienetbeheerder, waarbij hij aantoont dat het kwartiervermogen van de betreffende installatie permanent lager was en is dan 2,5 kW.” Tevens wordt een voetnoot toegevoegd: “Ook voor ongemeten punten is er geen maximumtarief.”

4.5.7 Zienswijze 28.

Zienswijze	Risico op ongewilde bevoordeling van exclusief nachtklanten met een klassieke meter
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius verwijst namens de Vlaamse distributienetbeheerders naar een aantal bepalingen in het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024, zijnde:

¹⁸ Ook voor ongemeten punten is er geen maximumtarief.

- de 80/20-verdeling tussen de tariefdragers kW en kWh binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' voor de afnameklanten op laagspanning met piekmeting (par. 11.5.3 pt. 7);
- de minimumwaarde van 2,50 kW voor de gemiddelde maandpiek (par. 11.2.2);
- de berekening van het vaste tarief binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' voor de afnameklanten op laagspanning met klassieke meter (par. 11.5.3 pt. 8);
- de afbouw van de historische korting op het kWh-tarief binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen' voor de exclusief nachtklanten (par. 11.5.3 pt. 12);

en suggereren de mogelijkheid dat op basis van deze bepalingen en specifiek omwille van een onderschatting van het vooropgestelde vermogen van 2,5 kW een tijdelijk, ongewild nieuw voordeel voor de exclusief nachtklanten zou kunnen ontstaan. Volgens de distributienetbeheerders worden deze klanten namelijk gekenmerkt door een relatief hoog verbruik en een relatief hoge maandpiek en zal de digitale meter voor de exclusief nachtklanten (die als complex aanzien worden) pas na 2024 uitgerold worden.

De Vlaamse distributienetbeheerders vragen bij monde van Fluvius om het bovenvermelde risico te evalueren en waar nodig mitigerende maatregelen te voorzien.

Reactie op de zienswijze

De VREG verduidelijkt dat het vaste tarief binnen de tariefcomponent 'netgebruik' voor klassieke meters deze minimale bijdrage omvat. De overige kosten inzake het tarief 'netgebruik' worden aan de klanten met een klassieke meter aangerekend op basis van de hoeveelheid afgenomen actieve energie. Uiteraard betekent dit dat de 80/20-verdeling tussen de tariefdragers kW en kWh in de tariefcomponent 'netgebruik' voor de klassieke meters niet van toepassing is.

De VREG heeft bij de opmaak van de ontwerptekst van de tariefmethodologie 2021-2024 trouwens een uitgebreide analyse van de impact op de exclusief nachtklanten gemaakt en stelt vast dat het deel van de netkosten dat door de exclusief nachtklanten samen gedragen wordt, slechts beperkt wijzigt ingeval ze over een digitale meter beschikken dan wel ze nog een klassieke meter hebben.

Tijdens deze reguleringsperiode genieten de exclusief nachtklanten wel nog de historische korting op de ODV-tarieven. Daarvoor geldt echter een afbouwpad, dat de VREG zodanig bepaald heeft dat de exclusief nachtklanten zo snel mogelijk naar de algemeen geldende tarieven evolueren zonder echter al te grote tariefschokken te ondervinden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.5.8 Zienswijze 29.

Zienswijze	Bepalingen inzake noodvoedingen
Belanghebbenden	Febeliec, Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Deze zienswijze heeft betrekking op par. 11.3.

De Vlaamse distributienetbeheerders stellen dat de toepassingsmodaliteiten van de maximumtarieven voor de noodvoedingen verder verduidelijkt moeten worden. Meer specifiek, stellen ze dat het nog onvoldoende duidelijk is dat ook noodvoedingen een toegangsvermogen moeten reserveren en dat in de maanden dat de noodvoedingen gebruikt worden, ook een maandpiek aangerekend zal worden.

Febeliec stelt dat het onduidelijk is onder welk kader de noodvoedingen zullen behandeld worden.

Reactie op de zienswijze

In de bepalingen met betrekking tot het toegangsvermogen en de maandpiek wordt op geen enkele manier een uitzondering gemaakt voor de noodvoedingen. De VREG oordeelt dat het voldoende duidelijk is dat deze bepalingen voor alle netgebruikers gelden en dus ook voor noodvoedingen.

De VREG wijst er op dat het maximumtarief niet van toepassing is op noodvoedingen. De motivatie hiervoor werd opgenomen in RAPP-2019-06 (zienswijze 22).

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.6 M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit 22-24 – Andere zienswijzen

4.6.1 Zienswijze 30.

Zienswijze	Bezorgdheid over begrijpbaarheid en voorspelbaarheid energiefactuur
Belanghebbenden	Agoria, Fluvius System Operator, FEBEG, Febeliec, Gezinsbond, Samenlevingsopbouw, Test-Aankoop, VEB, Vlaams ABVV

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Volgens Fluvius is er nood aan een gemeenschappelijk communicatieplan dat de netgebruikers en de leveranciers moet voorbereiden op de mogelijke financiële gevolgen van de nieuwe tariefstructuur.

FEBEG, Gezinsbond, Samenlevingsopbouw, Test-Aankoop en Vlaams ABVV wijzen op de grote complexiteit van de voorgestelde tariefstructuur en tonen zich bezorgd over de toekomstige begrijpbaarheid van de energiefactuur. FEBEG wijst erop dat verder moet bekeken worden welke elementen exact op de energiefactuur moeten verschijnen. Duidelijke informatie en een brede communicatie naar de netgebruiker toe zullen in ieder geval cruciaal zijn. Zeker laagspanningsklanten hebben op dit moment immers weinig voeling met hun capaciteitsgebruik, laat staan met de manier waarop ze dit – en dus ook hun netfactuur – in positieve zin kunnen beïnvloeden.

FEBEG stelt dat bij de invoering van de nieuwe tariefstructuur ook aandacht moet besteed worden aan de voorspelbaarheid van de netfactuur. Zo zullen potentiële nieuwe klanten van een leverancier hun vereiste capaciteit vaak niet accuraat kunnen inschatten. Dit kan mogelijk leiden

tot een minder gepaste hoogte van de voorschotfacturen en verrassingen bij de eindafrekening, met klantenontevredenheid en/of wanbetalingen als mogelijk gevolg. Ook bestaat het risico dat verschillende prijsvergelijkers andere resultaten zullen opleveren, bij gebrek aan standaard parameters. De berekeningswijze van de gemiddelde maandpiek – met rollend venster – kan ten slotte ook implicaties hebben op de berekening van de voorschotfacturen.

Agoria en Febeliec pleiten ten slotte voor een gedegen opvolging van de situatie van individuele netgebruikers waarbij een substantiële verhoging van de netfactuur kan optreden na invoering van de nieuwe tariefstructuur. VEB adviseert dan weer om alle niet-laagspanningsklanten op voorhand voldoende in te lichten over de gevolgen van de reservatie van het toegangsvermogen.

Reactie op de zienswijze

Na de vaststelling van de tariefmethodologie 2021-2024 zal de VREG een overlegtraject opstarten met de sector met als doel samen de netgebruiker optimaal voor te bereiden op de invoering van de nieuwe tariefstructuur. Een gepaste informatieverstrekking aan zowel bedrijven als gezinnen zal hierin zeker aan bod komen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.6.2 Zienswijze 31.

Zienswijze	Geen negatieve impact van de invoering van de nieuwe tariefstructuur op de leveranciers
Belanghebbende	FEBEG

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

FEBEG merkt op dat bij de invoering van de nieuwe tariefstructuur elk financieel risico voor de leveranciers vermeden moet worden. Zo moet erover gewaakt worden dat de overstap geen aanleiding geeft tot grote aantallen klachten en vragen van klanten die op vandaag al moeilijk wegwijs geraken in hun energiefactuur. FEBEG vraagt in dat opzicht om bijkomende, meer gedetailleerde informatie te ontvangen over de tarifaire impact van de nieuwe tariefstructuur. Dit kan de leveranciers helpen om zichzelf en ook de klant terdege voor te bereiden op de nakende hervorming. Verder moet de datakwaliteit van de gegevens (kVA en kW) afkomstig van de distributienetbeheerder voldoende hoog zijn alvorens de leverancier zijn facturatie hierop kan baseren, teneinde klachten en rectificaties te voorkomen. FEBEG dringt dan ook aan op een evenwichtige spreiding van risico's en kosten over alle betrokken partijen.

Reactie op de zienswijze

Na de vaststelling van de tariefmethodologie 2021-2024 zal de VREG een overlegtraject opstarten met de sector met als doel samen de netgebruiker optimaal voor te bereiden op de invoering van de nieuwe tariefstructuur. Een gepaste informatieverstrekking aan zowel bedrijven als gezinnen zal hierin zeker aan bod komen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.6.3 Zienswijze 32.

Zienswijze	Simulatieresultaten
Belanghebbenden	Agoria, Essenscia, FEBEG, Febeliec, Flux50, Gezinsbond, Samenlevingsopbouw, VEB

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Deze zienswijze heeft betrekking op de simulatieresultaten¹⁹ die getoond zijn tijdens de toelichting bij deze consultatie op 4 mei 2020.

De bovenvermelde belanghebbenden geven aan dat de getoonde simulatieresultaten te beperkt zijn om de financiële impact van de nieuwe tariefmethodologie op bepaalde klanten met bepaalde verbruiksprofielen in te schatten. Daarbij verwijst Agoria naar netgebruikers met een specifieke installatie (een thuisbatterij of een condensatieketel op fossiele brandstoffen) al dan niet in combinatie met een specifieke gezinssituatie (een tweede verblijf met een warmtepomp, een alleenstaande met een elektrisch voertuig én een warmtepomp, ...). De Gezinsbond en Samenlevingsopbouw vragen dat de VREG ook de financiële impact op de netgebruikers met accumulatieverwarming en voor de gemeenschappelijke delen in een appartementsgebouw uitlicht.

Agoria en ODE stellen dat ze verbruiksgegevens voor specifieke profielen en/of installaties ter beschikking hebben en aan de VREG kunnen of zullen aanleveren.

Daarnaast stellen de Gezinsbond en Samenlevingsopbouw dat de getoonde simulatieresultaten enkel gemiddelden omvatten, terwijl ook meer extreme situaties (zoals kleinverbruikers, piekverbruikers ...) uitgelicht moeten worden. Het VEB stelt bovendien dat de getoonde voorbeelden geen objectief en representatief beeld geven en dat de VREG enkel voorbeelden van netgebruikers toonde waarvoor de netkosten gelijk blijven of dalen.

Het ABVV benadrukt dat de getoonde simulaties niet enkel de impact van de nieuwe tariefstructuur tonen maar ook van de wijzigingen inzake het toegelaten inkomen en de verdeelsleutels. Bij de opmaak van de simulatieresultaten wordt bovendien steeds uitgegaan van ongewijzigd gedrag. Beiden hebben, volgens het ABVV, een vertekening op de herverdelende effecten van de nieuwe tariefstructuur.

Essenscia en Febeliec vragen dat de VREG een simulatietool ter beschikking stelt zodat een individuele netgebruiker de financiële impact van de nieuwe tariefstructuur op diens netfactuur kan berekenen.

Agoria vraagt zich tevens af waarop de simulatieresultaten gebaseerd zijn.

¹⁹ https://www.vreg.be/sites/default/files/Tariefmethodologie/2021-2024/publieke_toelichting_consultatie_tm_21-24.pdf

Reactie op de zienswijze

Voor de berekening van de simulatieresultaten baseerde de VREG zich op de kwartiergegevens uit het pilootproject van Fluvius. De VREG heeft daaruit een representatieve steekproef geselecteerd zodanig dat elke verbruikscategorie (Eurostat) evenredig vertegenwoordigd is in verhouding tot hun aandeel in de totale huishoudelijke populatie in Vlaanderen. De simulatieresultaten met betrekking tot de bedrijven zijn gebaseerd op de werkelijke verbruiksdata van de kwartiergemeten klanten. In de presentatie op het webinar van 4 mei werd hiernaast ook een indicatieve berekening getoond voor een residentiële netgebruiker met een afnameprofiel waarin een warmtepomp en een elektrisch voertuig werd opgenomen.

De VREG oordeelt dat door simulatieresultaten voor een representatieve steekproef ter beschikking te stellen, een zo volledig mogelijk beeld van de financiële impact van de nieuwe tariefmethodologie op de individuele netgebruikers gegeven wordt. Op deze manier worden immers niet alleen de gemiddelde resultaten uitgelicht, maar ook de extremen en de mate waarin deze voorkomen. Deze informatie werd vervolgens aangevuld met verscheidene voorbeelden ter illustratie van de gemiddelde en de meer extreme resultaten. Op basis van de steekproefgegevens is het evenwel onmogelijk om voor alle, bovenvermelde combinaties van klantentypes en installaties een afzonderlijke berekening te maken.

Na zijn beslissing over de tariefmethodologie 2021-2024 bekijkt de VREG zijn mogelijkheden voor het uitwerken van een kwalitatieve simulatietool teneinde alle netgebruikers de mogelijkheid te geven om voor hun eigen situatie een inschatting van de impact van de nieuwe tariefstructuur te simuleren.

De VREG staat uiteraard ook positief ten opzichte van de intentie van enkele partijen om data met hem te delen. We raden de betreffende partijen dan ook aan om contact met de VREG op te nemen zodra de data voldoende gevalideerd zijn om met hem te delen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.7 M.b.t. overgangsmaatregelen bij de tariefstructuur elektriciteit 22-24

4.7.1 Zienswijze 33.

Zienswijze	Nood aan overgangsmodaliteiten met oog op het huidig meterpark en de databeheerssystemen van de distributienetbeheerder
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator vraagt de VREG te voorzien in overgangsmodaliteiten die de distributienetbeheerders moeten toestaan om de nodige maatregelen te treffen om hun meterpark en databeheerssystemen aan te passen aan de specifieke meet- en datanoden die de nieuwe tariefstructuur met zich meebrengt.

Zo wijst Fluvius er op dat specifiek voor klanten aangesloten op een transformator tussen het midden- en het laagspanningsnet (klantengroep Trans LS) een tarifiering conform de klantengroep prosumënten met terugdraaiende teller en dus conform art. 4.1.30/1 Energiedecreet niet kan toegepast worden, o.w.v. de grootverbruiksmeterinrichting waarmee deze klanten typisch zijn – of zullen – worden uitgerust. Ook merkt Fluvius op dat bij klanten in deze klantengroep, die conform art. 4.1.22/2 Energiedecreet moeten worden uitgerust met een digitale meter omdat hun aansluitingsvermogen minder dan 56 kVA bedraagt, de tariefstructuur van toepassing op de klantengroep ‘Trans LS – piekmeting’ technisch niet ondersteund kan worden door de databeheersystemen van de distributienetbeheerder.

Verder geeft Fluvius aan dat niet alle klanten aangesloten op hogere spanningsniveaus momenteel over een meetinrichting beschikken die de voorgestelde nieuwe wijze van aanrekening van reactieve energie kan ondersteunen.

Ook voor niet-communicerende digitale meters en klanten in het kader van openbare verlichting stelt Fluvius dat de voorgestelde nieuwe tariefstructuur niet onmiddellijk kan worden toegepast en dringt Fluvius aan op overgangsmaatregelen.

Reactie op de zienswijze

M.b.t. klanten behorende tot de klantengroep Trans LS die conform art. 4.1.30/1 Energiedecreet recht hebben op het principe van de terugdraaiende teller bij aanrekening van de distributienettarieven: de VREG ziet niet in hoe hij in zijn tariefmethodologie in overgangsmodaliteiten kan voorzien zonder in strijd te komen met de relevante bepalingen in het Energiedecreet en de hiermee gealigneerde bepalingen in de tariefmethodologie. De VREG merkt wel op dat de keuze voor een aanrekening o.b.v. netto-afname in combinatie met het prosumententarief voor deze klanten typisch minder voordelig zal zijn dan een tarifiering conform de klantengroep ‘Trans LS – piekmeting’. Het lijkt de VREG aangewezen dat de distributienetbeheerder de betreffende klanten hiervan op de hoogte brengt voorafgaand aan de invoering van de nieuwe tariefstructuur.

M.b.t. klanten behorende tot de klantengroep Trans LS die conform art. 4.1.22/2 Energiedecreet moeten worden uitgerust met een digitale meter omdat hun aansluitingsvermogen minder dan 56 kVA bedraagt: de VREG acht de periode tot aan de invoering van de nieuwe tariefstructuur voldoende lang om de nodige implementatieaanpassingen aan de databeheerssystemen door te voeren.

M.b.t. klanten aangesloten op hogere spanningsniveaus die momenteel niet over een meetinrichting beschikken die de voorgestelde nieuwe wijze van aanrekening van reactieve energie kan ondersteunen: zie reactie VREG bij §4.2.1 – Zienswijze 16.

M.b.t. klanten met een niet communicerende digitale meter: de VREG wijst Fluvius op de mogelijkheid om in het lastenboek voor de nieuwe aanbesteding digitale meters de noodzakelijke functionaliteiten in te schrijven die de ondersteuning van het capaciteitstarief bij niet communicerende meters mogelijk maken. In afwachting daarvan meent de VREG dat er alternatieve mogelijkheden zijn om bij klanten met een ‘permanent niet communicerende meter’ toch een capaciteitstarief – conform de klantengroep ‘LS – piekmeting’ – aan te rekenen. De VREG acht het daarom niet nodig, en bovendien ook niet opportuun, om in een bepaling te voorzien die een (tijdelijk) afwijkende tarifaire behandeling voor de klanten met een permanent niet communicerende meter zou toelaten, zoals bv. een tarifiering volgens de klantengroep ‘LS – klassieke meter’. De problematiek van niet-communicerende meters zal zich immers relatief gezien eerder stellen bij nieuwbouwwoningen – met vaak een PV-installatie en/of warmtepomp en/of laadinfrastructuur voor een elektrisch voertuig – of m.a.w. bij klanten waarbij een prikkel

tot rationeel netgebruik via het capaciteitsstarief juist uitermate belangrijk is. De vraag naar toepassingsmodaliteiten voor ‘tijdelijk niet communicerende meters’ – waarbij het énkeltijdelijk niet mogelijk is om maandpieken te registreren/collecteren o.w.v. bv. een defecte meter – zal de VREG meenemen in de komende herziening van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (TRDE), voorafgaand aan de invoering van de nieuwe tariefstructuur in 2022, en aan de belanghebbenden ter consultatie voorleggen, conform het Energiedecreet²⁰.

M.b.t. klanten in het kader van openbare verlichting: zie reactie VREG bij §4.5.6 – Zienswijze 27.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden.

In tabel 13 van paragraaf 11.2.2 wordt volgende voetnoot aan de parameter ‘F’ toegevoegd: “Indien het meetsysteem niet toelaat om de forfaitaire hoeveelheid reactieve energie te bepalen op de wijze zoals vastgelegd in het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit, kan door de distributienetbeheerder geen tarief inzake reactieve energie worden aangerekend.”

4.8 M.b.t. de klantengroepen elektriciteit

4.8.1 Zienswijze 34.

Zienswijze	De doorvoertarieven zijn niet van toepassing op koppelpunten met andere netbeheerders
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator beklemtoont dat de tarieven doorvoer (§10.1 .1 en §11.1.1) énkelt van toepassing zijn tussen distributienetbeheerders onderling en niet op koppelpunten met netbeheerders van gesloten distributienetten, privé distributienetten,... De doorvoertarieven zijn tot stand gekomen op basis van een afweging van wederzijdse diensten die door de distributienetbeheerders worden opgenomen. Deze wederzijdse dienstverlening is niet van toepassing op beheerders van andere netten.

Reactie op de zienswijze

De VREG gaat akkoord met deze zienswijze maar oordeelt dat dit geen aanpassing vergt aan het geconsulteerde voorstel. De definitie van ‘doorvoer’ in de tariefmethodologie, samen gelezen met de definities van ‘(elektriciteits/aardgas)distributienet’ in het Energiedecreet²¹, sluit gesloten distributienetten, privé distributienetten of directe lijnen/leidingen immers uit van de toepassing van de doorvoertarieven.

²⁰ Art. 4.2.1, §1 Energiedecreet.

²¹ Art. 1.1.3, 6°, 29° en 32° Energiedecreet.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.8.2 Zienswijze 35.

Zienswijze	Niet enkel een verzoek om de aansluitkabel van zijn aansluiting aan te passen kan voor een klant in de klantengroep Trans LS aanleiding geven tot aansluiting op een ander netvlak
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator wijst erop dat niet alleen ‘een uitdrukkelijk verzoek om de aansluitkabel van zijn aansluiting aan te passen’ voor een klant in de klantengroep Trans LS aanleiding kan geven tot aansluiting op een ander netvlak en bijgevolg tarifiering conform een andere klantengroep. Ook als de klant een andere aanvraag doet die aanleiding geeft tot aanpassing van zijn aansluiting – bv. o.w.v. wijzigingen aan meetopstelling of distributie-transformator – of waardoor hij technisch wordt aangesloten op een ander netvlak, zal hij na uitvoering van de werken worden getarifeerd conform de modaliteiten van de nieuwe klantengroep waar hij vanaf dan toe behoort. De formulering in §10.1.2 en §11.1.2 is in dat opzicht te beperkend.

Reactie op de zienswijze

De VREG gaat akkoord met deze zienswijze. Onafhankelijk van de aard van het verzoek, moet de distributienetbeheerder de Trans LS klant voorafgaandelijk inlichten wanneer de werken die hij zal uitvoeren een tariefwissel tot gevolg zullen hebben.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden.

De betreffende formulering in §10.1.2 en §11.1.2 wordt verruimd tot elk uitdrukkelijk verzoek van een Trans LS klant dat aanleiding geeft tot aanpassing van zijn aansluiting of waardoor hij technisch zal worden aangesloten op een ander netvlak.

4.8.3 Zienswijze 36.

Zienswijze	Verder onderscheid in klantengroep >26-36 kV tussen netgebruikers met $AV \geq 5$ MVA vs. $AV < 5$ MVA is enkel van toepassing voor afname
Belanghebbende	Fluvius System operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator merkt op dat het verder onderscheid in de klantengroep >26-36 kV tussen netgebruikers met AV (aansluitingsvermogen) ≥ 5 MVA vs. $AV < 5$ MVA (§11.1.1 – Tabel 11) enkel van toepassing is voor afname. Voor injectie is altijd het tarief $AV < 5$ MVA van toepassing. De >26-36 kV netten zijn primair gebouwd om grote decentrale productie-installaties aan te

sluiten in lus. Een afnameklant met AV > 5 MVA kan, wanneer hij werd aangesloten op het 26-1 kV net, op zijn vraag rechtstreeks worden aangesloten op een transformator tussen het hoog- en het middenspanningsnet en van het bijhorend tarief genieten. Deze keuze wordt niet geboden aan gelijkaardige afnameklanten op het 36 kV net maar zij worden in het licht daarvan wel behandeld in een aparte onderliggende klantengroep.

Reactie op de zienswijze

De VREG gaat akkoord met deze zienswijze maar oordeelt dat dit geen aanpassing vergt aan het geconsulteerde voorstel. In de tarieflijsten elektriciteit injectie 2021 kunnen, net als vandaag, de tarieven eenvoudig worden gelijkgesteld voor beide onderliggende klantengroepen. Vanaf 2022 zal, conform §11.2.3 – Tabel 14, eenzelfde injectietarief van toepassing zijn op de verschillende spanningsniveaus. In de tarieflijsten elektriciteit injectie 2022-2024 zal het onderscheid tussen beide onderliggende klantengroepen niet langer weergegeven worden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.8.4 Zienswijze 37.

Zienswijze	Vraag tot duidelijke definiëring van het begrip ‘piekgemeten klanten’ en een expliciete afbakening van de groepen netgebruikers waarop bepaalde tariefdragers van toepassing zijn
Belanghebbenden	Essencia, Febeliec

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Vanuit het oogpunt van transparantie vragen Essencia en Febeliec om een exacte definitie van ‘piekgemeten klanten’ op te nemen in de tariefmethodologie. Tijdens het voorbereidende traject m.b.t. de herziening van de tariefstructuur elektriciteit werd een onderscheid gemaakt tussen de tariefdragers/-structuur van toepassing op piekgemeten klanten of klanten met een grootverbruiksmeetinrichting enerzijds vs. klanten met een kleinverbruiksmeetinrichting – incl. digitale meterklanten – anderzijds. Om verwarring te vermijden zou het nuttig zijn om de groepen netgebruikers waarop bepaalde tariefdragers van toepassing zijn expliciet af te bakenen in de tariefmethodologie.

Reactie op de zienswijze

Zoals weergegeven in §10.2.1 – Tabel 10, zullen in 2021 de van toepassing zijnde tariefdragers verschillen tussen ‘piekgemeten klanten’ vs. ‘niet-piekgemeten klanten’. ‘Piekgemeten’ wordt in de tariefmethodologie gedefinieerd als ‘meting waarbij de energie-uitwisseling met het distributienet wordt gemeten met registratie van de piekvermogens’. Zoals aangegeven in voetnoot bij Tabel 10 worden klanten met een digitale meter – hoewel deze pieken kan registreren – in 2021 nog beschouwd als niet-piekgemeten klanten. Bijgevolg zullen in 2021 alle netgebruikers die ‘piekgemeten’ zijn – m.u.v. klanten met een digitale meter²² – onafhankelijk van het spanningsniveau waarop zij zijn aangesloten tarifair behandeld worden als ‘piekgemeten klanten’ en dus een capaciteitstarief o.b.v. de voorbije jaarpiek betalen. Klanten met een digitale

²² en prosumenten onderhevig aan de in art. 4.1.30/1 Energiedecreet opgelegde tariefstructuur

of klassieke meter zullen onderhevig zijn aan de tariefdragers voor ‘niet-piekgemeten klanten’ en zodoende bijna volledig getarifeerd worden o.b.v. hun afgenomen kWh.

Met de invoering van de nieuwe tariefstructuur elektriciteit in 2022 wordt het huidig onderscheid tussen ‘piekgemeten klanten’ vs. ‘niet-piekgemeten klanten’ verlaten; het spanningsniveau waarop de klant is aangesloten wordt vanaf dan bepalend voor de tariefdragers die op hem van toepassing zijn. De VREG beaamt dat in de eerste fase van het voorbereidend traject werd gesproken over piekgemeten bedrijven vs. niet-piekgemeten gezinnen en kleine bedrijven. Met het oog op de komst van de digitale meter liet de VREG deze opdeling in [CONS-2019-01](#) en [CONS-2019-02](#) achterwege en introduceerde een onderscheid in tariefstructuur tussen klanten met een grootverbruiksmeterinrichting (GVM) en/of een aansluiting met een decentrale productie-eenheid met een vermogen groter dan 10 kVA enerzijds vs. klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting (KVM) anderzijds²³. In CONS-2020-03 werd dit onderscheid bijgesteld; de motivatie hiervoor werd opgenomen in [RAPP-2020-07](#) (zienswijze 35). Vanaf 2022 zal dus in eerste instantie het spanningsniveau waarop de netgebruiker is aangesloten bepalen welke tariefstructuur op hem van toepassing is. Dit blijkt volgens de VREG duidelijk uit §11.2.2 – Tabel 13: klanten rechtstreeks aangesloten op een transformator tussen het hoog- en middenspanningsnet (Trans HS), klanten aangesloten op het net met een nominale spanning groter dan 26 kV t/m 36 kV (> 26-36 kV), klanten aangesloten op het net met een nominale spanning tussen 26 en 1 kV (26-1 kV) en klanten rechtstreeks aangesloten op een transformator tussen het midden- en laagspanningsnet (Trans LS)²⁴ vallen onder de tariefstructuur met de tariefdragers ‘toegangsvermogen’ en ‘maandpiek’ voor aanrekening van het capaciteitstarief en betalen een tarief reactieve energie; klanten aangesloten op het laagspanningsnet (LS)²⁵ vallen onder de tariefstructuur met de tariefdrager ‘gemiddelde maandpiek’ voor aanrekening van het capaciteitstarief of betalen, in geval zij over een klassieke meter beschikken, het tarief netgebruik deels via een vaste term.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.9 M.b.t. de tarieven databeheer elektriciteit

4.9.1 Zienswijze 38.

Zienswijze	Toepassing tarieven databeheer in functie van de klantengroepen en uitgaande van een globale kostenrepresentativiteit
Belanghebbenden	Fluvius System operator, Agoria

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Fluvius System Operator acht het wenselijk om de toepassing van het tarief databeheer af te stemmen op de klantengroepen, eerder dan het type meter.

Ook is Fluvius vragende partij om het principe van globale kostenrepresentativiteit te hanteren bij toepassing van de databeheertarieven. Met het oog op de sterke invloed van de versnelde uitrol

²³ Conform het TRDE bepaalt het aansluitingsvermogen van de netgebruiker (≤ 56 kVA vs. > 56 kVA) of een GVM dan wel KVM wordt geplaatst.

²⁴ M.u.v. prosumenten die onderhevig zijn aan de in art. 4.1.30/1 Energiedecreet opgelegde tariefstructuur.

²⁵ Idem

digitale meters, de onvoorspelbaarheid van de klantkeuze m.b.t. het meetregime en de noodzakelijke ombouw van een niet verwaarloosbaar aantal meetgroepen om conform te zijn met de regelgeving, wil Fluvius de tarieven databeheer over de volledige reguleringsperiode constant houden (met uitzondering van indexatie).

Fluvius stelt daarom volgende opdeling voor:

- ‘Tariefgroepen HS’: dit zijn de klantengroepen Trans HS, 26-1kV en Trans LS. Zij hebben een grootverbruiksmeterinrichting (GVM) – vandaag AMR of MMR – en de ‘tariefstructuur GVM’ en eenzelfde tarief databeheer is op hen van toepassing;
- ‘Tariefgroepen LS’: dit zijn de klantengroepen LS piekmetering en LS klassieke meter. Zij hebben in regel een kleinverbruiksmeterinrichting (KVM) en vallen onder de ‘tariefstructuur KVM’. Het tarief databeheer verschilt binnen deze groep tussen klanten met klassieke meter of digitale meter in ‘meetregime 1’ enerzijds en klanten met digitale meter in ‘meetregime 3’ anderzijds. Ook wanneer de distributienetbeheerder o.w.v. technische redenen een ander type meetopstelling plaatst (bv. AMR i.p.v. digitale meter) is één van deze twee tarieven databeheer van toepassing.

Agoria stelt het tarief ‘databeheer’ best hetzelfde blijft voor de laagspanningsklanten met een digitale meter en de laagspanningsklanten met een klassieke meter. Volgens hen is het niet opportuun om de uitrol van de digitale meter op deze manier te ontmoedigen.

Reactie op de zienswijze

Het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (TRDE) bepaalt niet welk type meter moet worden geplaatst bij een netgebruiker (AMR, MMR, digitale meter,...) maar legt de functionaliteiten vast waaraan zijn meetinrichting minimaal moet voldoen. Hiertoe werden de begrippen ‘grootverbruiksmeterinrichting’ (GVM) en ‘kleinverbruiksmeterinrichting’ (KVM) ingevoerd. Het aansluitingsvermogen van de netgebruiker (≤ 56 kVA vs. > 56 kVA) bepaalt of een GVM dan wel KVM wordt geplaatst. De VREG merkt op dat de opdeling GVM vs. KVM niet volledig overeenstemt met de klantengroepen – en de van toepassing zijnde tariefstructuur – zoals voorgesteld in CONS-2020-03. Of de netgebruiker over een aansluitingsvermogen ≤ 56 kVA dan wel > 56 kVA beschikt speelt hierin geen rol. In eerste instantie zal het spanningsniveau waarop de netgebruiker is aangesloten bepalen tot welke klantengroep hij behoort (zie Tabel 9 en Tabel 11).

Zoals voorgesteld in Tabel 13 zal vanaf 2022 dit spanningsniveau inderdaad bepalen welke tariefstructuur op de netgebruiker van toepassing is: klanten rechtstreeks aangesloten op een transformator tussen het hoog- en middenspanningsnet (Trans HS), klanten aangesloten op het net met een nominale spanning groter dan 26 kV t/m 36 kV ($> 26-36$ kV), klanten aangesloten op het net met een nominale spanning tussen 26 en 1 kV (26-1 kV) en klanten rechtstreeks aangesloten op een transformator tussen het midden- en laagspanningsnet (Trans LS)²⁶ vallen onder de tariefstructuur met de tariefdragers ‘toegangsvermogen’ en ‘maandpiek’ voor aanrekening van het capaciteitstarief en betalen een tarief reactieve energie; klanten aangesloten op het laagspanningsnet (LS)²⁷ vallen onder de tariefstructuur met de tariefdrager ‘gemiddelde maandpiek’ voor aanrekening van het capaciteitstarief of betalen, in geval zij over een klassieke meter beschikken, het tarief netgebruik deels via een vaste term. De vereiste registratie en verwerking van meetgegevens is verschillend bij beide tariefstructuren. Zo is voor toepassing van de nieuwe tariefstructuur op de hogere spanningsniveaus de registratie van kwartierwaarden noodzakelijk; dat is niet het geval voor laagspanningsklanten. De VREG beoordeelt in dat opzicht

²⁶ M.u.v. prosumanten die onderhevig zijn aan de in art. 4.1.30/1 Energiedecreet opgelegde tariefstructuur.

²⁷ Idem

een onderscheid in databeheertarieven in functie van het spanningsniveau als meer geschikt dan de in CONS-2020-03 voorgestelde opdeling in functie van het type meter.

Na verdere analyse gaat de VREG ook akkoord om het principe van globale kostenreflectiviteit te hanteren bij de toepassing van de databeheertarieven. Deze globale kostenreflectiviteit of ‘kostendekkendheid’ ligt ook in lijn met het vijfde richtsnoer van het Energiedecreet²⁸, dat stelt dat ‘de tarieven een afspiegeling zijn van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover die overeenkomen met die van een efficiënte vergelijkbare entiteit of activiteit’. Dit met die nuance dat dit vijfde richtsnoer juridisch geldt ten aanzien van het globale inkomen die de distributienetbeheerder haalt uit zijn nettarieven, d.i. met inbegrip van de databeheertarieven die er onderdeel van zijn.

De VREG verduidelijkt dat de tariefcomponent databeheer geen kosten omvat die gerelateerd zijn aan het ter beschikking stellen van meetgegevens aan derde partijen voor ‘informatieve doeleinden’. Deze kosten worden aangerekend via de niet-periodieke tarieven.

In het licht van bovenstaande, beoordelen we het opportuun om:

- Op alle klanten op hogere spanningsniveaus (niet-LS) eenzelfde tarief databeheer toe te passen. Het ‘type meter’ waarover de klant beschikt (AMR, MMR of op Trans LS mogelijk een digitale meter) en het ‘uitleesmeetdetail’ (altijd kwartierwaarden vereist) – zoals voorgesteld in CONS-2020-03 – speelt hier dus geen rol.
- Voor klanten op laagspanning (LS) een verder onderscheid te maken op basis van het ‘uitleesmeetdetail’ of, conform de terminologie in het TRDE, het van toepassing zijnde ‘meetregime voor doeleinden van allocatie, reconciliatie en/of facturatie’: kwartierwaarden vs. maandelijks of jaarlijks (zoals bepaald in art. 4.2.12 en art. 4.2.13 TRDE). Het ‘type meter’ waarover de klant beschikt (digitale meter, klassieke meter, AMR, ...) speelt ook hier geen rol.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden.

- In §10.2.1 (Tabel 10) en §11.2.2 (toelichting bij de in Tabel 13 gebruikte afkortingen) wordt de omschrijving van het tarief databeheer zo aangepast dat de toepassing van het tarief *functie is van het spanningsniveau waarop de klant is aangesloten en, voor klanten op laagspanning, van het meetregime (per elementaire periode, maandelijks, jaarlijks)*;
- In deze paragrafen en ook in §11.2.1 (Tabel 12) wordt verduidelijkt dat het tarief databeheer *geen kosten omvat gerelateerd aan het ter beschikking stellen van meetgegevens aan derde partijen*.
- Ten slotte wordt in de omschrijving de bijkomende toepassing van het databeheertarief voor productiemeters verruimd tot alle *productiemeters geplaatst door de distributienetbeheerder*. Conform art. 3.2.7 TRDE kan dit immers ook gebeuren voor andere doeleinden dan de toekenning van steuncertificaten.

4.9.2 Zienswijze 39.

Zienswijze	Geen aanrekening van het tarief databeheer aan de individuele klant
Belanghebbende	Vlaams ABVV

²⁸ Art. 4.1.32, §1, 5° Energiedecreet.

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Vlaams ABVV stelt dat de digitale meter en het capaciteitstarief geen meerwaarde hebben voor een deel van de laagspanningsklanten, maar hen wel op kosten jaagt: zo verhoogt een digitale meter de meterhuur jaarlijks met 16,36 € voor elektriciteit en met 11,59 € voor aardgas. Voor bepaalde klanten (gezinnen en kmo's met zwaardere installaties, warmtepomp en/of elektrisch voertuig) kan de digitale meter wél een meerwaarde bieden. Gegeven deze ongelijke spreiding van kosten en baten, mag geen tarief databeheer worden aangerekend aan de individuele klant. Deze kost moet gesolidariseerd worden in het zuivere nettatarief.

Reactie op de zienswijze

De cijfers waarnaar Vlaams ABVV verwijst zijn afkomstig uit [RAPP-2018-01](#) en vormen een inschatting van de gemiddelde toename van de totale netfactuur op jaarbasis t.g.v. de uitrol van de digitale meter voor een gezin met een gemiddeld verbruik, weliswaar berekend volgens de huidige tariefstructuur.

Deze kosten worden zeker niet allemaal aangerekend via het tarief databeheer maar worden grotendeels 'gesolidariseerd' via het tarief netgebruik; de spreiding van de kosten vindt wel enkel plaats tussen laagspanningsklanten onderling.

Noot: ondertussen vond een nieuwe actualisatie van de kosten-batenanalyse plaats, waarbij de VREG rekening hield met een mogelijk versnelde uitrol van de digitale meter ([ADV-2020-02](#)): de impact voor een gemiddelde huishoudelijke klant bij een uitrol van 80% in 2024 werd ingeschat op ongeveer 13 €/jaar voor elektriciteit en 16 €/jaar voor aardgas, uitgedrukt als gemiddelde tariefverhoging over 15 jaar in reële termen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.10 M.b.t. een specifieke behandeling van opslag en de levering van ondersteunende diensten

4.10.1 Zienswijze 40.

Zienswijze	Geen voorstander van uitzondering afnamepieken t.g.v. activatie- en controletesten voor opslag ingezet voor het transmissienetbeheer
Belanghebbende	Fluvius System operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator is geen voorstander van de regeling opgenomen in §10.2.3 en §11.2.4.5 die voor opslaginstallaties ingezet als ondersteunende dienst voor het transmissienetbeheer in een correctie van gemeten kwartiervermogens t.g.v. activatie- of controletesten voorziet. Fluvius merkt op dat netgebruikers aangesloten op het transmissienet of het plaatselijk vervoernet niet van een gelijkaardige correctie genieten bij de aanrekening van de transmissienettarieven. Ook wordt bij de aanrekening van de transmissienettarieven op het koppelpunt met de

distributienetbeheerder in dergelijke gevallen geen aanpassing door de transmissienetbeheerder doorgevoerd. Verder noodzaakt deze regeling dat de werkelijke verbruiksgegevens definitief worden aangepast in de databeheersystemen van de distributienetbeheerder, waardoor ook de allocatie zal worden beïnvloed. Ten slotte meent Fluvius dat het risico op misbruik niet uit te sluiten valt. De implementatie van deze regeling vereist daarom een concreet afsprakenkader. Zo acht Fluvius een voorafgaandelijke melding met een afgesproken tijdstip en mits specifiek akkoord van de distributienetbeheerder noodzakelijk. Op die manier kan de distributienetbeheerder voorkomen dat het piekvermogen t.g.v. deze testen een nadelige impact op de netbelasting veroorzaakt. Verder betwijfelt Fluvius of de eerder sporadische correctie n.a.v. testen wel een effect zal hebben op het vanaf 2022 aangerekende capaciteitstarief o.b.v. de tariefdragers toegangsvermogen en maandpiek, ervan uitgaande dat het beschikbaar vermogen van deze installaties meerdere keren per maand zal worden geactiveerd om effectief frequentiegerelateerde diensten te leveren.

Reactie op de zienswijze

De VREG beaamt dat de tariefmethodologie 2020-2023 toegepast door Elia geen gelijkaardige uitzondering voorziet. De activatie- en controletesten waarvan sprake worden uitgevoerd op punten waarop Elia vooraf een bepaalde balanceringscapaciteit heeft gereserveerd voor de levering van FCR (frequentiebegrenzing), aFRR (frequentieherstel via automatische activering) dan wel mFRR (frequentieherstel via manuele activering). De netgebruiker wordt voor deze testen niet vergoed maar kan eventuele kosten – althans voor aFRR en mFRR – wel integreren in zijn activatiebiedingen. De controletesten vinden slechts enkele malen plaats per jaar. Omdat de transmissienettarieven worden aangerekend o.b.v. de 11^{de} hoogste jaarpiek, de 11^{de} hoogste maandpiek en ook bij de overschrijding van het ter beschikking gesteld vermogen de 11^{de} hoogste piek wordt beschouwd, zullen deze testen bij netgebruikers aangesloten op het Elia-net het te betalen capaciteitstarief meestal niet beïnvloeden. Dat is niet het geval bij netgebruikers aangesloten op het distributienet; bij de aanrekening van het capaciteitstarief – op hogere spanningsniveaus in 2021 via de tariefdrager jaarpiek en vanaf 2022 via de tariefdragers toegangsvermogen en maandpiek – wordt immers telkens het hoogste kwartiervermogen in rekening genomen.

O.b.v. analyse concludeert de VREG bovendien dat de eerder uitzonderlijke afnamepieken t.g.v. activatie- en controletesten beduidend hoger kunnen zijn dan de meer frequente pieken die de effectieve levering van de balanceringsdiensten veroorzaken.

Gelet op bovenstaande oordeelt de VREG dat deze pieken een belangrijke impact hebben op het te betalen capaciteitstarief en in dat opzicht een mogelijke belemmering vormen voor 'het inzetten van vraagresponsmaatregelen – o.a. m.b.v. opslagsystemen – voor systeemdiensten' en 'de marktdeelname van vraagrespons i.v.m. balancerings- en nevendiensten' (zie ook Zienswijze 41.4.10.2Zienswijze 41.). Met het oog op het 19^{de} en 20^{ste} richtsnoer in het Energiedecreet blijft de VREG dan ook bij zijn initieel standpunt om deze pieken vanaf de komende reguleringsperiode uit te zonderen bij de aanrekening van de distributienettarieven.

M.b.t. de vraag naar een concreet afsprakenkader, verwijst de VREG naar de samenwerkingsovereenkomst tussen distributienetbeheerders en Elia.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.10.2 Zienswijze 41.

Zienswijze	Uitzondering afnamepieken t.g.v. activatie- en controletesten voor opslag ingezet voor het transmissienetbeheer is te beperkt en verhindert een gelijk speelveld
Belanghebbenden	Elia, Febeliec, Next Kraftwerke

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Elia, Febeliec en Next Kraftwerke begrijpen niet waarom de regeling opgenomen in §10.2.3 en §11.2.4.5, die voorziet in een correctie van gemeten kwartiervermogens t.g.v. activatie- of controletesten, enkel geldt voor opslaginstallaties en niet voor alle vraagresponsmaatregelen, ongeacht de technologie (opslag, boiler, WKK, elektrisch voertuig, ...) waarmee ondersteunende diensten worden geleverd. Deze beperkte invulling creëert een ongelijk speelveld voor opslag t.o.v. alle andere bronnen van flexibiliteit.

Next Kraftwerke dringt er verder op aan om niet alleen pieken t.g.v. activatie- en controletesten uit te zonderen bij de aanrekening van de distributienettarieven, maar ook de pieken veroorzaakt bij de effectieve levering van ondersteunende diensten. Elia merkt op dat zij een dergelijke uitzondering toepast bij de activatie van bepaalde balanceringsdiensten, meer bepaald de niet-gereserveerde mFRR (frequentieherstel via manuele activering). Voor andere niet-gereserveerde balanceringsdiensten – met name FCR (frequentiebegrenzing) en aFRR (frequentieherstel via automatische activering) – doet Elia dit niet, omdat de activatie van deze diensten een kortere tijdsperiode bestrijkt en de impact hierdoor naar verwachting wordt geneutraliseerd op kwartierbasis. Ook voor vooraf gereserveerde balanceringscapaciteit geldt deze uitzondering niet; de kosten verbonden aan activatie kunnen in dat geval door de netgebruiker worden opgenomen in zijn activatiebiedingen.

Febeliec waarschuwt dat de voorgestelde regeling, in geval van een vrije markt voor ondersteunende diensten, ertoe kan leiden dat netgebruikers een uitzondering voor testen verkrijgen bij de aanrekening van de distributienettarieven én tegelijkertijd – impliciet via het veilingmechanisme – een vergoeding ontvangen van de transmissienetbeheerder voor de aan deze testen gerelateerde kosten.

Febeliec en Next Kraftwerke stellen zich ten slotte de vraag waarom de uitzondering enkel ondersteunende diensten voor de transmissienetbeheerder en niet voor de distributienetbeheerder betreft. Febeliec vindt het bovendien onduidelijk over welke diensten voor het transmissienetbeheer het exact gaat.

Reactie op de zienswijze

De VREG gaat akkoord dat de voorgestelde regeling technologie-onafhankelijk moet zijn ten einde een gelijk speelveld te creëren tussen verschillende bronnen van flexibiliteit. Met het oog op zowel het 19^{de} richtsnoer in het Energiedecreet – dat stelt dat ‘de tarieven geen prikkels mogen bevatten die de marktdeelname van vraagrespons i.v.m. balancerings- en nevendiensten kunnen belemmeren’ – als het 20^{ste} richtsnoer – dat stelt dat ‘de tarieven niet mogen beletten dat systeemdiensten beschikbaar gesteld worden voor vraagresponsmaatregelen, o.a. m.b.v. opslagsystemen’ – oordeelt de VREG het dan ook aangewezen om de toepassing van de regeling te verruimen naar alle vraagresponsmaatregelen.

De VREG blijft op dit moment bij zijn initieel standpunt om enkel pieken t.g.v. activatie- en controletesten – en niet t.g.v. activatie zelf – uit te zonderen bij de aanrekening van de

distributienettarieven: zie motivatie in [RAPP-2020-06](#) (zienswijze 25) en [RAPP-2020-07](#) (zienswijze 38). De VREG neemt akte van de uitzonderingen die Elia momenteel voorziet bij de activatie van bepaalde balanceringsdiensten, maar wacht de creatie van een decretaal kader inzake flexibiliteit op Vlaams niveau ter omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de nieuwe Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen²⁹ af, alvorens verder te bekijken of andere specifieke regelingen noodzakelijk zijn m.b.t. de levering van ondersteunende diensten voor zowel transmissie- als distributienetbeheer. Eventuele voorstellen tot wijziging van de Tariefmethodologie 2021-2024 ten gevolge hiervan zullen deel uitmaken van een latere, aparte consultatie.

Wat betreft de motivatie van de VREG om specifiek voor activatie- en controletesten een uitzondering te voorzien: zie 4.10.1.

De VREG breidt op dit moment de betreffende regeling niet uit naar ondersteunende diensten ten behoeve van het distributienetbeheer. De VREG wacht hiertoe eerst het hierboven vermelde decretaale kader af dat o.a. de levering van ondersteunende diensten door netgebruikers aan de distributienetbeheerder mogelijk moet maken. De regeling blijft dus voorlopig beperkt tot ondersteunende diensten – of meer specifiek balanceringsdiensten (zoals toegelicht in 4.10.1) – ingezet voor het transmissienetbeheer.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden.

De formulering in §10.2.3 en §11.2.5 wordt verruimd zodat de uitzonderingsregeling niet langer enkel van toepassing is op opslaginstallaties maar op alle vraagresponsmaatregelen, onafhankelijk van de technologie waarmee zij ondersteunende diensten leveren aan de transmissienetbeheerder.

4.10.3 Zienswijze 42.

Zienswijze	Vraag voor een gelijkaardige behandeling van opslag als op het transmissienet ten einde de levering van ondersteunende diensten door opslag niet langer te hinderen
Belanghebbenden	Centrica Business Solutions, Flux50

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Centrica Business Solutions (CBS) stelt dat de tariefmethodologie barrières bevat die de levering van balanceringsdiensten aan de transmissienetbeheerder door opslaginstallaties aangesloten op het distributienet hindert. CBS vraagt om de tariefmethodologie bij te sturen zodat deze, conform art. 18(1) Elektriciteitsverordening³⁰, een niet-discriminatoire behandeling van alle technologieën toelaat en de competitiviteit van opslag t.o.v. andere technologieën of spanningsniveaus niet in het gedrang brengt. Meer specifiek verzoekt CBS de VREG om:

²⁹ Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU en Richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen (herschikking) (beide kaderend binnen het 'Clean energy for all Europeans Package').

³⁰ Art. 18(1) Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (herschikking).

- Een vrijstelling van distributienettarieven voor opslaginstallaties wanneer deze worden ingezet voor de levering van ondersteunende diensten, naar analogie met de regeling voor productie- en opslaginstallaties aangesloten op het transmissienet. CBS verwijst in dit opzicht naar Art. 12.5 van de federale Elektriciteitswet dat een specifieke tarifaire behandeling van opslag mogelijk maakt alsook de vrijstellingsregeling die in dat kader wordt voorzien in de tariefmethodologie 2020-2023 van Elia³¹;
- De mogelijkheid voor opslaginstallaties om tegelijk verschillende ondersteunende diensten aan te bieden en, voor opslaginstallaties ‘achter de meter’, om dergelijke diensten te kunnen leveren zonder onderworpen te worden aan ‘dubbele tarieven’, conform art. 15 (5b) Vierde Elektriciteitsrichtlijn³²;
- Een compensatie van de kwartierwaarden voor injectie en afname bij de aanrekening van de distributienettarieven, net zoals dit door Elia wordt toegepast bij de aanrekening van de transmissienettarieven. CBS verduidelijkt dat dit belangrijk is in het licht van de levering van FCR (frequentiebegrenzing), waarbij binnen het kwartier heel wat kortstondige uitwisselingen – zowel afname als injectie – plaatsvinden.

Ook Flux50 is vragende partij om voor de proeftuinen waar opslaginstallaties worden ingezet voor transmissienetbeheer de distributienettarieven zo snel mogelijk op te heffen en zodoende een dubbele tarifiering te vermijden.

Reactie op de zienswijze

De VREG wacht m.b.t. toekomstige ontwikkelingen inzake flexibiliteit – incl. de levering van flexibiliteit door opslag – eerst de creatie van een decretaal kader inzake flexibiliteit op Vlaams niveau ter omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de nieuwe Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen³³ af. Eventuele voorstellen tot wijziging van de Tariefmethodologie 2021-2024 ten gevolge hiervan zullen deel uitmaken van een latere, aparte consultatie. De VREG zal de hierboven geformuleerde bezorgdheden en voorstellen op dat moment verder in beschouwing nemen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.11 M.b.t. een specifieke behandeling van energiegemeenschappen

4.11.1 Zienswijze 43.

Zienswijze	Nood aan aparte tarifaire behandeling voor energiegemeenschappen
Belanghebbenden	Agoria, Elia, Flux50, Gezinsbond, ODE, POM Oost-Vlaanderen, Techlink

³¹ Meer bepaald een totale vrijstelling van de transmissienettarieven voor opslaginstallaties waarvan de indienststelling plaatsvond na 1 juli 2018 gedurende een periode van 10 jaar en een vrijstelling van 80% op de transmissienettarieven voor opslaginstallaties waarvan zowel het geïnstalleerd vermogen als de opgeslagen energie na uitbreidingswerken verhoogd werden met meer dan 7,5% in vergelijking met hun niveau op 1 juli 2018 gedurende een periode van 5 jaar.

³² Art. 15(5b) Richtlijn (EU) 2019/944 van 5 juni 2019.

³³ Richtlijn (EU) 2019/944 van 5 juni 2019 en Richtlijn (EU) 2018/2001 van 11 december 2018 (beide kaderend binnen het ‘Clean energy for all Europeans Package’).

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Verschillende belanghebbenden betreuren dat de voorstellen in de consultatie zich beperken tot een tarifiering op individueel aansluitingsniveau en wijzen, in het licht van de nieuwe Europese Richtlijnen, op de noodzaak van een aparte tarifaire behandeling voor energiegemeenschappen.

Agoria en POM Oost-Vlaanderen vinden het belangrijk om reeds voorafgaand aan de totstandkoming van het decretaal kader voor energiegemeenschappen inzicht te krijgen in de tarifaire behandeling. Agoria verwacht alvast een aanrekening van het capaciteitstarief o.b.v. de vermogenspiek van de gehele gemeenschap i.p.v. de afnamepieken van de individuele netgebruikers.

Volgens Flux50 is het cruciaal dat de toekomstige regelgeving rond flexibiliteit, energiegemeenschappen en het delen/verkopende van zelfopgewekte energie én het bijhorende faciliterende tarifair kader op elkaar worden afgestemd en voldoende opportuniteiten bieden voor een rendabele energietransitie. Enkel zo zal de beoogde doelstelling om de netkosten beheersbaar te houden effectief behaald kunnen worden.

Gezinsbond, ODE en Techlink wijzen erop dat de focus op individueel zelfverbruik achterhaald is. Hierdoor wordt de rendabiliteit van PV-investeringen beperkt tot wat nodig is om het eigen verbruik te dekken en blijft veel dakoppervlak onbenut. Gezinsbond is voorstander van een systeem van saldering naar analogie met Nederland, al dan niet binnen het regelgevend kader van de energiegemeenschappen. Verder stuurt Gezinsbond aan op een aangepast tarifair kader voor het inzetten van opslagcapaciteit op wijkniveau.

Elia en POM Oost-Vlaanderen stellen zich ten slotte de vraag hoe de databeheertarieven zullen toegepast worden in geval van een energiegemeenschap. Elia wijst erop dat het databeheer voor leden van een energiegemeenschap mogelijk meer complexe processen vereist. POM Oost-Vlaanderen vindt het logisch dat dit tarief niet aangerekend wordt wanneer het databeheer door de energiegemeenschap zelf wordt opgenomen.

Reactie op de zienswijze

M.b.t. toekomstige ontwikkelingen inzake energiegemeenschappen wacht de VREG de decretale omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de nieuwe Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen³⁴ af. Eventuele voorstellen tot wijziging van de Tariefmethodologie 2021-2024 ten gevolge hiervan zullen deel uitmaken van een latere, aparte consultatie, waarbij dient opgemerkt dat het Europeesrechtelijke kader expliciet stelt dat het zelfverbruik of delen van hernieuwbare energie door afnemers geen afbreuk mag doen aan de nettarieven, belastingen, bijdragen, heffingen en toeslagen die van toepassing zijn op deze afnemers, overeenkomstig een door de nationale bevoegde autoriteiten ontwikkelde transparante kosten-batenanalyse van gedistribueerde energiebronnen.

De VREG zal de hierboven geformuleerde bezorgdheden en voorstellen op dat moment verder in beschouwing nemen.

Zie in dit verband ook onze eerdere consultatie en advies hieromtrent: [CONS-2019-05](#), [RAPP-2020-08](#) en [ADV-2020-01](#).

³⁴ Richtlijn (EU) 2019/944 van 5 juni 2019 en Richtlijn (EU) 2018/2001 van 11 december 2018 (beide kaderend binnen het 'Clean energy for all Europeans Package').

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.12 M.b.t. de tariefstructuur elektriciteit injectie 22-24

4.12.1 Zienswijze 44.

Zienswijze	Volledige afschaffing van het injectietarief
Belanghebbenden	FEBEG, Techlink

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

FEBEG betreurt dat een volledige afschaffing van het injectietarief nooit ten gronde werd overwogen door de VREG.

FEBEG merkt op dat het door de VREG voorgestelde injectietarief een verschil creëert tussen productie-installaties die geen steun meer krijgen vs. zij die onder het oude steunsysteem vallen vs. zij die genieten van het nieuwe steunsysteem:

- Voor hernieuwbare productie-installaties die geen steun meer krijgen, heeft elke kostenstijging direct invloed op de rentabiliteit van de installatie;
- Hernieuwbare productie-installaties die onder het oude steunsysteem (tot 2012) vallen, kennen geen actualisatie van het steunniveau en zullen het injectietarief ook volledig als een bijkomende kost moeten dragen. Dit zal het gebruik van de steunverleningsregeling noodzakelijker maken;
- Bij hernieuwbare productie-installaties die onder het nieuwe steunsysteem (vanaf 2013) vallen, wordt het injectietarief wel meegenomen bij de actualisatie van de Onrendabele Top (OT). Hierdoor zal het steunniveau echter moeten stijgen, wat een maatschappelijke kost impliceert en de uitbouw van hernieuwbare energie in het gedrang kan brengen. Bovendien kan het zijn dat hierdoor de maximale bandingfactor wordt bereikt, waardoor niet meer aan de werkelijke steunbehoeften wordt tegemoetgekomen.

Verder meent FEBEG dat een injectietarief kostenverhogend is voor decentrale producenten en zodoende het 'gelijk speelveld' verstoort t.o.v. producenten op andere spanningsniveaus, binnen een site of in de ons omringende landen. Een injectietarief zal het investeringsklimaat voor decentrale productie in Vlaanderen dan ook benadelen.

Ten slotte wijst FEBEG erop dat producenten reeds via de niet-periodieke aansluitingstarieven een bijdrage leveren voor een eventuele noodzakelijke netversterking voor hun project.

Gelet op bovenstaande, vraagt FEBEG om nauw betrokken te worden bij de studie omtrent injectie die de VREG wil laten opleveren door Fluvius tegen begin 2024.

Reactie op de zienswijze

De VREG verwijst naar zijn eerdere reactie op het voorstel tot volledige afschaffing van het injectietarief in [RAPP-2020-06](#) (zienswijze 15 en 19). Het initieel standpunt van de VREG hierover blijft ongewijzigd.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.12.2 Zienswijze 45.

Zienswijze	Toepassing van injectietarief voor prosumenten
Belanghebbende	Elia

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Deze zienswijze heeft betrekking op de bepalingen in par. 11.2.4 van de geconsulteerde versie van de tariefmethodologie.

Elia stelt de vraag waarom prosumenten die de keuze maken voor alternatief A (tweede tariefstructuur) geen injectietarief moeten betalen en prosumenten die kiezen voor alternatief B (derde tariefstructuur) wel.

Reactie op de zienswijze

Voor de prosumenten met een terugdraaiende teller (eerste – default – tariefstructuur) en de prosumenten met tarifiering op basis van de werkelijke afname (tweede tariefstructuur) laat artikel 4.1.30/1 van het Energiedecreet geen ruimte voor de toepassing van een injectietarief. De verplichte tariefdragers onder de twee decretaal opgelegde tariefstructuren mogen enkel gebaseerd zijn op (al dan niet geraamde) afnamevolumes, in afwachting van een derde door de VREG te ontwikkelen tariefstructuur.

Voor de derde tariefstructuur geldt de bovenvermelde wettelijke beperking tot het afnamevolume niet, daar de decreetgever zich bij de omschrijving van die derde mogelijke tariefstructuur niet uitspreekt over de aard van de tariefdrager noch over de te tarifieren (afname / injectie) volumes. Bij die derde tariefstructuur staat de voormelde bepaling uit het Energiedecreet m.a.w. de invoering van injectietarieven niet in de weg. Wel erkent de VREG dat er een verschillende behandeling van prosumenten zou ontstaan, wanneer slechts één groep van prosumenten een injectietarief zou dienen te betalen. Daarom oordeelt de VREG dat het aangewezen is om de inwerkingtreding van het injectietarief voor prosumenten voor onbepaalde tijd uit te stellen. Dit minstens tot het Grondwettelijk Hof zich in de procedure met rolnummer 7295 heeft uitgesproken over het door de VREG ingestelde vernietigingsberoep tegen art. 31 van het Digitale Meterdecreet³⁵, dat het artikel 4.1.30/1 in het Energiedecreet invoert. Daarnaast dienen de distributienetbeheerders ook nog verder onderzoek te voeren (paragraaf 11.2.3 tariefmethodologie) naar de gepaste hoogte van dat injectietarief. Ten slotte is het ook nog afwachten hoe de Vlaamse decreetgever art. 15 (2) e) van Richtlijn (EU) 2019/944 (Vierde Elektriciteitsrichtlijn) zal omzetten naar nationaal recht. Die EU-bepaling stipuleert met name dat actieve afnemers onderwerpen moeten worden aan nettarieven die apart verrekend moeten worden voor afname enerzijds en injectie anderzijds, en waarbij die injectie- en afnametarieven bovendien, apart beschouwd, telkens de daarmee verbonden kosten moeten weerspiegelen.

³⁵ Decreet van 26 april 2019 “tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de uitrol van digitale meters en tot wijziging van artikel 7.1.1, 7.1.2 en 7.1.5 van hetzelfde decreet.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden.

In par. 11.2.3 wordt volgende zin geschrapt: “Of deze tariefstructuur op een prosumant van toepassing is, wordt bepaald volgens zijn indeling zoals besproken in par. 11.2.4.3.”

In par. 11.2.4.3 wordt volgende paragraaf toegevoegd: “De inwerkingtreding van een injectietarief voor prosumanten wordt voor onbepaalde tijd uitgesteld. De VREG zal hierover op een later tijdstip opnieuw een beslissing nemen.”

In par. 11.2.4.3 wordt een voetnoot toegevoegd bij de volgende zin “De VREG zal hierover op een later tijdstip opnieuw een beslissing nemen”: “De VREG zal opnieuw beslissen rekening houdende met de uitkomst van het arrest van het Grondwettelijk Hof in de procedure (Decreet Digitale Meters) met rolnummer 7295, evenals na verder onderzoek naar de gepaste hoogte van het injectietarief, en ten slotte rekening houdend met de omzetting naar nationaal recht van art. 15 (2) e) van Richtlijn (EU) 2019/944 (Vierde Elektriciteitsrichtlijn) dat stelt dat actieve afnemers onderworpen worden aan transparante en niet-discriminerende nettarieven die de kosten weerspiegelen, waarbij de elektriciteit die in het net wordt ingevoerd en de elektriciteit die uit het net wordt verbruikt, apart worden verrekend.”

4.12.3 Zienswijze 46.

Zienswijze	Geen injectietarief voor kleine producenten
Belanghebbenden	FEBEG, Flux50, Gezinsbond, ODE, Techlink, Test-Aankoop, E.V.L.

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

FEBEG, Flux50, ODE en Techlink wijzen erop dat prosumanten al bijdragen in de netkosten via het capaciteitstarief voor afname en zien dan ook weinig reden voor de invoering van een injectietarief bij laagspanningsklanten. Het is voor hen onvoldoende duidelijk welke additionele netkosten injectie op laagspanningsniveau met zich meebrengt. ODE betwijfelt dan ook of het voorgestelde injectietarief in lijn ligt met art. 21, 2 (a) van de Hernieuwbare Energierichtlijn, waarin wordt bepaald dat de lasten op geïnjecteerde stroom door zelfverbruikers van hernieuwbare energie niet disproportioneel mogen zijn.

Gezinsbond, ODE, Techlink en Test-Aankoop menen dat de invoering van een injectietarief een negatieve impact zal hebben op het investeringsvertrouwen in kleine PV-installaties, ook wanneer dit injectietarief slechts een beperkt bedrag zou zijn. Bovenop de huidige juridische onduidelijkheid over het voortbestaan van het compensatiemechanisme bij prosumanten met een digitale meter, gelet op de hangende rechtszaken voor het Grondwettelijk Hof, zal een injectietarief volgens hen een bijkomend negatief signaal geven aan (potentiële) prosumanten en zodoende de onzekerheid m.b.t. de rendabiliteit van PV-installaties vergroten. Net op een moment dat gestreefd wordt naar een forse verhoging van de geïnstalleerde zonnecapaciteit én de Vlaamse Regering de opkoop van geïnjecteerde elektriciteit aanmoedigt, zou de invoering van een injectietarief aldus ODE, Test-Aankoop en E.V.L. dan ook een verkeerde stimulans geven. Gezinsbond pleit in dit kader expliciet voor een vrijstelling van het injectietarief voor alle kleine PV-installaties (< 10 kVA).

E.V.L. wijst op de kostenvoordelen die kleine productie-installaties genereren, door hun positieve impact op de cos phi van het net alsook hun aanzienlijke bijdrage aan de vermindering van de netverliezen. Het lijkt E.V.L. in dat opzicht logischer om te overwegen de prosumant hiervoor een vergoeding te geven, eerder dan hem een injectietarief aan te rekenen.

E.V.L. merkt verder op dat de invoering van een injectietarief tot gevolg zou kunnen hebben dat meer en meer netgebruikers ervoor kiezen om off-grid te gaan. Hierdoor zouden de netkosten op termijn worden afgewenteld op minder – en tevens de minst begoede – netgebruikers.

FEBEG vraagt zich ten slotte af hoe toekomstige ontwikkelingen, zoals een markt voor ondersteunende diensten – waarbij injectie in het net op bepaalde momenten gewenst zal zijn – en energiegemeenschappen – die in het Clean Energy Package worden gepromoot als oplossing om zelfafname binnen de gemeenschap te optimaliseren – zich verhouden tot het voorgestelde injectietarief. FEBEG concludeert dat de invoering van een injectietarief voor kleine producenten, onafhankelijk van de uiteindelijk gekozen tariefdrager, de energietransitie – minstens – niet zal bevorderen.

Reactie op de zienswijze

Conform het Energiedecreet³⁶ moeten injectietarieven niet alleen de kosten maar ook de baten weerspiegelen. Er zijn namelijk ook kostenbesparingen verbonden aan gedistribueerde opwekking, zoals de directe afname van energie op het laagspanningsnet (met o.m. een daling van de netverliezen tot gevolg). Ook kan injectie op het distributienet bijdragen tot een efficiëntere werking van het net, al was het maar omdat bepaalde netinvesteringen uitgesteld of zelfs vermeden kunnen worden. Vanuit deze overwegingen bepaalt de VREG in §11.5.2.1 dat aan injectiekanten enkel direct toewijsbare capaciteitsgerelateerde kosten worden toegewezen. Dit impliceert dat aan injectiekanten o.m. geen kosten inzake netverliezen, openbardienstverplichtingen, toeslagen en transmissie worden aangerekend.

Ook verwijst de VREG naar zijn reactie op Zienswijze 45.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden.

Voor de aanpassing in de tekst van de tariefmethodologie verwijst de VREG naar Zienswijze 45.

4.12.4 Zienswijze 47.

Zienswijze	Een capaciteitsgebaseerde tariefdrager is meer geschikt voor de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten
Belanghebbenden	Essencia, Febeliec, Next Kraftwerke, ODE, VEB

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Essencia, Febeliec, Next Kraftwerke en VEB wijzen erop dat de in de consultatietekst voorgestelde tariefdrager kWh niet in lijn ligt met het vooropgestelde principe van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau). De netkosten worden immers in hoofdzaak gedreven door het vermogen waarop de netgebruiker een beroep doet, eerder dan zijn afname of injectie

³⁶ Art. 4.1.32, §1, 17° Energiedecreet.

(kWh) zelf; bv. spanningsproblemen t.g.v. injectiepieken. Een capaciteitsgebaseerde tariefdrager is daarom ook voor injectie het meest geschikt en zal ook injectie eenzelfde stimulans tot rationeel netgebruik geven.

ODE stelt dat het invoeren van een op kWh-gebaseerd injectietarief al voorbijgestreefd dreigt te zijn alvorens het is geïmplementeerd. ODE dringt aan op een integratie in de capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor afname of m.a.w. om bij de berekening van de tariefdrager gemiddelde maandpiek ook de injectiepieken in beschouwing te nemen. Zodoende zal bij een prosumant met een overgedimensioneerde PV-installatie de injectiepiek in de zomer de basis worden voor het capaciteitstarief, eerder dan zijn afnamepiek. Voor prosumanten waarbij de injectiepiek stelselmatig onder de afnamepiek ligt, wordt de afname tarifair bepalend.

Reactie op de zienswijze

De VREG erkent dat een capaciteitsgebaseerde tariefdrager een geschikte tariefdrager is voor aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten die gerelateerd zijn aan de capaciteit van het net. Zoals ook in de ontwerptekst van de tariefmethodologie werd aangegeven, wenst de VREG evenwel verder onderzoek te doen naar de manier waarop de netgebruikers die injecteren tot rationeel netgebruik kunnen aangezet worden, rekening houdend ook met het ogenblik van injectie en de voordelen die injectie kan opleveren bij het beheer van het net. Hiervoor zullen de distributienetbeheerders een studie uitvoeren dewelke ten laatste op 1 december 2023 aan de VREG wordt opgeleverd. Voor injectie wordt daarom in 2022-2024 de bestaande tariefdrager kWh_{inj} behouden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden.

Aan par. 11.2.3. wordt toegevoegd: "Een capaciteitsgebaseerde tariefdrager is principieel geschikt voor de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten die gerelateerd zijn aan de capaciteit van het net."

4.13 M.b.t. verdeelsleutels elektriciteit 2022-2024

4.13.1 Zienswijze 48.

Zienswijze	Waarom een verhouding '80% capaciteit – 20% kWh' voor aanrekening tarief netgebruik aan laagspanningsklanten met piekmetering?
Belanghebbende	VEB

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Het is voor VEB onvoldoende duidelijk waarom de VREG juist een procentuele verdeling '80% capaciteit – 20% kWh' voorstelt voor aanrekening van de kosten toegewezen aan de tariefcomponent netgebruik bij laagspanningsklanten met piekmetering. Het lijkt VEB meer aangewezen om in een eerste fase na invoering van de tariefstructuur (22-24) een procentuele verhouding van '50% capaciteit – 50% kWh' te hanteren.

Reactie op de zienswijze

De VREG blijft bij zijn initieel standpunt om bij laagspanningsklanten met piekmetering 80% van de kosten toegewezen aan het tarief netgebruik aan te rekenen o.b.v. capaciteit en 20% o.b.v. een kWh-tarief. De motivatie tot toepassing van de gekozen procentuele verdeling ‘80% capaciteit – 20% kWh’, van toepassing op het globale budget (distributie én transmissie) voor de tariefcomponent netgebruik, die wel degelijk werd opgenomen in [RAPP-2020-07](#) (zienswijze 3 en 4, alsook §4.2.1.5), blijft dan ook gelden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.13.2 Zienswijze 49.

Zienswijze	Voorkeur voor een volledig capaciteitsgebaseerde aanrekening van het tarief netgebruik, ook bij laagspanningsklanten
Belanghebbenden	Agoria, FEBEG

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Agoria en FEBEG zijn voorstander van een 100% capaciteitsgebaseerde aanrekening van het tarief netgebruik, ook voor laagspanningsklanten met digitale meter. Dit zou volgens FEBEG de voorgestelde tariefstructuur eenvoudiger maken en reflecteert ook de kostenstructuur van de netbeheerder op de meest correcte wijze. Agoria wijst erop dat andere onderdelen op de elektriciteitsfactuur al voldoende prikkels geven tot rationeel energiegebruik.

Reactie op de zienswijze

De VREG blijft bij zijn initieel standpunt om bij laagspanningsklanten met piekmetering 80% van de kosten toegewezen aan het tarief netgebruik aan te rekenen o.b.v. capaciteit en 20% o.b.v. een kWh-tarief. De VREG verwijst hierbij naar [RAPP-2020-07](#) (zienswijze 3 en 4, alsook §4.2.1.5). De daarin opgenomen motivatie voor de gekozen procentuele verdeling ‘80% capaciteit – 20% kWh’, van toepassing op het globale budget (distributie én transmissie) voor de tariefcomponent netgebruik, blijft gelden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.13.3 Zienswijze 50.

Zienswijze	Geen afzonderlijk budget voor de klantengroepen aangesloten op het >26-36 kV-net
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

De zienswijze van Fluvius System Operator heeft betrekking op de bepalingen in par. 11.5.1 en bij uitbreiding op de bepalingen in par. 11.5.3 pt. 5 over de budgetten en de tarieven voor de afnameklanten aangesloten op het >26-36 kV spanningsniveau.

Fluvius bevestigt de noodzaak van de uitzondering voor de klantengroepen onder het >26-36 kV spanningsniveau. Zij vraagt echter de mogelijkheid om deze uitzondering nog tijdens de reguleringsperiode 2021-2024 te herzien als het aantal klanten aangesloten op het >26-36 kV spanningsniveau in de loop van deze periode zou toenemen en de reden voor deze uitzondering dus mogelijks zou vervallen.

Reactie op de zienswijze

Uit de zienswijze distilleert de VREG geen argumenten dewelke hem ertoe doen besluiten dat er op vandaag gegronde redenen zijn om de bepalingen inzake de vaststelling van de periodieke distributienettarieven voor deze klantengroep te herzien. Indien er gegronde redenen zouden zijn, heeft de VREG conform art. 4.1.33 §4 Energiedecreet wel steeds de mogelijkheid om de tariefmethodologie tussentijds te wijzigen. De VREG zal uiteraard over een wijziging in de tariefmethodologie publiek consulteren.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.13.4 Zienswijze 51.

Zienswijze	Behandeling van eventuele ex-ante en ex-post verschillen inzake het budget voor de tariefcomponent 'Databeheer'
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

De zienswijze heeft betrekking op de bepalingen in par. 11.5.3 pt. 14. Fluvius stelt namens de Vlaamse distributienetbeheerders de vraag hoe eventuele ex-ante of ex-post verschillen in het budget voor de tariefcomponent 'Databeheer' behandeld moeten worden.

Reactie op de zienswijze

Opdat de tarieven voor het databeheer mee zouden evolueren met de consumptieprijsindex, dienen de distributienetbeheerders het voorziene budget gelijkmatig te spreiden over de hele reguleringsperiode en kunnen er in een specifiek jaar inderdaad verschillen ontstaan tussen het budget onderliggend aan de tarieven en het budget dat de distributienetbeheerder werkelijk voorziet voor dat jaar. Deze verschillen zijn echter een tijdelijk verschijnsel en compenseren elkaar over de hele reguleringsperiode. Gelet op het tijdelijke karakter en de naar verwachting relatief beperkte grootte van deze verschillen, oordeelt de VREG dat deze verschillen geïntegreerd kunnen worden in de algemene marge die de distributienetbeheerders zich vooropstellen (zijnde het verschil tussen het door de VREG toegelaten budget inzake endogene kosten en het intern door de distributienetbeheerder voorziene budget). De marge, inclusief de bovenvermelde

verschillen, dient conform de bepalingen in par. 11.5.2.5 van de tariefmethodologie aan de klantengroepen toegewezen worden.

Gegeven de bepalingen in punt 14 van par. 11.5.3 van de ontwerptekst van de tariefmethodologie waarbij het tarief 'databeheer' per jaar mee evolueert met de consumptieprijsindex, acht de VREG het aangewezen om in de tariefmethodologie te verduidelijken dat de afbouw van regulatoire saldi m.b.t. het tarief 'databeheer' vanaf 2021 worden afgebouwd via het tarief voor het gebruik van het net, bij elektriciteit vanaf 2022 via de tariefcomponent netgebruik.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden. In paragraaf 5.6.7.1 wordt volgende bepaling als uitzondering op de regel toegevoegd:

“- Aardgas en elektriciteit: het regulatorisch saldo op tariefcomponent databeheer, dat wordt afgebouwd via tariefcomponent gebruik van het net, bij elektriciteit vanaf 2022 via tariefcomponent netgebruik.”

In het geconsulteerde punt 14 van paragraaf 11.5.3 wordt een vergelijkbare toevoeging gedaan: “De gebudgetteerde opbrengsten volgens dit tarief weerspiegelen de gebudgetteerde endogene kosten voor databeheer, zonder afbouw van regulatoire saldi. Voor dit laatste wordt verwezen naar de bepaling in par. 5.6.7.1 op p. 67.”

In de rapporteringsmodellen die door de distributienetbeheerder bij de VREG moeten ingediend worden, wordt de toepassing van deze bepaling eveneens in beschouwing genomen.

4.13.5 Zienswijze 52.

Zienswijze	Verdeelsleutels en tarifaire bepalingen betreffende de tariefcomponent 'Netgebruik' voor injectie
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Deze zienswijze heeft betrekking op de bepalingen in par. 11.5. Fluvius stelt dat er in de voorgestelde tariefmethodologie geen modaliteiten inzake de bepaling van de injectietarieven voor de tariefcomponent 'Netgebruik' opgenomen zijn. Hij vraagt om de verdeelsleutels inzake de toewijzing van kosten aan de energierichtingen (afname en injectie) te verduidelijken.

Fluvius stelt ook de vraag waarom er geen kosten voor de financiering van de RAB en het nettobedrijfskapitaal aan de injectieklanten toegewezen worden.

Reactie op de zienswijze

Voor de verdeelsleutels inzake de toewijzing van kosten aan de energierichtingen, verwijst de VREG naar de bepalingen in par. 11.5.2.1 en par. 11.5.2.3, waar het relatieve aandeel in de aansluitings- en investeringsuitgaven en het (absolute) rekenvolume afgenomen en geïnjecteerde actieve energie als verdeelsleutel gedefinieerd zijn. In de overige paragrafen wordt steeds vermeld dat “aan injectie geen van de betreffende kosten toegewezen worden” en/of “de betreffende kosten enkel aan de afnameklanten toegewezen worden”. Zoals ook aangegeven in de ontwerptekst van de tariefmethodologie impliceert deze werkwijze dat de

distributienetbeheerder het budget in eerste instantie verdeelt over de energierichtingen (afname en injectie). De bepaling in par. 11.5.3 pt.1 stelt vervolgens dat één gemeenschappelijk kWh-tarief geldt voor alle klantengroepen binnen injectie. Deze bepaling maakt dat het injectiebudget niet verder verdeeld moet worden over de spanningsniveaus en de klantengroepen. De injectietarieven kunnen eenvoudig berekend worden door het totale injectiebudget te delen door het totale rekenvolume van de geïnjecteerde hoeveelheid actieve energie. De VREG oordeelt dan ook dat de injectietarieven eenduidig bepaald kunnen worden.

Conform het Energiedecreet³⁷ moeten nettarieven de kostenvoordelen weerspiegelen die kunnen voortvloeien uit de aansluiting op en het gebruik van het distributienet door installaties die gebruikmaken van hernieuwbare-energiebronnen en gedistribueerde opwekking; Er zijn namelijk ook potentiële kostenbesparingen voor de netexploitatie verbonden aan gedistribueerde opwekking, zoals de directe afname van energie op het laagspanningsnet (met o.m. een daling van de netverliezen tot gevolg). Ook kan injectie op het distributienet bijdragen tot een kostenefficiëntere uitbating van het net, al was het maar omdat bepaalde netinvesteringen uitgesteld of zelfs vermeden kunnen worden.

Vanuit de voormelde overwegingen bepaalt de VREG in de ontwerptekst van de tariefmethodologie 2021-2024 dat aan de injectieklanten enkel direct toewijsbare capaciteitsgerelateerde kosten, aangevuld met kosten inzake systeembeheer, worden toegewezen.

In navolging van het bovenstaande en gelet op het feit dat financieringskosten niet-rechtstreeks toewijsbare kosten zijn, worden deze kosten niet aan de injectieklanten aangerekend.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.13.6 Zienswijze 53.

Zienswijze	Doorrekening van de 'Tarieven voor de vermogensreserves en voor de black start' aan injectieklanten
Belanghebbende	Elia

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Elia stelt dat elke injectie bijdraagt aan het (on)evenwicht van het elektriciteitssysteem, ongeacht of het injectie op het hoog- of laagspanningsnet betreft. Zij zijn van mening dat, in zover de distributienetbeheerders injecteren op het transmissienet en daarvoor het tarief voor de vermogensreserves en voor de black start betalen, zij dit ook aan de injectieklanten moeten doorrekenen en niet aan de afnameklanten.

Reactie op de zienswijze

Gelet op het feit dat injectie van het distributienet op het transmissienet weinig voorkomt en de overeenkomstige kosten verwaarloosbaar zijn (zo hebben de distributienetbeheerders de laatste jaren geen budget voor het tarief voor de vermogensreserves en voor de black start voorzien),

³⁷ Art. 4.1.32, §1, 17° Energiedecreet.

acht de VREG het niet opportuun om hiervoor een afzonderlijk injectietarief vast te leggen en houdt hij vast aan de huidige werkwijze.

Bijkomend verwijst de VREG ook naar zienswijze 52 die verder ingaat op de toewijzing van kosten aan de afname- en injectieklanten.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.13.7 Zienswijze 54.

Zienswijze	Kosten onder de tariefcomponent 'Databeheer'
Belanghebbende	Elia

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Elia stelt de vraag hoe bepaald wordt welke diensten onder de tariefcomponent 'Databeheer' horen en hoe deze zich verhouden ten opzichte van de diensten onder de tariefcomponent 'Meet- en telactiviteiten' uit de vorige reguleringsperiode.

Reactie op de zienswijze

De tariefcomponent 'Databeheer' omvat alle activiteiten van het meten, inbegrepen het verzamelen, valideren en verzenden van de gemeten data. Het tarief voorziet aldus in een vergoeding voor de verwerking van gevalideerde meetgegevens in de reguliere marktwerking. In dat opzicht stemt de tariefcomponent 'Databeheer' één op één overeen met de tariefcomponent 'Meet- en telactiviteiten' uit de vorige reguleringsperiode. Aan de distributienetbeheerder worden door en krachtens het Energiedecreet³⁸ specifieke taken inzake databeheer opgelegd. Datadiensten zijn gebaseerd op de door de distributienetbeheerder ter beschikking gestelde gegevens voor informatieve doeleinden.³⁹ De diensten gelieerd aan de reguliere marktwerking worden in beschouwing genomen ter bepaling van het tarief inzake databeheer. Diensten ten behoeve van de datamarkt (ESCO's,...) worden voor de bepaling van de tarieven inzake datadiensten beschouwd.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.13.8 Zienswijze 55.

Zienswijze	Normalisaties en/of correcties voor mogelijke vertekeningen bij de bepaling van de synchrone piekbelasting
Belanghebbende	Febeliec

³⁸ Zie hoofdzakelijk art. 4.1.8/2 en 4.1.8/3 Energiedecreet.

³⁹ Cfr. definitie in art. 1.1.2, 24° TRDE en art. 1.1.2, 19° TRDG.

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Febeliec vraagt om de normalisaties en/of correcties zoals vermeld in par. 11.5.2.1.1 te verduidelijken.

Reactie op de zienswijze

Niet-gemeten belastingen zoals netverliezen en openbare verlichting, nieuwe aansluitingen, herschakelingen en dergelijke leiden mogelijks tot een vertekening bij de bepaling van de synchrone piekbelastingen. Hiervoor zijn normalisaties en/of correcties nodig. Deze zijn een onderdeel van de tariefvoorstellen van de distributienetbeheerder en zijn op dit moment dus nog niet gekend. De VREG waakt er evenwel over dat deze op een objectieve en kostenreflectieve manier toegepast worden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.13.9 Zienswijze 56.

Zienswijze	Kostentoewijzing aan injectie
Belanghebbende	VEB

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Het VEB stelt dat de toewijzing van kosten aan de injectieklanten niet transparant verloopt, niet cijfermatig onderbouwd is en meer specifiek dat het onduidelijk is waarom voor injectie enkel kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' aangerekend worden. Ze stellen dat dit mogelijks een vorm van (verdoken) subsidiëring van de injectieklanten inhoudt en dat de VREG daartoe geen bevoegdheid heeft.

Reactie op de zienswijze

De VREG verwijst als antwoord op deze zienswijze naar zijn reactie op de zienswijzen nr. 52 en 53, die eveneens over de kostentoewijzing aan injectieklanten handelen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.14 M.b.t. tariefstructuur elektriciteit 2021

4.14.1 Zienswijze 57.

Zienswijze	Verduidelijking toepassingsgebied aanvullend capaciteitstarief voor prosumënten met terugdraaiende teller
------------	---

Belanghebbende	Fluvius System Operator
----------------	-------------------------

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator ziet graag verduidelijkt dat, conform de Synergrid regelgeving C10/11, enkel het vermogen van die omvormers waarachter er productie-installaties zijn aangesloten in aanmerking worden genomen voor de bepaling van het aanvullend capaciteitstarief voor prosumanten met terugdraaiende teller.

Reactie op de zienswijze

Het aanvullend capaciteitstarief is van toepassing voor de klantengroep prosumanten met een terugdraaiende teller. Een prosumant wordt in de tariefmethodologie gedefinieerd als een elektriciteitsdistributienetgebruiker met een toegangspunt voor afname, al dan niet rechtstreeks op een transformator aangesloten, en met een decentrale productie-eenheid met een maximaal AC-vermogen kleiner dan of gelijk aan 10 kVA die hem in staat stelt elektriciteit te injecteren op het elektriciteitsdistributienet én met aansluiting op het laagspanningsnetwerk (LS of TRLS). In het Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit (TRDE)⁴⁰ wordt een productie-eenheid gedefinieerd als een fysische eenheid die een elektrische generator omvat.

Energieopslagsystemen worden in het TRDE niet begrepen hier onderdeel van uit te maken. Het opslaan van elektriciteit in en het vervolgens terug afnemen van elektriciteit van een energieopslagsysteem kan niet als een vorm van opwekking van elektriciteit beschouwd worden. Het louter plaatsen van een energieopslagsysteem op de binneninstallatie van de distributienetgebruiker, zonder productie-eenheid eraan gekoppeld, geeft dus geen aanleiding tot aanrekening van het prosumententarief. De VREG is echter geen voorstander om dergelijke situatie expliciet te vermelden in de tariefmethodologie of op de tariefbladen en dit teneinde eventuele verwarring bij distributienetgebruikers voor de situaties van energieopslagsystemen wel gekoppeld aan een decentrale productie-eenheid te vermijden. De VREG gaat aldus akkoord met de stelling van Fluvius dat het prosumententarief enkel wordt aangerekend op basis van de omvormervermogens waarachter een productie-eenheid is aangesloten, maar kiest ervoor om de tekst van de tariefmethodologie hiervoor niet aan te passen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.14.2 Zienswijze 58.

Zienswijze	Geen kosten van openbare verlichting in het tarief voor openbare dienstverplichtingen
Belanghebbenden	Nelectra, Unizo

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Nelectra en Unizo geven aan dat gezien de verleding van de openbare verlichtingspunten er de komende jaren een grote investering staat te wachten. Beide partijen stellen dat het daarbij de lokale besturen zelf zijn die de keuze maken welk armatuur er zal geplaatst worden waardoor de investeringen verschillend zijn van regio tot regio. Bijgevolg pleiten ze ervoor dat de openbare

⁴⁰ https://www.vreg.be/sites/default/files/document/trde_2019.pdf

verlichtingsbijdrage uit de distributienettarieven te halen en de investeringen op niveau van de lokale besturen te activeren.

Reactie op de zienswijze

De VREG verduidelijkt dat enkel de openbare verlichtingsnetten en -aansluitingen tot de gereguleerde activiteiten van de distributienetbeheerders behoren, terwijl de verlichtingstoestellen en -steunen eigendom zijn van de lokale besturen of de distributienetbeheerders. In het geval deze laatste eigendom zijn van de distributienetbeheerders worden deze onder de niet-gereguleerde activiteiten van de distributienetbeheerder geclassificeerd. Bijgevolg vertalen de investeringen inzake verledning van de verlichtingstoestellen zich niet in de periodieke distributienettarieven die door de distributienetgebruikers worden betaald. Conform de bepalingen in paragraaf 14 van de ontwerp tekst van de tariefmethodologie heeft de VREG hierbij aandacht voor het verbod op kruissubsidiëring. Het 14^e tarifaire richtsnoer van het Energiedecreet verbiedt ten andere expliciet de kruissubsidiëring tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten⁴¹.

Echter, conform art. 3.1.39 e.v. van het Energiebesluit is de elektriciteitsdistributienetbeheerder wel verantwoordelijk voor de exploitatie van o.m. de verlichtingstoestellen en -steunen. De distributienetbeheerder fungeert als het ware als ‘asset manager’ van de openbare verlichting in Vlaanderen. De kosten inzake de exploitatie van de openbare verlichting maakt als openbaredienstverplichting deel uit van de gereguleerde activiteit elektriciteit, zoals ook bepaald in art. 3.1.41 van het Energiebesluit. Het zijn dan ook deze kosten die in punt 2 van tabel 10 van de ontwerp tekst van de tariefmethodologie als onderdeel van het tarief openbaredienstverplichtingen zijn vervat.

Tevens wijst de VREG de partijen erop dat het regeerakkoord van de Vlaamse Regering 2019-2024 volgende passage bevat:

“De kosten voor het onderhoud van de openbare verlichting worden niet langer doorgerekend via de distributienettarieven.”

Deze passage uit het regeerakkoord betreft aldus de kosten die het gevolg zijn van de verplichtingen die volgens art. 3.1.39 e.v. van het Energiebesluit aan de elektriciteitsdistributienetbeheerders worden opgelegd. Momenteel is de geciteerde passage uit het regeerakkoord echter nog niet uitgevoerd en vertaald naar een wijziging van de regelgeving.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.14.3 Zienswijze 59.

Zienswijze	Horen de kosten van niet-gekapitaliseerde pensioenen in de periodieke distributienettarieven thuis?
Belanghebbende	Nelectra

⁴¹ Art. 4.1.32,§1, 14^o van het Energiedecreet.

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Nelectra stelt zich de vraag of de kosten van niet-gekapitaliseerde pensioenen thuishoren in de periodieke distributienettarieven.

Reactie op de zienswijze

In artikel 4.1.32, §1, 5° van het Energiedecreet wordt bepaald dat de tarieven een afspiegeling zijn van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte vergelijkbare entiteit of activiteit. Daarenboven stelt het 11^{de} richtsnoer in datzelfde artikel van het Energiedecreet dat de tariefmethodologie de nadere regels bepaalt voor de integratie en controle van de gestrande kosten, die bestaan uit de lasten voor het niet-gekapitaliseerde aanvullend pensioen of het pensioen van de publieke sector, die worden betaald aan personeelsleden die een gereguleerde distributieactiviteit hebben verricht, die verschuldigd zijn krachtens statuten, collectieve arbeidsovereenkomsten of andere voldoende geformaliseerde overeenkomsten, die werden goedgekeurd vóór 30 april 1999, of die worden betaald aan hun rechthebbenden of vergoed aan hun werkgever door een distributienetbeheerder, die in de tarieven kunnen worden opgenomen.

Het Energiedecreet bepaalt aldus expliciet dat de kosten van niet-gekapitaliseerde pensioenen door de tariefmethodologie moeten vervat worden. Bijgevolg heeft de VREG, met respect voor de tarifaire richtsnoeren, in de ontwerp tekst van de tariefmethodologie 2021-2024 een methodiek uitgewerkt teneinde in de bepaling van de periodieke distributienettarieven rekening te houden met de betreffende kosten.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.14.4 Zienswijze 60.

Zienswijze	Geen kWh-gebaseerde tariefdrager voor de niet-netgebonden kosten
Belanghebbende	Elia

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Elia wijst op de billijkheid van lastenverdelingen tussen consumenten voor wat de niet-netgebonden kosten betreft. Het houden van tariefdrager kWh enkel op afname zal volgens Elia op termijn resulteren in stijgende distributienettarieven ten gevolge van het toenemen van decentrale en lokale productie die minder zullen gebruiken van het net en deze kosten niet betalen voor injectie. Het is voor Elia ook niet duidelijk hoe deze kosten in het prosumementarief verwerkt worden.

Reactie op de zienswijze

Zoals ook door Elia aangegeven, ontving de VREG eenzelfde zienswijze in de consultatie CONS-2019-02 met betrekking tot de vaststelling van de tariefstructuur periodieke distributienettarieven voor klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting. De VREG verwijst

daarom naar zijn antwoord in zienswijze nr. 17 van het consultatieverslag op deze consultatie (RAPP-2020-07⁴²).

Verder wijst de VREG erop dat in de berekening van het aanvullend capaciteitstarief voor prosumenten met terugdraaiende teller wel degelijk ook de niet-netgebonden kosten worden beschouwd. Het tarief dient net ter compensatie van de niet-gemeten afgenomen hoeveelheid actieve energie waardoor minstens het tarief voor de tariefcomponenten met een kWh-gebaseerde tariefdrager worden beschouwd voor de berekening ervan.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.14.5 Zienswijze 61.

Zienswijze	In 2021 eenzelfde tariefstructuur per klantengroep voor alle klanten aangesloten op het distributienet van Fluvius Antwerpen
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius geeft mee dat voor Fluvius Antwerpen voor 2021 eenzelfde tarifaire structuur per klantengroep, van toepassing voor alle klanten, aangesloten op het net van Fluvius Antwerpen zal voorgesteld worden. Dit impliceert dat per klantengroep en per tariefcomponent gelijke eenheidsprijzen van toepassing zullen zijn. De gekozen structuur zal daarbij aan de VREG worden medegedeeld, na beslissing van de Raad van Bestuur van Fluvius Antwerpen.

Reactie op de zienswijze

Per 1 april 2019 kwam de elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerder Fluvius Antwerpen tot stand uit een fusie waarbij elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerder Iveg elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerder Imea en kabelnetwerkbeheerder Integan opslopte en de naamswijziging tot Fluvius Antwerpen onderging. Ook beslisten een aantal gemeenten van de elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerder Iveka per 1 april 2019 en per 1 januari 2020 over te stappen naar Fluvius Antwerpen, terwijl de gemeente Vorselaar per 1 april 2019 besliste over te stappen vanuit de elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerder Iveg naar Iveka.

Ook de aanwijzingsbeslissingen van de betreffende elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders werden door de VREG conform gewijzigd⁴³. Zowel voor de operatie per 1 april 2019 als deze per 1 januari 2020 stelde de VREG in navolging van de betreffende aanwijzingsbeslissingen conform paragrafen 9.1.2 en 9.2.2 van de tariefmethodologie 2017-2020 tarifaire overgangsmatregelen in. Deze bestaan erin dat voor de betreffende gemeenten in de jaren 2019 en 2020 de periodieke elektriciteits- en aardgasdistributienettarieven blijven gelden conform de distributienetbeheerders en hun netgebieden van vóór de fusie- en splitsingsoperaties⁴⁴.

⁴² <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2020-07>

⁴³ BESL-2019-08, BESL-2019-09, BESL-2019-12, BESL-2019-13 en BESL-2020-03 terug te vinden in de documentendatabank op de website van de VREG (<https://www.vreg.be/nl/documenten-databank>).

⁴⁴ BESL-2019-10, BESL-2019-14; BESL-2020-05, BESL-2020-07, BESL-2019-11, BESL-2019-15, BESL-2020-06, BESL-2020-08 terug te vinden in de documentendatabank op de website van de VREG.

De tarifaire overgangsmaatregelen zoals beslist door de VREG komen vanaf 1 januari 2021 te vervallen waardoor het in de periodieke distributienettarieven voor het jaar 2021 niet langer is toegelaten dat door de betreffende distributienetbeheerders (i.e. Fluvius Antwerpen en Iveka) geografisch gedifferentieerde periodieke distributienettarieven worden aangerekend. Bijgevolg moet de berekeningswijze van de periodieke distributienettarieven voor de verschillende gemeenten, waarvoor de betreffende distributienetbeheerders het elektriciteits- en aardgasdistributienet beheren, worden geharmoniseerd. De berekeningsmethodiek inzake de aanrekening van de periodieke distributienettarieven is daarbij enigszins verschillend tussen de distributienetbeheerders onder de voormalige werkmaatschappij ex-Infrac (i.e. Iveg) en deze onder de voormalige werkmaatschappij ex-Eandis (i.e. Imea en Iveka). Door de betreffende distributienetbeheerders moet inderdaad voor een geharmoniseerde berekeningsmethodiek worden beslist dewelke vervolgens, in de vorm van een tariefvoorstel, ter goedkeuring aan de VREG moet worden voorgelegd.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.15 M.b.t. de tariefstructuur voor aardgas

4.15.1 Zienswijze 62.

Zienswijze	Waarom geen capaciteitstarief voor aardgas?
Belanghebbende	FEPEG

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

FEPEG wijst op een enorm complexiteitsverschil tussen de tariefvoorstellen inzake elektriciteit vs. aardgas en vraagt zich af waarom in de voorliggende voorstellen geen capaciteitstarief voor aardgas wordt opgenomen. De gasmarkt vertrekt immers – mogelijk zelfs meer dan de elektriciteitsmarkt – vanuit een capaciteitsaanpak. Ook zijn op niveau van het gastransport alle tarieven capaciteitsgebaseerd, op enkele kleine uitzonderingen na. De CREG bevestigt in zijn uitwerking van de tariefmethodologie voor de transporttarieven voor aardgas dat een doorrekening op basis van capaciteit logisch is, vermits dit de belangrijkste kostenveroorzaker is.

Reactie op de zienswijze

De hervorming van de tariefstructuur elektriciteit is voor de VREG prioritair, mede in het licht van de energietransitie. Zoals toegelicht in [CONS-2019-02](#) (§3.2), verwacht de VREG in de komende jaren een verdere gestage groei van decentrale productie o.b.v. hernieuwbare energiebronnen – gekenmerkt door een weersafhankelijke eerder dan vraaggestuurde productie – en een evolutie in elektrificatie door een toename van elektrisch vervoer en warmtepompen.

Door het oorzakelijk verband tussen het benodigde vermogen en de netkosten, in de wetenschap dat de vraag naar vermogen in de toekomst alleen maar groter zal worden, oordeelt de VREG dat het aangewezen was om al vanaf 2022 voor het gebruik van het elektriciteitsdistributienet een capaciteitsgebaseerde tariefdrager te introduceren voor laagspanningsklanten, én om het capaciteitsgebaseerde aandeel in de tariefstructuur voor niet-laagspanningsklanten te verhogen.

Deze hervorming moet de kosten beter alloceren aan de klant die deze effectief veroorzaakt (heeft) en hem zo in de toekomst aanzetten tot een betere benutting van de beschikbare netcapaciteit.

De VREG beaamt dat vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit een overstap naar meer capaciteitsgebaseerde tarieven ook voor aardgas zeker te overwegen valt. Omdat de urgentie om deze hervorming door te voeren echter minder groot was door het vooruitzicht van aanzienlijke nieuwe netinvesteringen bij elektriciteit – is er voor gekozen om de tariefstructuur bij aardgas voorlopig onveranderd te laten.

Noteer ten slotte ook dat het Clean Energy Package de Derde Aardgasrichtlijn onveranderd laat, waardoor men kan aannemen dat er ook vanuit Europeesrechtelijk vlak op korte en middellange termijn geen grote omwentelingen te verwachten zijn.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.16 M.b.t. verschillen in periodieke distributienettarieven

4.16.1 Zienswijze 63.

Zienswijze	Tarifaire verschillen tussen netgebieden wegwerken
Belanghebbenden	Gezinsbond , Samenlevingsopbouw, Vlaamse Ombudsdienst

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Samenlevingsopbouw stelt dat er regionale verschillen zijn door het feit dat de distributienettarieven per distributienetbeheerder worden vastgelegd. Aldus betalen distributienetgebruikers minder nettariaf bij de ene distributienetbeheerder dan bij een andere. Elke nieuwe tariefmethodologie zou ook deze regionale verschillen moeten wegwerken.

De Vlaamse Ombudsdienst meldt dat uit zijn klachtenbeeld blijkt dat zeker klanten op LS verwachten dat de periodieke distributienettarieven gelijk zijn voor iedereen. De verschillen houden geen steek omdat de markt niet speelt bij energiedistributie. Gezinnen hebben geen vrije keuze. Er hoort volgens de Ombudsdienst in heel Vlaanderen eenzelfde prijs te gelden voor basisgoederen waarvoor gezinnen aangewezen zijn op een vaste leverancier, die voor distributie van gas en elektriciteit nu één overkoepelende werkmaatschappij, Fluvius, is.

De Gezinsbond wijst eveneens op de tarifaire verschillen en stelt dat nu de distributienetbeheerders zijn opgegaan in een gemeenschappelijke werkmaatschappij onder de naam Fluvius, het aangewezen is om een uniform tarief. Het is een besparing van kosten, omdat de netbeheerder slechts één set netwerktarieven moet bepalen, in plaats van een aparte set voor elke historische deelnetbeheerder. Ook de VREG moet slechts één set tarieven controleren voor het hele grondgebied.

Reactie op de zienswijze

De (lokale) distributienettarieven weerspiegelen altijd de kosten van de (lokale) distributienetbeheerder (afschrijvingskosten, kapitaalkosten, operationele kosten, kosten van openbaredienstverplichtingen, enzovoort). Het klopt dat de netbeheerder een monopolist is waar men bij ontevredenheid niet van kan ‘wegswitchen’ (tenzij men verhuist naar een ander netgebied). O.a. om die reden is er een regulator kader met beperking van de inkomsten op basis van een tariefmethodologie, waarbij kostenefficiëntie en kwaliteit van dienstverlening wordt gestimuleerd.

De VREG keurt per distributienetbeheerder non-discriminatoire distributienettarieven goed die gelden binnen het overeenkomstige netgebied. Fluvius System Operator is vandaag enige werkmaatschappij van de 10 Vlaamse elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders maar is zelf geen distributienetbeheerder. Zolang er geen eengemaakte fusie-distributienetbeheerder is, kan er ook geen eengemaakt distributienettarief zijn. Het initiatief om te komen tot een fusie van alle distributienetbeheerders moet uitgaan van hun aandeelhouders, de Vlaamse steden en gemeenten.

De VREG betwijfelt wel of een uniform tarief een waarneembaar effect zou hebben op het totaal van de endogene kosten, zoals de Gezinsbond voorstelt.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.17 M.b.t. tariefvoorstel niet-periodieke distributienettarieven

4.17.1 Zienswijze 64.

Zienswijze	Fluvius voorziet niet in het gebruik van negatieve tarieven als korting
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius geeft aan in eerste instantie niet te voorzien in het gebruik van negatieve niet-periodieke distributienettarieven als korting. De niet-periodieke tarieven worden berekend op basis van gemiddelde kosten. Gelet op het feit dat de opbrengsten uit niet-periodieke tarieven als tussenkomst in mindering worden gebracht van de aanschafwaarde van de aansluiting en de overige opbrengsten uit de niet-periodieke tarieven in het resultaat van de respectievelijke distributienetbeheerder worden genomen, zijn negatieve niet-periodieke tarieven volgens hem niet noodzakelijk om een gemiddeld redelijke kostenreflectiviteit te garanderen.

Reactie op de zienswijze

De VREG ontving in de consultatie over de tariefmethodologie 2017-2020⁴⁵ een analoge zienswijze en reageerde daar toen op. De VREG ziet in de zienswijze nu geen nieuwe elementen die hem er toe zouden kunnen bewegen zijn standpunt omtrent deze bepaling te herzien.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.17.2 Zienswijze 65.

Zienswijze	Standaardisatie van de niet-periodieke distributietarieven voor de aansluiting van injectie aardgas is niet realistisch
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Gelet op verschillende drukken, verschillende debieten, specifieke toepassingen en het beperkte aantal, is een standaardisatie van de niet-periodieke tarieven voor de aansluiting van injectie aardgas op dit ogenblik niet realistisch. In afwachting van standaardisatie en indiening als nieuw tarief geeft Fluvius aan maximaal te werken met de niet-periodieke distributietarieven afname aardgas, aangevuld met bestekprijzen voor specifieke activiteiten en diensten.

Reactie op de zienswijze

De VREG heeft de voorkeur dat voor de betreffende dienstverlening maximaal wordt gestreefd naar gestandaardiseerde tarieven.

Voor zover omwille van onderbouwde redenen niet mogelijk, kan eventueel worden gewerkt met een bestekprijs. De wijze waarop de bestekprijs wordt bepaald dient daarbij minstens voor de netgebruiker transparant te zijn. In de opbouw van de bestekprijs moet de distributienetbeheerder maximaal terugvallen op gestandaardiseerde prijzen (bijvoorbeeld standaard uurprijs personeel).

De VREG ziet nu nog geen reden om het voorstel van tariefmethodologie hiervoor te wijzigen en wacht het tariefvoorstel af van de distributienetbeheerders.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.17.3 Zienswijze 66.

Zienswijze	Financiële impact t.g.v. aangepaste niet-periodieke distributietarieven niet ten laste van de distributienetbeheerder
Belanghebbende	Fluvius System Operator

⁴⁵ Zienswijzen nr. 89 en 90 van het consultatieverslag van 24 augustus 2016 (<https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2016-12.pdf>).

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator is het niet eens met de stelling dat de financiële impact die zou ontstaan als resultaat van aangepaste niet-periodieke distributienettarieven ten laste zou zijn van de distributienetbeheerder. Eventuele extra opbrengsten of tekorten ten gevolge van het invoeren van nieuwe tarieven of naar aanleiding van een administratieve vereenvoudiging moeten volgens hem conform de algemene principes, zijnde het in mindering brengen van de tussenkomst van de aanschafwaarde van de betreffende geactiveerde aansluiting, behandeld worden.

Reactie op de zienswijze

De ontwerptekst van de tariefmethodologie stelt de in de zienswijze van Fluvius beschreven algemene principes niet in vraag. In betreffende bepaling wordt door de VREG namelijk gedomd op het feit dat de financiële impact van een eventuele herziening van de tariefstructuur inzake niet-periodieke distributienettarieven in de betreffende reguleringsperiode geen aanleiding geeft tot een aanpassing van de endogene trendberekening voor de periodieke distributienettarieven. Hierdoor kan een hervorming van de tariefstructuur inzake niet-periodieke distributienettarieven in de loop van de reguleringsperiode eventueel aanleiding geven tot extra opbrengsten of tekorten voor de distributienetbeheerders. Wanneer de distributienetbeheerders hun prijzen willen hervormen, zullen ze immers voor hun prestaties op aanvraag licht andere inkomsten hebben dan voordien, die wat hoger of lager kunnen liggen. De VREG en de distributienetbeheerders moeten er bij een hervorming van de tarieven op toekijken dat deze verschillen beperkt zullen zijn, vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.17.4 Zienswijze 67.

Zienswijze	Herverdeling kosten n.a.v. verzwaring distributienet
Belanghebbende	Boerenbond

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Boerenbond vraagt om een eerlijke verdeling van kosten bij een nieuwe aansluiting waar ook anderen gebruik van maken. Boerenbond stelt dat landbouwers regelmatig geconfronteerd worden met een distributienet dat onvoldoende zwaar is waardoor zij afzien van geplande investeringen in hernieuwbare energie wanneer ze de verzwaring van het distributienet zelf moeten bekostigen.

Volgens Boerenbond kan een eerlijke verdeling van de kosten bij een nieuwe aansluiting, waar vervolgens ook anderen gebruik van maken, bijdragen aan een lagere investeringskost voor de land- of tuinbouwer die investeert in de verzwaring van het net. Momenteel ontvangen zij namelijk geen enkele vergoeding als er nieuwe gebruikers worden aangesloten op de door hen betaalde kabel. Boerenbond stelt daarbij voor om bijvoorbeeld binnen één of enkele jaren na de verzwaring te evalueren of ook andere eindafnemers gebruik maken van de betreffende kabel om vervolgens de kost van de aanleg van deze kabel (inclusief de kosten voor de verbinding van het project, studiekosten en -indien van toepassing- een vergoeding voor de kosteloos afgestane grond) evenredig over alle gebruikers te verdelen. Vijf en tien jaar na de aanleg van deze netten kan dan volgens Boerenbond opnieuw bekeken worden welke eindafnemers gebruik maken van

deze kabel, en gebeurt opnieuw een verrekening richting de gebruikers die het aangelegde net hebben bekostigd. Op deze manier zal de netverzwaring door een aantal landbouwers volgens Boerenbond wel gerealiseerd worden, met bijkomende mogelijkheden om hernieuwbare energie te injecteren tot gevolg.

Reactie op de zienswijze

De VREG begrijpt het standpunt van Boerenbond maar acht de uitwerking van de door hen aangedragen oplossing niet uitvoerbaar en administratief te belastend. Zo moet het voor een distributienetgebruiker voorzienbaar zijn welke kosten door hem op het moment van aansluiting moeten betaald worden. In de technische reglementen voor distributie van elektriciteit en aardgas (vb. in de artikelen 2.2.9 en 2.2.30 van het technisch reglement voor distributie van elektriciteit) wordt daarbij bepaald dat een distributienetbeheerder n.a.v. een aanvraag tot aansluiting een offerte moet opstellen waarbij de door de bevoegde regulator (m.a.w. VREG) goedgekeurde of opgelegde tarieven zijn opgenomen. De betreffende distributienetgebruikers na enkele jaren een bijkomende kost voor hun aansluiting opleggen waarvan bovendien de hoogte op voorhand niet gekend is, wordt in de technische reglementen niet voorzien. Ook administratief lijkt de door de Boerenbond aangedragen oplossing te belastend. Zo zou voor elke distributienetverzwaring moeten geregistreerd worden welke distributienetgebruikers vanaf het moment van verzwaring bijkomend op de betreffende distributienetkabel werden aangesloten. Uiteraard zijn ook aan elke distributienetverzwaring andere distributienetkosten verbonden waardoor voor elke netverzwaring de betreffende kost in kaart moet gebracht worden om vervolgens daaruit telkens een verschillend door de VREG goedgekeurd tarief aan te koppelen. De VREG oordeelt dat dergelijke oefening administratief niet werkbaar zou zijn.

In paragraaf 9.3 van de ontwerp tekst van de tariefmethodologie 2021-2024 wordt wel de mogelijkheid tot herziening van de opbouw van de niet-periodieke distributienettarieven voorzien. De VREG verwacht hiervoor in de loop van de reguleringsperiode 2021-2024 een aanvraag van Fluvius te ontvangen. De VREG zal daarbij de betreffende zienswijze onder de aandacht van Fluvius brengen zodat in samenspraak kan onderzocht worden welke opties mogelijk zijn om (eventueel gedeeltelijk) aan de door Boerenbond geschetste situatie het hoofd te bieden.

Hiernaast zijn er een aantal initiatieven van de Vlaamse Regering om de aansluitingskost voor hernieuwbare energie voor de producent te beperken: we verwijzen hiervoor naar artikel 6.4.13 in het Energiebesluit voor hernieuwbare energie. Dat artikel beperkt de aansluitkosten op het distributiemiddenspanningsnet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit tot de kosten voor de dichtstbijzijnde aansluiting, ook al liggen de werkelijke aansluitingskosten veel hoger. Verder is er ook artikel 7.3.1 in het Energiedecreet over de aansluitkosten voor kwalitatieve WKK. Dat zegt dat de eerste 1000m van aanleg gratis zijn.

Bovendien krijgt de aansluiting van hernieuwbare energie en kwalitatieve WKK voorrang van aansluiting in artikel 2.2.29 e.a. van de technische reglementen.

Ook wil de VREG de impact van enkele toekomstige initiatieven beschouwen vooraleer de opties via een herziening van de opbouw van de niet-periodieke distributienettarieven te overwegen.

Zo kan in de toekomst het regelgevend kader voor flexibiliteit oplossingen voor de betreffende distributienetgebruikers bieden. De VREG verwacht daarbij dat o.m. regelgeving inzake commerciële en technische flexibiliteit congestieproblemen kan mitigeren, waardoor netverzwaringen niet altijd nodig zullen zijn. Netgebruikers zullen aangemoedigd worden om deel te nemen en ontvangen een vergoeding voor hun deelname of een compensatie, als dat verplicht is voor bepaalde, grote productie-installaties (> 1 MW).

Vanaf 1 januari 2022 voorziet de VREG voor de periodieke distributienettarieven bovendien in de invoering van een capaciteitstarief voor gezinnen en kleine bedrijven enerzijds en een verhoging van het aandeel van de capaciteitscomponent voor grote bedrijven anderzijds. Hiermee wil de VREG o.m. de distributienetgebruikers aanzetten om het net zo efficiënt of rationeel mogelijk te gebruiken. Op die manier tracht de VREG de toekomstige distributienetkosten zoveel mogelijk onder controle houden.

Beide voormelde initiatieven kunnen er volgens de VREG voor zorgen dat op termijn capaciteit op het distributienet vrijkomt waardoor o.m. de landbouwers in de toekomst minder beperkingen inzake de aansluiting van hernieuwbare energie kunnen ervaren.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

4.17.5 Zienswijze 68.

Zienswijze	Rendabel deel aardgas van 12,5 m niet meer houdbaar.
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius stelt dat met het oog op de toekomstige wijziging van het regelgevend kader met betrekking tot de aanleg van aardgasdistributienetten in verkavelingen, de bepalingen m.b.t. het rendabel deel aardgas in de tariefmethodologie niet langer algemeen toegepast zullen kunnen worden. De netbeheerders zullen naar aanleiding van de aangepaste regelgeving dienaangaande een nieuwe berekening van en motivatie voor de aanpassing van de lengte netuitbreiding ter goedkeuring aan de VREG voorleggen. Daarin zal een onderscheid worden gemaakt tussen residentiële en niet-residentiële aanvragen.

Reactie op de zienswijze

De VREG erkent dat m.b.t. het rendabel deel aardgas op relatief korte termijn een wijziging kan verwacht worden van de regelgevingen dit in navolging van het Vlaamse regeerakkoord voor 2019-2024, dat stelt dat vanaf 2021 een aardgasaansluiting bij nieuwe grote verkavelingen en grote appartementsgebouwen alleen kan voor collectieve verwarming via warmtekrachtkoppeling of in combinatie met een hernieuwbaar energiesysteem als hoofdverwarming.

De VREG kan in zijn tariefmethodologie pas concreet rekening houden met nieuwe regelgeving zodra deze van kracht is. Indien het geconsulteerde voorstel van tariefmethodologie op dit punt later nog moet aangepast worden, zal de VREG een wijziging ervan voorstellen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5 Zienswijzen m.b.t. de kapitaalkosten

5.1 M.b.t. de hoogte van de kapitaalkostvergoeding.

5.1.1 Zienswijze 69.

Zienswijze	Illiquiditeitsfactor op CAPM toevoegen.
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens Fluvius System Operator gaat het CAPM er impliciet van uit dat het vereiste rendement voor liquide investeringen hetzelfde is als voor illiquide investeringen, wat weinig steekhoudend is. Fluvius System Operator verwijst o.a. naar een onderzoek hierover gepubliceerd in het Journal of Financial Economics, naar werk van prof A. Damodaran en naar een op vraag van Fluvius opgemaakte nota van prof. dr. Mathieu Luybaert.

Daarnaast zijn er volgens Fluvius nog drie redenen om een illiquiditeitspremie toe te passen: de CREG hanteert illiquiditeitspremies voor Elia (10%) en Fluxys België (20%), Fluvius heeft een vrij complexe structuur (de eigenlijke distributienetbeheerders zijn opdrachthoudende verenigingen die aandelen hebben in de werkmaatschappij Fluvius System Operator, een coöperatieve vennootschap), wat voor investeerders in risicokapitaal minder aantrekkelijk is en alle distributienetbeheerders in Vlaanderen behoren tot één groep, wat het potentieel om een participatie te verkopen verkleint.

Reactie op de zienswijze

De VREG is vertrouwd met de zienswijze. Hij verwijst naar zijn reactie op de gelijkaardige zienswijze nr. 74 in het consultatieverslag RAPP-2016-12 van 24 augustus 2016⁴⁶.

Een illiquiditeitspremie zou volgens de zienswijze de kapitaalkostenvergoeding in de tariefmethodologie moeten verhogen omwille van een veronderstelde lage handelbaarheid van de aandelen van de distributienetbeheerder. Het verhoogt dan de distributienettarieven.

De VREG ontkent in het algemeen niet dat voor een bepaald beursgenoteerd bedrijf een lage handelbaarheid van aandelen de marktwaarde van die aandelen kan drukken en dat bijgevolg het door de aandeelhouders vereiste dividendpercentage kan doen toenemen. Echter, in de tariefmethodologie wordt het wacc-percentages consistent toegepast op de boekwaarde van de activa aangeschaft met geïnvesteerde kapitalen. Het wordt niet toegepast op een fictieve lage marktwaarde van een beursgenoteerd distributienetbeheerder-aandeel. Indien een distributienetbeheerder-aandeel omwille van lage liquiditeit een lagere marktwaarde zou hebben, zal de stabiele vergoeding uit de tariefmethodologie, want gebaseerd op boekwaarde, er net voor zorgen dat hij een relatief hoger rendement behaalt.

Concreet leidt een illiquiditeitspremie in de tariefmethodologie tot hogere winstmarges en hogere nettarieven. Het is belangrijk dat de kapitaalkostenvergoeding zich op een correct niveau

⁴⁶ <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2016-12>

bevindt. In het geval van te hoge vergoeding kan dit aanleiding geven tot overinvesteringen (meer RAB) en te hoge distributienettarieven voor de distributienetgebruikers.

De VREG heeft ter voorbereiding van de tariefmethodologie 2017-2020 aan Brattle gevraagd of een illiquiditeitspremie noodzakelijk is. Brattle heeft na onderzoek geconcludeerd dat een illiquiditeitspremie voor de Vlaamse distributienetbeheerders niet nodig is⁴⁷. De VREG ziet niet in wat er sindsdien zou gewijzigd zijn dat hij die conclusie zou moeten in vraag stellen.

De VREG heeft naar aanleiding van de zienswijze ook de mening van Europe Economics gevraagd over illiquiditeitspremies. Volgens de consultant is de CAPM-formule eigenlijk niet geschikt indien er materiële illiquiditeit zou zijn en dus zeker niet de CAPM-formule met iets eraan toegevoegd voor illiquiditeit, zoals de zienswijze voorstelt. Hij stelt dat er geen model superieur aan CAPM bestaat om met het probleem van illiquiditeit om te gaan en men dan best een onderzoek uitvoert met verschillende modellen voor kapitaalkostenvergoeding tegelijk en met variaties in waarden van de CAPM-parameters.⁴⁸

De VREG erkent dat andere regulatoren andere beslissingen dan de VREG kunnen nemen. Dit is echter geen overtuigend argument. De VREG merkt in verband hiermee op dat Europe Economics in zijn onderzoek voor de VREG⁴⁹ het aandeel van Elia voldoende liquide vond om opgenomen te worden in de peer group ter bepaling van de bèta-waarde.

De VREG ziet ook niet hoe hij concreet zou moeten rekening houden met de organisatiestructuur van het Vlaamse distributienetbeheerder, waarin de belanghebbende zelf een rol kan spelen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.1.2 Zienswijze 70.

Zienswijze	Obligaties op 20 i.p.v. 10 jaar voor risicovrije rente in CAPM
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

De belanghebbende stelt voor om de risicovrije rente, die gebruikt wordt in de CAPM-formule waarmee het rendement van het eigen vermogen wordt berekend, af te leiden uit de obligaties met een resterende looptijd van 20 jaar. Zij citeert uit een studie van Bank Degroof. Een keuze voor 20 jaar is volgens Fluvius System Operator logischer wegens de aanwezigheid van publieke overheden in het kapitaal en de langetermijnvisie die voor deze sector van strategisch belang is. Bovendien vergen investeringen in een distributienet een langetermijnvisie vermits de netten, cabines en aansluitingen een levensduur hebben van 33 tot zelfs 50 jaar.

Reactie op de zienswijze

In het model van het CAPM wordt een risicovrije rente gehanteerd, de rente-eis bij de aankoop van een risicoloos actief. De praktische vraag is altijd hoe die risicovrije rente concreet kan

⁴⁷ https://www.vreg.be/sites/default/files/rapporten/brattle_rapport.pdf par. I.G.

⁴⁸ Europe Economics, juli 2020, Cost of Capital – Response to Fluvius Criticisms, par.2.5.1.

⁴⁹ https://www.vreg.be/sites/default/files/Tariefmethodologie/2021-2024/europe_economics_report_v6.pdf par. 3.

bepaald worden. In het voorstel van tariefmethodologie wordt ervoor gekozen om de risicovrije rente af te leiden van de rentes van staatsobligaties met een resterende looptijd van 10 jaar, analoog als in de tariefmethodologieën voor de reguleringsperiodes 2015-2016 en 2017-2020. De VREG meent dat hij zijn keuze voor de looptijd van 10 jaar voldoende duidelijk heeft gemotiveerd in de consultatietekst⁵⁰. De VREG verwijst ook naar het bevestigend commentaar van The Brattle Group⁵¹ en Europe Economics⁵² op de keuze voor obligaties van 10 jaar. In de context van tariefregulering is een keuze voor 10 jaar onder Europese regulatoren niet ongebruikelijk⁵³. Volgens Europe Economics is de keuze voor 10 jaar door de VREG verdedigbaar.⁵⁴ De VREG ziet verder niet in hoe de identiteit van wie het aandeel bezit, een rol kan spelen in de CAPM-formule voor rendement op het eigen vermogen .

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.1.3 Zienswijze 71.

Zienswijze	Geen Duitse obligaties in rekening brengen voor bepaling van de risicovrije rente.
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens Fluvius vult de VREG de risicovrije intrest te laag in door het gedeeltelijk in rekening te brengen van de Duitse Bund. Het landenrisico voor België wordt hierdoor niet ten volle meegenomen. Een weging tussen meerdere landen is volgens de belanghebbende enkel verantwoord indien de distributienetbeheerders effectief een blootstelling zouden hebben ten opzichte van meerdere landen. Fluvius deelt mee dat KPMG de risicovrije rente bepaalt als een combinatie van spotrentes van ECB AAA obligaties (Duitsland, Luxemburg, Nederland), verhoogd met een ‘country risk premium’.

Reactie op de zienswijze

De VREG erkent dat verschillende partijen verschillende wijzen kunnen hanteren in wat zij menen dat de berekening van de risicovrije rente moet zijn. Dit is echter geen overtuigend argument dat de op dit punt door de VREG in zijn voorstel van tariefmethodologie voorgestelde gehanteerde werkwijze ter bepaling van de risicovrije rente in het CAPM, wat betreft landenweging identiek als in de tariefmethodologie 2017-2020, onredelijk zou zijn. Men mag aannemen dat de Duitse overheidsobligaties dichter aanleunen bij wat werkelijk een risicoloze investering is t.o.v. de Belgische.

De VREG heeft de zienswijze aan Europe Economics voorgelegd, die stelt dat de aanpak door de VREG verdedigbaar is⁵⁵. Het argument van Fluvius System Operator betreffende de markten waarin de distributienetbeheerder aanwezig is, is in te brengen maar is in de context van het

⁵⁰ CONS-2020-03, Bijlage 2 Rapport kapitaalkostenvergoeding reguleringsperiode 2021-2024 par. 6.2.3.2.1.

⁵¹ https://www.vreg.be/sites/default/files/rapporten/brattle_rapport.pdf par. II.B.1

⁵² https://www.vreg.be/sites/default/files/Tariefmethodologie/2021-2024/europe_economics_report_v6.pdf par. 5.1.

⁵³ CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2018, Par. 4.3.1.1 Evaluating Risk-free Rates: “The most frequently used bonds have maturities of 10 years, but also 5-year bonds appear.”

⁵⁴ Europe Economics, juli 2020, Cost of Capital – Response to Fluvius Criticisms, par.2.3.1.

⁵⁵ Europe Economics, juli 2020, Cost of Capital – Response to Fluvius Criticisms, par.2.1.1.

bepalen van de risicovrije rente niet het enige of het belangrijkste argument. Terzijde merkt hij op dat indien men volgens de zienswijze toch zou vasthouden aan de rente op alleen Belgische staatsobligaties, in de CAPM-formule voor het rendement op eigen vermogen ook de marktrisicopremie tot België moet beperkt worden, welke veel lager ligt dan deze gehanteerd in de tariefmethodologie, wat kan resulteren in een lagere wacc.

De bemerking dat de rente die de VREG vastlegt “te laag” zou zijn is een subjectieve beoordeling. De VREG kan enkel rekening houden met objectiveerbare parameters, zoals de hoogte van de rentestanden.

Ten slotte leidt de VREG uit een CEER-rapport af dat andere regulatoren ook obligaties van andere landen in beschouwing nemen.⁵⁶ Waar de VREG kiest voor een 75-25 verhouding tussen resp. Belgische en Duitse obligaties, kiest bijvoorbeeld ACM voor een 50-50 verhouding tussen Nederlandse en Duitse.

De VREG merkt tenslotte de tegengestelde zienswijze nr. 73 op waarin de belanghebbende wel belang hecht aan een gemiddelde Europese rente.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.1.4 Zienswijze 72.

Zienswijze	Correctie voor ECB-aankoopprogramma blijven toepassen
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens Fluvius System Operator hanteert de VREG voor de toepassing van het CAPM een methode waarbij hij de marktrisicopremie normaliseert en waarbij hij dan ook de risicovrije rente moet normaliseren. De rente moet m.a.w. gecorrigeerd worden voor de tussenkomsten van de ECB die de huidige rente artificieel laag houden.

Reactie op de zienswijze

De VREG erkent dat hij in de tariefmethodologie 2017-2020 een premie toevoegde aan de risicovrije rente in het CAPM naar aanleiding van het opkoopprogramma van de Europese Centrale Bank (ECB). Dat programma heeft een drukkend effect op de rente van de staatsobligaties. Meer in het algemeen gaat dit over de zogenaamde huidige Quantitative Easing (QE) of kwantitatieve verruiming, een vorm van directe geldschepping door centrale banken onder de leiding van de ECB. Door de lagere marktrentes is de veronderstelling voor de waarde van de risicovrije rente lager. Dit vertaalt zich naar een lagere wacc, de kapitaalkostenvergoeding voor de distributienetbeheerders.

⁵⁶ CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019, Par. 4.3.1.1: “Some regulators however use the interest rates based on the government bonds of selected foreign countries (AA or higher rated) or OECD averages.”

In de consultatietekst heeft de VREG toegelicht waarom hij het hergebruik van de ECB-premie uit de tariefmethodologie 2017-2020 niet meer wenst⁵⁷. De voornaamste reden is dat de realiteit aantoonde dat de premie volgens VREG onterecht was. Toen het aankoopprogramma van de ECB stopgezet werd⁵⁸, steeg de rente niet maar daalde ze. De verwachtingen bij de opmaak van de tariefmethodologie voor 2017-2020 begin 2016, dat het drukkend effect zou wegvallen als het aankoopprogramma stopte, bleken onjuist.

De VREG heeft de zienswijze nogmaals voorgelegd aan consultant Europe Economics. Hij ziet ook een economische logica om de ECB-premie niet te behouden. Wanneer een macro-economisch stimuleringsbeleid, zoals de QE door de ECB, op lange termijn wordt gehandhaafd, zal dit uiteindelijk in de prijzen tot uiting komen. Een weerspiegeling hiervan is het wegvallen van de ECB-premie en het effect op de hoogte van de distributienettarieven.⁵⁹

De VREG verwijst in dit kader ook naar een recent document van de Nederlandse regulator ACM waarin hij vrij uitvoerig afweegt of de rentes van de staatsobligaties in de CAPM-toepassing voor de volgende reguleringsperiode moeten verhoogd worden omwille van de QE⁶⁰. ACM concludeert daarin dat een verhoging van de rente niet hoeft te gebeuren. Ook in het CEER⁶¹ rapport over tariefmethodologieën toegepast in 2018 in 26 Europese landen wordt geen expliciete melding gemaakt van een verhoging van de rente op staatsobligaties n.a.v. een mogelijk effect van de QE, opgestart door de ECB sinds 2014-2015.

In de zienswijze wordt een andere invalshoek aangebracht, nl. het feit dat de VREG in de berekening van de formule van het CAPM een verschillende benadering zou hanteren voor risicovrije rente en de marktrisicopremie. De zienswijze wordt verder besproken in nr. 75. De VREG baseert zich voor de bepaling van de marktrisicopremie op gegevens over vele jaren, over conjunctuurcycli heen. De keuze voor het gebruik van die gegevens heeft de VREG zowel in zijn consultatietekst als in de vorige tariefmethodologieën 2015-2016 en 2017-2020 verantwoord. In deze zienswijze lijkt die aanpak ook niet ter discussie te staan. De bemerking slaat hoofdzakelijk op de bepaling van de risicovrije rente, nl. dat dit dan ook over een langere periode zou moeten bekeken worden en genormaliseerd moet worden. Dit moet begrepen worden als een verhoging van de risicovrije rente in de berekening van het CAPM, als historische waarde of als recente waarde plus een ECB-premie. Het gebruik in het CAPM van een historische risicovrije rente over een lange periode i.p.v. een actuele waarde zou betekenen dat men een kapitaalkostenvergoeding bepaalt die niet meer marktconform is. Dit oordeelt de VREG als weinig zinvol. Over de eventuele relatie tussen risicovrije rente en marktrisicopremie wordt verder ingegaan bij zienswijze nr. 77.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.1.5 Zienswijze 73.

Zienswijze	Veiligheidsmarge inbouwen in risicovrije rente voor mogelijke toekomstige stijgingen.
------------	---

⁵⁷ CONS-2020-03, Bijlage 2 Rapport kapitaalkostenvergoeding reguleringsperiode 2021-2024 par. 6.2.3.2.4.

⁵⁸ Achteraf bleek dit tijdelijk te zijn maar op dat ogenblik was het niet geweten.

⁵⁹ Europe Economics, juli 2020, Cost of Capital – Response to Fluvius Criticisms, par.2.1.2.

⁶⁰ <https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/2020-06/reg2022-elfde-klankbordgroepbijeenkomst-presentatie-acm.pdf> p. 7-13.

⁶¹ CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019.

Belanghebbende	Fluvius System Operator
----------------	-------------------------

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator stelt vast dat het Federaal Planbureau een stijging van de rente op lange termijn in het eurogebied voorspelt van 0,4% in 2019 naar 1,4% in 2024⁶². Omdat VREG de intrestvoet voor de nieuwe leningen normatief zet op 1,09%, komt het risico van een foutieve inschatting van de intrestvoeten bij Fluvius en zijn aandeelhouders te liggen met mogelijks zware financiële gevolgen. Fluvius stelt ook dat de gehanteerde benchmark o.b.v. A-rated bonds niet langer relevant kan zijn wanneer de rating van Fluvius zou dalen. Fluvius vraagt daarom om een veiligheidsmarge in te bouwen voor toekomstige risico's en evoluties van de rente. Een andere methode zou kunnen zijn om jaarlijks de intrestvoet voor nieuwe leningen aan te passen in de WACC, weliswaar dan met een jaarlijks veranderende WACC.

Reactie op de zienswijze

De VREG merkt allereerst op dat in de voorgestelde tariefmethodologie 2021-2024 de rentes voor nieuwe leningen, net zoals in de tariefmethodologieën 2015-2016 en 2017-2020, afgeleid worden van noteringen van relevante bedrijfsobligaties op de markt, verhoogd met een transactiekost. Op basis van deze marktwaarde en het verschil met de in de tariefmethodologie gehanteerde risicovrije rente wordt dan de rentepremie afgeleid (par. 6.2.4.1.2 in de bijlage 2 van de geconsulteerde tariefmethodologie). Het zijn m.a.w. de noteringen van de obligaties die voor de kapitaalkostenvergoeding voor vreemd vermogen van belang zijn, niet de door de VREG ingeschatte risicovrije rente. Een andere waarde voor risicovrije rente zou voor vreemd vermogenskost geen effect hebben. De VREG blijft A-obligaties hanteren omdat ze een A-rating als doel stelt voor de Vlaamse elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders. Het hanteren van een lagere rating zou een meer risicovolle bedrijfsvoering aanmoedigen (zie verder reactie VREG op zienswijze nr. 80).

De VREG bekijkt de zienswijze bijgevolg als alleen betrekking hebbend op de berekening van de kapitaalkostenvergoeding voor het eigen vermogen.

De VREG merkt op dat de belanghebbende in zijn reactie verwijst naar een webpagina van het Federaal Planbureau die betrekking heeft op de 'economische vooruitzichten m.b.t. de internationale omgeving en financiële indicatoren'. Hierin bevindt zich een technische voorspelling van de rente op 10 jaar, afgeleid uit termijnkoersen, gewogen over de landen van het eurogebied. Deze internationale rente conflicteert met de zienswijze van de belanghebbende dat de rente moet gebaseerd worden op alleen Belgische staatsobligaties (zienswijze nr. 71).

De VREG meent dat een gemiddelde Europese rente geen goede maatstaf is om als risicovrije rente toe te passen in het CAPM om het rendement van het eigen vermogen te bepalen. In die gemiddelde Europese rente zijn vermoedelijk hoge landenrisico's inbegrepen dan deze waarmee de VREG rekening houdt⁶³, zodat moeilijk van risico-vrij kan gesproken worden. De VREG houdt in zijn tariefmethodologie rekening met de rentes op staatsobligaties, gewogen voor 75% Belgische staatsobligaties en voor 25% Duitse. Het Federaal Planbureau verwacht voor die Belgische

⁶² Link gegeven door Fluvius System Operator: Federaal planbureau, <https://www.plan.be/databases/PVarModal.php?VC=MLTHYPI&DB=MLT&lang=nl&XT=>

⁶³ Omdat de renteprognose door het Planbureau gewogen Europees hoger is dan alleen Belgisch bv. voor 2021 resp. 0,4% (https://www.plan.be/databases/PVarModal.php?VC=MLTJUNE_HYPI&DB=MLTJUNE&lang=nl&XT=) t.o.v. 0,1% (<https://www.plan.be/databases/PVarModal.php?VC=MODKERN&DB=MOD&lang=nl&XT=>).

staatsobligaties een rente van 0,1% in 2020 en 2021.⁶⁴ Dit ligt bijna gelijk met de risicovrije rente van 0,09% in het voorstel van tariefmethodologie. Maar indien het Planbureau een verwachte rente had bepaald voor dezelfde landenweging als in de tariefmethodologie (75/25 Belgisch/Duits), had die rente lager dan 0,1% geweest, omdat de Duitse rente onder de Belgische ligt. De risicovrije rente in de tariefmethodologie zou in deze optiek dan zelfs als te hoog kunnen beschouwd worden.

Het werken met een technische voorspelling van de rente in de vaststelling van de wacc is volgens de VREG niet zonder risico en hij ziet niet in waarom dit beter zou zijn dan gebruik te maken van de recente rentevoeten die werkelijk in de markten worden waargenomen. Hij merkt op dat in een tariefmethodologie van de CREG van voorjaar 2018⁶⁵ een technische voorspelling van de rente door het Federaal Planbureau gebruikt werd voor de periode 2020-2023. De voorspelling van de lange rente was toen 2,3%. De rekenkundig gemiddelde Europese rente uit technische voorspelling voor 2020-2023 door het Planbureau bedraagt vandaag⁶⁶ ca. 0,6%. De rente op een Belgische staatsobligatie met resterende looptijd van op 10 jaar is ongeveer -0,1%. Het grote verschil maakt nogmaals duidelijk dat het gebruik van technische voorspellingen geen zekerheid biedt. Het dient duidelijk te zijn dat de VREG hiermee geen kritische noot aan het adres van het Planbureau formuleert. Hij acht het i.h.k.v. de vaststelling van de wacc meer aangewezen om te werken met de recente rentevoeten die in de markt worden waargenomen.

De VREG wijst erop dat in zijn tariefmethodologie de jaarlijkse toegelaten inkomsten voor de distributienetbeheerder uit zijn distributienettarieven voor dekking van endogene kosten (waarvan de kapitaalkosten achterliggend een onderdeel uitmaken) worden bepaald m.b.v. een indexeringsformule, waarbij men telkens jaarlijks indexeert volgens de recentste jaarlijkse evolutie van de consumptieprijsindex. In die zin komt de tariefmethodologie al tegemoet aan afdekking van onzekerheid omtrent de toekomst, zoals rentefluctuaties.

Het toevoegen van een veiligheidsmarge bovenop de risicovrije rente gehanteerd in de wacc is niet gefundeerd te verantwoorden. Volgens Europe Economics wordt een toevoeging zoals de belanghebbende voorstelt, door geen enkele regulator toegepast. Wel trachten regulatoren soms de rente technisch anders te bepalen (m.b.v. inbreng van forward markets). De werkwijze van de VREG is volgens de consultant echter verdedigbaar⁶⁷.

De toekomstige evolutie van de rente is uiteraard niet te voorspellen. Zelfs verwachtingen over de evolutie, zoals die zich weerspiegelen in de forward marktrentes, zijn op zichzelf geen voorspellers⁶⁸. Rente kan stijgen of dalen. Het is begrijpelijk dat men van de kant van de distributienetbeheerders let op een mogelijke stijging, daar waar de distributienetgebruikers die de distributienettarieven betalen zullen rekenen op een daling. De keuze van de regulator over welk soort veiligheid hij wil inbouwen is dan arbitrair en niet te verantwoorden. De VREG tracht de toekomstige risicovrije rentevoet voor het eigen vermogen te baseren op werkelijke, recente waarnemingen. Deze waarden (obligaties met resterende looptijd van 10 jaar) bevatten impliciet al een inschatting voor de nabije toekomst. Voor de tariefmethodologie 2017-2020 werd de

⁶⁴ Federaal Planbureau, Economische begroting 2021 / juni 2020 - Statistische bijlage, Kerncijfers voor de Belgische economie, Lange rente (OLO, 10 jaar) (%) op

<https://www.plan.be/databases/PVarModal.php?VC=MODKERN&DB=MOD&lang=nl&XT=>

⁶⁵ Besluit tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteits-transmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatorische periode 2020-2023.

⁶⁶ Einde juni 2020, via

https://www.plan.be/databases/PVarModal.php?VC=MLTJUNE_HYPI&DB=MLTJUNE&lang=nl&XT=

⁶⁷ Europe Economics, juli 2020, Cost of Capital – Response to Fluvius Criticisms, par.2.1.3.

⁶⁸ Over het gebruik van forward rates als voorspellers van rente zie bemerking in VREG Tariefmethodologie reguleringsperiode 2015-2016, Bijlage 2 Rapport kapitaalkostenvergoeding reguleringsperiode 2015-2016, par. 9.3.2.

risicovrije rente bepaald op 1,43%, wat nu als (te) hoog zou ingeschat worden. Op lange termijn vlakken dergelijke fluctuaties zich uit.

De VREG erkent dat het jaarlijks bijstellen van de wacc misschien voordelen kan hebben qua frequentere actualisatie van parameters maar stelt zich de vraag of een korte termijn vergoeding strookt met de stabiliteit die investeerders zoeken. In het verleden werd deze piste niet aangemoedigd bij de VREG door de belanghebbende⁶⁹. Het conflicteert ook enigszins met zijn zienswijze dat de aandeelhouders van de distributienetbeheerders een langetermijnvisie hanteren (zienswijze nr. 70).

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.1.6 Zienswijze 74.

Zienswijze	Marktrisicopremie niet via DMS maar impliciet berekenen
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator stelt dat de uitgebreide geografische en historische databank van marktrisicopremies van Dimson, Marsh and Staunton (DMS) ongeschikt is om hiermee de marktrisicopremie in de tariefmethodologie te bepalen. Ze stellen dat de auteurs zelf aangeven dat de kwaliteit van de beginjaren van bedenkelijk niveau is en de foutenmarge dus groot is. De belanghebbende somt voorts een aantal tekortkomingen op zoals aangegeven door haar consultant KPMG: datakwaliteit, data 'bias', foutenmarge, relevantie, weinig voorspellende kracht, losgekoppeld van de huidige economische omstandigheden.

Reactie op de zienswijze

De belanghebbende stelt voor om de marktrisicopremie ex-ante te bepalen vanuit verwachtingen van investeerders. De VREG gaf in zijn consultatiedocument aan hier geen voorstander van te zijn.⁷⁰

De VREG stelt vast dat KPMG in zijn nota de kritiek op de data van DMS voornamelijk vermeldt in de context dat hij zelf ervoor kiest om als marktrisicopremie niet de historische waarden (DMS) te gebruiken maar een ex-ante premie, bepaald via een discounted cash flow-model. In dat model zijn veronderstellingen nodig over o.a. groei- en winstverwachtingen bij bedrijven, gebaseerd op inschattingen door aandelenanalisten. Het is een poging om het impliciete, door de bezitters van dat aandeel verwachte, aandelenrendement te berekenen. Uit dat aandelenrendement min de (aanname voor de) risicovrije rente volgt dan de ex-ante of impliciete marktrisicopremie voor dat aandeel.

KPMG vermeldt terecht dat het resultaat afhankelijk is van de inschattingen van aandelenanalisten, de gevoeligheid aan de groeivoet in perpetuïteit en dat de uitkomst "volatiel"

⁶⁹ O.m. in het proces-verbaal van de [overlegvergadering van 24 maart 2016 m.b.t. de vaststelling van de tariefmethodologie 2017-2020](#) werd door de distributienetbeheerders aangegeven dat een herziening van de wacc tijdens de reguleringsperiode als een onstabiel element door investeerders kan ervaren worden.

⁷⁰ Bijlage 2 van de geconsulteerde tariefmethodologie 2021-2024, par. 6.2.3.3.2.

kan zijn. De volatiliteit heeft te maken met het feit dat het gaat over verwachtingen over toekomstige dividenden en over evoluties in de rente, die beïnvloed worden door de laatst gekende informatie.⁷¹

KPMG hanteert zijn ex-ante marktrisicopremie niet in een regulatoire context. De ex-ante marktrisicopremie kan niet afgelezen worden zoals rentevoeten. Men moet ze zelf berekenen met inschattingen over de toekomst. Ze heeft vooral een indicatieve waarde, m.b.t. hoe duur het aandeel op de beurs geprijsd is.

De VREG is er nu niet van overtuigd dat dergelijk berekeningsmodel voldoende objectiveerbaar en transparant zou zijn om toepassing te vinden in de context van een tariefmethodologie. Er kan discussie zijn over de voorspellingen van de analisten over de toekomstige dividenden en groeivoet. Nieuwe gebeurtenissen kunnen de voorspellingen op korte termijn volledig achterhaald maken. De VREG ziet duidelijke schommelingen in de maandelijks berekende impliciete marktrisicopremie volgens professor Damodaran⁷². Die volatiliteit is hinderlijk voor een regulator bij de vaststelling van een kapitaalkost voor een volgende reguleringsperiode van meerdere jaren. In een poging om de volatiliteit te trachten te vermijden zouden de berekeningen met sensitiviteitsanalyses uitgebreider maar ook complexer kunnen gemaakt worden. Aangezien kleine aanpassingen van de veronderstellingen in het model belangrijke effecten kunnen hebben, kunnen uiteenlopende ex-ante risicopremies ontstaan waarbij de regulator moeite kan hebben om zijn finale keuze overtuigend (want gebaseerd op voorspellingen) te verantwoorden.

De VREG neemt kennis van de kritiek op de uitgebreide databank van DMS door Fluvius System Operator, maar stelt vast dat ze anderzijds wel heel veel gebruikt wordt door regulatoren⁷³. Bovendien nuanceert KPMG t.o.v. Fluvius in zijn nota dat de “belangrijkste” nadelen zijn dat er weinig voorspellende kracht van uitgaat en losgekoppeld is van de huidige economische omstandigheden, wat volgens de VREG logisch is aangezien KPMG voorstander is van de ex-ante berekening.

In de context van een tariefmethodologie ziet de VREG dus geen overtuigende argumenten om over te stappen op de relatief volatiele en onzekere bepaling van een marktrisicopremie op basis van voorspellende modellen (zoals discounted cash flow of dividend growth). Het gebruik van het stabiele anker van historische marktrisicopremies is nog altijd te verkiezen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.1.7 Zienswijze 75.

Zienswijze	Marktrisicopremie optrekken bij dalende risicovrije rente
Belanghebbende	Fluvius System Operator

⁷¹ In het artikel ‘Risicopremie, de heilige graal van aandelenbeleggen’ in De Tijd van 11 december 2010 wordt door een professor financiën de berekening van de risicopremie omschreven als iets met “nattevingerwerk”.

⁷² Via <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xlsx>

⁷³ CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019.

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens Fluvius System Operator is de marktrisicopremie negatief gecorreleerd met de risicovrije rente. Als de risicovrije rente daalt, zoals nu, zal de marktrisicopremie stijgen. Fluvius System Operator geeft toe dat de som niet constant is en er geen perfecte correlatie is. Fluvius System Operator verwijst naar de in haar opdracht uitgevoerde studie door KPMG. KPMG somt een reeks studies op die op de negatieve (weliswaar niet perfecte) correlatie wijzen.

Fluvius System Operator stelt dat de VREG, door geen rekening te houden met de correlatie, het CAPM niet coherent toepast. De periode waarop de marktrisicopremie in het CAPM betrekking heeft, moet gelijk lopen met de periode waarop de risicovrije rente betrekking heeft. Fluvius suggereert om ofwel te werken met actuele waarden voor rentepremie en impliciete premie voor aandelenrisico, d.i. de risicopremie die vandaag door investeerders impliciet in rekening gebracht wordt op basis van de huidige beurskoersen, ofwel, indien de VREG de marktrisicopremie blijft baseren op de historische data, de risicovrije rente te normaliseren door ze ook over een historische periode te bekijken.

Fluvius verwijst ook naar een bevraging door Fernandez waaruit respondenten voor de Europese landen een risicovrije rente voorstellen die hoger is dan de rente voor lange termijn overheidsobligaties. De studie zou op basis daarvan een ECB-premie bovenop de risicovrije rente van 2% voorstellen.

Reactie op de zienswijze

De zienswijze heeft betrekking op de vergoeding voor de aandeelhouders van de distributienetbeheerder en betreft concreet de invulling van de termen in de CAPM-formule in de geconsulteerde bijlage 2 van de tariefmethodologie, waarmee het rendement voor het eigen vermogen k_{EV} (%) wordt bepaald.

$$k_{EV} = r_f + (r_m - r_f) \times \beta_{EV}$$

Met hierin:

- k_{EV} het geëiste rendement op het eigen vermogen (%)
- r_f de risicovrije rente, d.i. het rendement vereist voor een risicoloos actief (%)
- r_m het verwachte rendement van de aandelenmarkt (verder "aandelenrendement" genoemd) uit het rendement van een perfect gediversifieerde portefeuille aan aandelen; het verschil met de risicovrije rente ($r_m - r_f$) wordt de *marktrisicopremie* genoemd (%)
- β_{EV} de bèta voor het eigen vermogen, die een maat is voor de correlatie tussen het rendement van het eigen vermogen en dat van de markt in zijn geheel. (-)

De VREG bepaalt in de geconsulteerde bijlage 2 van de tariefmethodologie 2021-2024 de waarde voor de CAPM-parameters β_{EV} , r_f en het verschil ($r_m - r_f$).

In de zienswijze wordt een verband vermeld tussen de risicopremie ($r_m - r_f$) en de risicovrije rente r_f . Ze is gebaseerd op het uitgangspunt dat er een negatieve correlatie is tussen de risicovrije rente r_f (%) en de marktrisicopremie ($r_m - r_f$) (%). M.a.w. als het eerste daalt, stijgt het tweede en omgekeerd. Samen opgeteld vormen deze twee componenten het aandelenrendement r_m (%) of

‘total market return’ (TMR) en dat zou dus ongeveer constant zijn. Het aandelenrendement r_m is het totale rendement (%) die men bereikt door investering in aandelen: het bedrag van de dividenden, waarvan dan wordt verondersteld dat ze onmiddellijk herbelegd worden, plus de stijging (of daling) van waarde van de aandelen op de beurs, samen afgezet tegenover het bedrag van de initiële aankoop van de aandelen.

Het idee van veronderstelling van correlatie tussen risicovrije rente en marktrisicopremie ontstond in het Verenigd Koninkrijk door een studie uit 2003 van het Londense Smithers & Co geschreven in opdracht van de Britse regulatoren, die gezamenlijk advies zochten m.b.t. hun bepaling van de kapitaalkostenvergoedingen in hun tarifaire reguleringen⁷⁴. De onderzoekers raadden aan om in het CAPM een correlatie toe te passen tussen risicovrije rente en marktrisicopremie, omdat dit de stabiliteit ten goede komt in de periodieke vaststelling van een kapitaalkostenvergoeding in een regulatoire context. In hun document geven ze zelf wel toe dat de correlatie niet door iedereen (bv. DMS) aanvaard wordt. De methodiek wordt sindsdien ook nog niet veel gebruikt door andere Europese regulatoren.

Over de stabiliteit van het aandelenrendement zijn professors Brealey, Myers en Allen vrij kritisch in hun befaamd boek over corporate finance:

“One way to estimate r_m is to assume that the future will be like the past and that today’s investors expect to receive the same “normal” rates of return revealed by the averages shown in Table 7.1. In this case, you would set r_m at 11.1% the average of past markets returns.

Unfortunately, this is not the way to do it; r_m is not likely to be stable over time. Remember that is the sum of the risk-free interest rate r_f and a premium for risk. We know that r_f varies. For example, in 1981 the interest rate on Treasury bills was about 15%. It is difficult to believe that investors in that year were content to hold common stocks offering an expected return of only 11.1%. If you need to estimate the return that investors expect to receive, a more sensible procedure is to take the interest rate on Treasury bills and add 7.1%, the average risk premium shown in Table 7.1”⁷⁵

De VREG staat kritisch ten opzichte van het voorstel om marktrisicopremie en risicovrije rente te binden. Dat het aandelenrendement min of meer constant zou zijn blijkt zeker niet voor de Belgische aandelen in het verleden.⁷⁶ Ook in ex-ante data van de Amerikaanse prof. Damodaran ziet men voor de aandelenmarkt in de V.S. de negatieve correlatie niet.⁷⁷

De vraag is ook in welke mate het theoretisch relatief solide model van het CAPM eigenhandig kan verengd worden met interpretatieve conclusies uit empirisch onderzoek. Correlatie is niet gelijk aan causaliteit. Er ontbreekt volgens de VREG een theoretisch fundament zoals dat wel aanwezig is in het CAPM.

De belanghebbende stelt voor om de veronderstelde correlatie effectief toe te passen. Een gevolg daarvan zou zijn dat indien de risicopremie gebaseerd is op historische waarden, men ook de historische risicovrije rente moet nemen. Indien men werkt met een actuele risicovrije rente dan zou men ook met een actuele risicopremie moeten werken.

⁷⁴ Smithers & Co Ltd (2003) A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the U.K.

⁷⁵ R. A. Brealey, S. C. Myers and F. Allen, Principles of Corporate Finance, 10thEd., 2011, p.160.

⁷⁶ Jan Annaert, Frans Buelens, Marc Deloof (2014) Long-run stock returns: evidence from Belgium 1838–2010.

⁷⁷ Impliciete berekening marktrisicopremie aandelen en risicovrije rente prof. Aswath Damodaran op http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/home.htm

Het aandelenrendement kan ex-ante ingeschat worden. In dat geval moet men over het bedrag van de toekomstige dividenden en de stijging van waarde van een aandeel op de beurs veronderstellingen maken. Men veronderstelt dat de actuele waarde van het aandeel met deze toekomstige opbrengsten rekening houdt en daaruit berekent men het impliciet jaarlijks aandelenrendement (%) dat de bezitters van dat aandeel op de beurs verwachten. Het verschil tussen dat aandelenrendement en de (werkelijke) rente op de staatsobligatie kan dan beschouwd worden als ex-ante of impliciete marktrisicopremie. De VREG wijst in zijn reactie op zienswijze nr. 74 op de uitdagingen van de ex-ante benadering.

In de zienswijze van Fluvius System Operator wordt verwezen naar een surveyonderzoek door Fernandez, waarbij men peilt naar de verwachtingen van investeerders over het rendement. Dergelijke onderzoeken zijn volgens de VREG niet overtuigend. Ze zeggen alleen iets over wat de correspondenten zouden wensen aan rendement, niet over hoe ze in realiteit handelen.

Europe Economics stelt dat de Britse regulatoren Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) en Water Services Regulation Authority (Ofwat) een TMR-aanpak hanteren waarbij ze het gebruik van de historische waarden combineren met uitgebreide ex-ante berekeningen. In hun laatste publicaties kwamen ze tot TMR-waarden die materieel lager liggen dan deze volgens de DMS-data, in lijn met de aanbeveling door DMS volgens Europe Economics om de historische TMR met 1% te reduceren. De consultant denkt op basis van eigen provisionele berekeningen niet dat een TMR-aanpak voor de VREG tot een heel verschillende waarde voor het marktrendement zou leiden. Hij concludeert dat een verandering van de methodologie naar TMR-aanpak door VREG disproportioneel zou zijn.⁷⁸

De VREG merkt op dat de belanghebbende de correlatie aanbrengt op een moment dat er in de financiële markten lage rentestanden zijn. In zijn reacties op de consultatie is meermaals te lezen dat de in de tariefmethodologie voorgestelde kapitaalkostenvergoedingen (te) laag zijn. Dit is volgens de VREG echter geen overtuigende reden om te stellen dat de werkwijze m.b.t. marktrisicopremie, zoals al toegepast in de tariefmethodologieën 2015-2016 en 2017-2020, niet meer verdedigbaar is.

In de huidige marktomstandigheden met lagere rentes, zou de marktrisicopremie volgens de zienswijze hoger moeten zijn. De in de tariefmethodologie voorgestelde marktrisicopremie bedraagt 4,81%. Dit getal zou volgens de zienswijze dus te laag zijn. De waarde ligt nochtans in de range van 4 tot 5% die de meeste Europese regulatoren hanteren⁷⁹. De waarde is ook hoger dan de 3,5% voor België gehanteerd in de tariefmethodologieën van de CREG voor Elia en Fluxys.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.1.8 Zienswijze 76.

Zienswijze	Historische marktrisicopremie o.b.v. rekenkundig gemiddelde
Belanghebbende	Fluvius System Operator

⁷⁸ Europe Economics, juli 2020, Cost of Capital – Response to Fluvius Criticisms, par.2.2.1.

⁷⁹ CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019, par. 4.3.3.1:” The value of the market risk premium is often in the range of 4% to 5%, independent of electricity or gas sector and TSO or DSO regulation.”

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator oordeelt dat de VREG voor de berekening van de marktrisicopremie uit de DMS-data geen beroep mag doen op de historisch geometrische gemiddelde waarde. De belanghebbende verwijst naar opinies hierover van Dimson, Marsh and Staunton, KPMG, The Brattle Group en Prof. r. M. Luybaert.

Reactie op de zienswijze

De zienswijze betreft de bepaling van de marktrisicopremie in het CAPM, op basis van historische jaarlijkse risicopremies (in de geconsulteerde bijlage 2 in par. 6.2.3.3.1). Er wordt m.a.w. gevraagd om alleen te werken met de rekenkundige gemiddeldes per land.

De VREG is vertrouwd met de zienswijze. De VREG verwees in 2016 in zijn reactie op een zienswijze over het meetkundig gemiddelde door Febeliec tijdens de consultatie over de tariefmethodologie 2017-2020 ook naar Dimson, Marsh and Staunton.⁸⁰ Febeliec pleitte er toen voor om te werken met het lagere meetkundig rendement, tegengesteld aan deze zienswijze waarin wordt gepleit om te werken met het hoger rekenkundig gemiddelde.

De keuze om te werken met een 50/50 weging van rekenkundig en meetkundig gemiddelde wordt volgens de VREG voldoende verantwoord in het consultatiedocument. De keuze van de VREG voor deze aanpak in 2014 sloot toen aan bij de oudere reguleringspraktijk van de Nederlandse regulator ACM, die stelde: "Uit literatuur blijkt dat wetenschappers verdeeld zijn over de vraag of de ex post marktrisicopremie op basis van het meetkundig of rekenkundig gemiddelde dient te worden bepaald."⁸¹

Europe Economics heeft op vraag van de VREG de keuze van gemiddelde waarde nogmaals bestudeerd en ziet dit als correct. In zijn commentaar wijst hij er o.a. op dat een stelling is dat beleggers aandelen in nutsbedrijven normaal meerdere jaren aanhouden, zodat het geometrisch rendement relevanter is. De vermelding in zienswijze nr. 70 van de belanghebbende m.b.t. de lange termijnvisie ondersteunt dit.

De VREG is van oordeel dat hij in de geconsulteerde tekst van de tariefmethodologie voldoende heeft aangegeven waarom hij binnen de context van een tariefmethodologie een gemiddelde weging verkiest. De opinies in de zienswijze zijn op zich onvoldoende overtuigend om de bestaande praktijk uit de tariefmethodologie 2015-2016 en 2017-2020 op dit vlak te wijzigen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.1.9 Zienswijze 77.

Zienswijze	Kapitaalkostenvergoeding voor eigen vermogen is te laag
Belanghebbende	Fluvius System Operator

⁸⁰ RAPP-2016-12 Consultatieverslag van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 24 augustus 2016 over de consultatie CONS-2016-04 met betrekking tot het ontwerp van tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2017-2020, par. 4.7.1, zienswijze 42.

⁸¹ ACM, ACM/DE/2016/201586, Bijlage - Uitwerking van de methode voor de WACC, pt. 44.

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator stelt dat de vergoeding van het eigen vermogen in 2024 nog 2,95% zou bedragen en aan de start van de daaropvolgende tariefperiode in 2025 nog slechts 2,64%, rekening houdend met de afbouw van de vergoeding van de RAB-meerwaarde en de werkelijke verhouding van het eigen vermogen ten opzichte van de RAB. Fluvius System Operator vergelijkt de vergoeding met voorgaande jaren en met andere beslissingen van regulatoren.

Reactie op de zienswijze

De marktconformiteit van de kapitaalkostenvergoeding is essentieel. De VREG komt aldus tot een normatief rendement van 4,08% bij een normatief 40% eigen vermogen van de in de gereguleerde activa geïnvesteerde kapitalen. Marktconformiteit is uiteraard niet hetzelfde als waarden uit vorige tariefmethodologieën van andere regulatoren overnemen. De VREG wenst de kapitaalkost vast te stellen zo dicht mogelijk bij het begin van de volgende reguleringsperiode, om zo actueel mogelijk marktwaarden in rekening te kunnen brengen, maar toch met voldoende tijd om de voorstellen te kunnen bespreken met de distributienetbeheerders en hierover publiek te consulteren.

De VREG kan nu geen zinnige uitspraak doen over het rendement op eigen vermogen in 2025, waarover de belanghebbende in zijn zienswijze spreekt, omdat dit geen onderdeel was van de consultatie over de tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2021 tot en met 2024.

De belanghebbende vermeldt in zijn zienswijze een lagere waarde als vergoeding voor eigen vermogen omdat hij de vergoeding berekent op 40% eigen vermogen in de RAB inclusief de herwaarderingsmeerwaarden op gereguleerde activa⁸². De VREG wijst erop dat er een andere aanpak is met de vorige tariefmethodologie voor wat betreft de behandeling van de kapitaalkosten van de herwaarderingsmeerwaarden en dat dit een gevolg heeft voor de vergoeding van het eigen vermogen wanneer men het eigen vermogen louter boekhoudkundig benadert. Op de gereguleerde activa van de Vlaamse distributienetbeheerders bevinden zich belangrijke bedragen aan herwaarderingsmeerwaarden die geen enkele inbreng van kapitaal voorstellen, noch zijn deze gefinancierd met reserves opgebouwd met inkomsten uit het verleden. De VREG heeft in de consultatietekst aangegeven dat het geven van een kapitaalkostenvergoeding voor herwaarderingsmeerwaarden niet meer kan verantwoord worden. De VREG verwijst naar zienswijze nr. 83 voor een meer uitgebreide bespreking van de kapitaalkostvergoeding voor herwaarderingsmeerwaarden.

De VREG wijst erop dat de herwaarderingsmeerwaarden op gereguleerde activa door hun jaarlijkse afboekingen omgezet worden naar inkomsten uit distributienettarieven en dat, als de distributienetbeheerder deze middelen investeert in zijn netactiva hij wel een kapitaalkostenvergoeding op het geïnvesteerd vermogen zal bekomen.

De belanghebbende vermeldt waarden voor de volgens hem “effectieve” netto vergoeding van het eigen vermogen in de volgende jaren. De berekening van de netto-vergoeding voor de aandeelhouder wordt bepaald door de winstmarge van de distributienetbeheerder, bij afsluiting van elk boekjaar, uit de vergelijking van de toegelaten inkomsten met de gemaakte kosten. De VREG stelt voor om het toegelaten inkomen voor 2021-2024 te verlagen omwille van de besparingsmogelijkheden door de fusie van de werkmaatschappijen Eandis en Infrax in 2018. De distributienetbeheerder wordt door het inkomstenplafond geprikkeld om efficiënt te werken waardoor hij op vandaag enkel een theoretische winstmarge kan veronderstellen. De belanghebbende deelt het door hem veronderstelde ex-ante bedrag aan vergoeding voor eigen

⁸² Reactie Fluvius System Operator par. 3.1.

vermogen door 40% van de RAB terwijl hij in de berekening aangeeft dat dit een lagere 32% is (eigen vermogen op RAB zonder de herwaarderingsmeerwaarden, m.a.w. 32% t.o.v. de werkelijk geïnvesteerde kapitalen). Zoals in de vorige paragraaf vermeld, is het rendement op eigen vermogen in de tariefmethodologie bedoeld voor de werkelijk geïnvesteerde kapitalen en niet voor de herwaarderingsmeerwaarden waar geen kapitaalbreng tegenover stond. Ten derde lijkt de belanghebbende in zijn berekeningen uit te gaan van een vaste absolute rentelast voor leningen in 2021-2024, wat hoog lijkt aangezien de oude leningen moeten worden vervangen door nieuwe en de marktrentes gedaald zijn t.o.v. toen die oude leningen werden aangegaan.

De zienswijze is onvoldoende overtuigend om aan het voorstel van tariefmethodologie wijzigen aan te brengen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.1.10 Zienswijze 78.

Zienswijze	Kapitaalkostenvergoeding is niet marktconform
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens Fluvius System Operator bevat de consultatienota geen check naar marktconformiteit voor wat betreft de kapitaalkostenvergoeding. Dit omvat volgens de belanghebbende een vergelijking met de waarden gehanteerd in andere tariefmethodologieën door andere Europese regulatoren. Hij vergelijkt de wacc hiermee en stelt vast dat de andere regulatoren samen een gemiddelde wacc hebben van 5,2%. Fluvius concludeert dat de wacc van 3,5% van de VREG niet marktconform is. Op een lager niveau worden ook bepaalde componenten van de wacc, nl. de kost voor het eigen vermogen evenals de daarin gebruikte waarde voor het aandelenrendement, en de kost voor het vreemd vermogen, vergeleken met andere tariefmethodologieën. De waarden in het voorstel van tariefmethodologie van de VREG voor 2021-2024 zijn daarbij de laagste.

Reactie op de zienswijze

De VREG begrijpt marktconformiteit in de betekenis van het woord: in overeenstemming met de prijzen op de markt waar vraag en aanbod elkaar ontmoeten. Een marktconforme kapitaalkost betekent dat de vergoeding vanuit de distributienettarieven voor de kosten voor het kapitaal dat hij bij o.a. aandeelhouders en banken heeft opgehaald en dat hij vervolgens geïnvesteerd heeft in gereguleerde distributienetactiva, in overeenstemming is met wat dit kapitaal op de kapitaalmarkten hem zou kosten. De kapitaalkost die een distributienetbeheerder moet betalen, wordt niet bepaald door tariefmethodologieën van regulatoren. De tariefmethodologieën volgen voor kapitaalkost de markt.

De belanghebbende gebruikt voor zijn staving oudere tariefmethodologieën (verleden). Een nieuwe methodologie wordt momenteel voorbereid door de Nederlandse regulator ACM en zijn voorstel⁸³ van kapitaalkostenvergoeding zou als meer marktconform moeten bekeken worden

⁸³ ACM, klankbordgroepbijeenkomst van 16 april 2020, <https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/2020-05/reg2022-achtste-klankbordgroepbijeenkomst-presentatie-acm.pdf>

(toekomst). De VREG merkt op dat ACM in zijn ontwerp van tariefmethodologie voor de jaren 2022-2026 voorlopige wacc-waarden voor vennootschapsbelasting overweegt tussen 2,6 en 2,8% (indien omgerekend met de 25% vennootschapsbelasting zoals voor de Vlaamse distributienetbeheerders).

De belanghebbende vergelijkt ook voor vreemd vermogen met tariefmethodologieën die eerder beslist zijn (verleden). In 2019 zijn de rentes op staatsobligaties aanzienlijk gedaald. Zelfs zijn consultant KPMG komt uit op een duidelijk lagere kost van vreemd vermogen dan deze van de regulatoren waarmee Fluvius de VREG vergelijkt. Het is dan geen verrassing dat men vroeger tot een hogere kapitaalkostenvergoeding kwam.

Europe Economics oordeelt dat de kritiek van Fluvius System Operator onterecht is. Hij merkt ook op dat, indien men alleen naar België zou kijken, de totale marktrendementen er historisch gezien meer dan een procentpunt lager liggen t.o.v. de eurozone. Het is dan niet te verwachten dat een bepaalde kapitaalkostenvergoeding (wacc) voor België even hoog zal zijn als bepaalde wacc's elders.

De VREG meent dat de verschillende parameters in de wacc wel degelijk marktgebaseerd zijn en zijns inziens marktconform zijn.

De zienswijze geeft niet concreet aan hoe of waar het ontwerp van tariefmethodologie zou moeten aangepast worden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.1.11 Zienswijze 79.

Zienswijze	VREG kiest altijd lage waarden voor parameters in kapitaalkostenvergoeding
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator stelt dat in de wacc-berekening de VREG steeds kiest voor een lage waarde, waardoor men uitkomt op een te lage WACC.

Reactie op de zienswijze

De VREG begrijpt de kritiek niet, aangezien hij steeds naar de best mogelijke waarde per parameter in de wacc heeft gezocht⁸⁴. De parameters zijn op eenzelfde manier bepaald als voor de tariefmethodologie 2017-2020, waar deze opmerking niet gemaakt werd. T.o.v. de tariefmethodologie 2017-2020 wordt de risicovrije rente en de marktrisicopremie voor het CAPM op eenzelfde wijze berekend. De equity bèta-waarde is hoger dan in de vorige tariefmethodologie. Voor vreemd vermogen werd het resultaat van de 60/40 oude/nieuwe leningen-basisberekening uit de vorige tariefmethodologieën, 1,90%, opgetrokken naar 2,14%. De gearing van 60% bleef behouden. Voor de ECB-premie uit de tariefmethodologie 2017-2020 heeft

⁸⁴ Zie de geconsulteerde bijlage 2 bij de tariefmethodologie.

de VREG geen keuze van waarde moeten maken, omdat deze renteverhoging niet meer wordt toegepast, waarvoor de verantwoording werd neergeschreven in het consultatiedocument.

Europe Economics oordeelt dat de keuzes van de VREG verdedigbaar zijn: “[VREG] has sought its best estimate of the risk-free rate, the ERP, the beta and the cost of debt and combined these using its best-estimate of the gearing. Accordingly, we consider VREG’s position to be defensible.”⁸⁵

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.1.12 Zienswijze 80.

Zienswijze	Rentes leningen 1-op-1 doorrekenen in distributienettarieven.
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator stelt voor om de kosten van vreemd vermogen 1-op-1 tarifair door te rekenen via de distributienettarieven (d.i. het systeem van embedded cost), dus zonder winst- of verliesmarge voor de distributienetbeheerder op de financiële lasten. Het systeem wordt volgens Fluvius in het buitenland veelvuldig toegepast. De VREG heeft daarbij de volle bevoegdheid om te controleren of de distributienetbeheerders de nodige inspanningen doen om de financiële kosten zo laag mogelijk te houden. Investeerders en banken staan volgens Fluvius System Operator uitdrukkelijk positief ten aanzien van dergelijke regulering, omdat dit het formele risico verlaagt op betalingsproblemen en dus voor Fluvius leidt tot lagere financieringskosten met een neerwaartse impact op de tarieven.

Reactie op de zienswijze

De VREG antwoordde al grotendeels op deze zienswijze in zijn geconsulteerde voorstel van tariefmethodologie 2021-2024, in de bijlage 2 par. 3.2.

De kapitaalkosten vreemd vermogen omvatten de door de distributienetbeheerder te betalen rentes op bedragen geleend via o.a. bankleningen, obligaties en commercial paper. Er zijn hiervoor twee componenten van belang: de rente en de hoogte van het geleende bedrag. Het product van beide is de absolute kapitaalkost in euro (gesommeerd over de verschillende leningen).

Wat betreft de toekomstige evolutie van de marktrente erkent de VREG dat deze onzeker is maar hij oordeelt dat het risico op fluctuaties in rentes in grootteorde qua impact op de endogene kosten bedrijfsmatig voor een distributienetbeheerder beheersbaar moet zijn. Bovendien is de onzekerheid alleen relevant voor nieuw op te nemen leningen, niet voor de bestaande aan het begin van de reguleringsperiode. Er zijn geen overtuigende argumenten dat omwille van deze onzekerheid de rentekosten exogeen 1-op-1 moeten afgewenteld worden op de distributienetgebruikers.

⁸⁵ Europe Economics, juli 2020, Cost of Capital – Response to Fluvius Criticisms, par.2.4.2.

De hoogte van de rentepercentages in de financieringskosten wordt ook bepaald door de combinatie van de algemene activiteit(en) van de ontleners en zijn eigen situatie, samen uitgedrukt in een score in kredietwaardigheid door een kredietbeoordelaar.

In het geval van een distributienetbeheerder gaat het over de gereguleerde activiteit van het netbeheer, dus onder toezicht van een regulator en gefinancierd vanuit nettarieven. Deze activiteit kent in het algemeen een verlaagd risico. Fluvius wijst hier ook op in zijn gereguleerde informatie van 16 maart 2020 m.b.t. de eventuele financiële impact van covid-19 op de werking van Fluvius: “Fluvius herinnert eraan dat het merendeel van de activiteiten van de Groep (met name de distributie van gas en elektriciteit) plaatsvinden binnen een gereguleerde context.”⁸⁶

Wat betreft de kredietwaardigheid kunnen er verschillen bestaan tussen bedrijven in eenzelfde sector. Hoe meer financieel risico een onderneming neemt of loopt, des te hoger zullen de rentes zijn die ze zal moeten betalen voor nieuwe leningen aan schuldeisers. De VREG kiest in zijn tariefmethodologie voor de bepaling van de gewogen gemiddelde kapitaalkost een A-kredietrating als maatschappelijk verantwoord voor een onderneming die een Vlaams elektriciteits- of aardgasdistributienet beheert. Overgaan op embedded cost zou deze incentive aan de distributienetbeheerders voor beheersing van bedrijfsrisico wegnemen. De VREG wenst er echter over te waken dat dit aandachtspunt behouden blijft, ook omdat de Vlaamse distributienetbeheerders operationeel ook niet-gereguleerde activiteiten uitvoeren (in verband hiermee zie ook zienswijze nr. 89).

M.b.t. deze zienswijze ontving de VREG een reactie op de consultatie vanwege Febeliec die stelde dat het onaanvaardbaar zou zijn dat doordat distributienetbeheerders zich op vrijwillige basis met andere activiteiten inlaten dan elektriciteits- en gasdistributie, hun kapitaalkost zou toenemen met hogere tarieven voor de netgebruikers tot gevolg. Febeliec vraagt een strikte (financiële) scheiding tussen beide soorten van activiteiten opdat elke negatieve impact voor de netgebruikers in de gereguleerde monopolies moet worden vermeden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.2 M.b.t. de kapitaalkostvergoeding voor herwaarderingsmeerwaarden.

5.2.1 Zienswijze 81.

Zienswijze	Kapitaalkostenvergoeding voor vreemd vermogen ook voor herwaarderingsmeerwaarden op gereguleerde activa
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens Fluvius System Operator moet de rente voor bestaand vreemd vermogen van 2,84% in de geconsulteerde ontwerpversie van de tariefmethodologie toegepast worden op de

⁸⁶ <https://over.fluvius.be/sites/fluvius/files/2020-03/fluvius-communicatie-nl-impact-coronacrisis-16032020.pdf>

herwaarderingsmeerwaarden in de RAB. Fluvius stelt dat hij bijgevolg – op termijn – verlies zal maken op de reeds bestaande leningen.

Reactie op de zienswijze

In het consultatiedocument heeft de VREG al aangegeven dat hij er niet van overtuigd is dat de rentes van vreemd vermogen ook zouden moeten toegepast worden als kapitaalkost van de herwaarderingsmeerwaarden in de waardering van de gereguleerde activa.

Herwaarderingsmeerwaarden op activa hebben geen kapitaalkost, omdat bij hun initiële creatie eenzelfde bedrag aan herwaarderingsmeerwaarden werd geboekt op de passiefzijde van de balans, als fictieve bron van vermogen. Er was geen inbreng van kapitaal door aandeelhouders of andere kapitaalverschaffers.

De distributienetbeheerder kan zelf wel een rente creëren door op de passiefzijde van de balans de herwaarderingsmeerwaarden te vervangen door leningen van banken. Dit kan hij doen indien hij kapitaal wil uitkeren aan de aandeelhouders. Deze kapitaalsverminderingen halen met distributienettarieven opgebouwde (of indien met herwaarderingsmeerwaarden op passiefzijde: nog op te bouwen) reserves weg uit de distributienetbeheerders. Dit is de keuze van de distributienetbeheerder. De VREG hoeft dit niet te ondersteunen met het geven van een rente voor de fictieve bron van vermogen die er is voor de herwaarderingsmeerwaarden. De VREG verwijst in dit verband ook naar zijn reactie op zienswijze nr. 83.

Consultant Europe Economics verwoordt het als volgt:” VREG’s position here is that the relevant concept is that of cost recovery in respect of actual costs incurred, historically. Given that position, the most straightforward defence of VREG’s position is as follows. Since the regulatory surplus (RS) arise from an upwards revaluation of the RAV they constitute a windfall gain for Fluvius’ asset-owners. Since no costs were historically borne in acquiring the RS there are no capital costs to compensate via a WACC allowance.”⁸⁷

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.2.2 Zienswijze 82.

Zienswijze	Kapitaalkostenvergoeding voor herwaarderingsmeerwaarden in 2021-2024 niet nodig.
Belanghebbende	Febeliec

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Met betrekking tot de kapitaalkostenvergoeding vraagt Febeliec zich af in welke mate het voorstel van de VREG ten aanzien van de kapitaalkostenvergoeding voor de herwaarderingsmeerwaarden in 2021-2024 terecht is, zelfs al is deze lineair dalende, daar ook dit nog tot een vermijdbare en onnodige meerkost voor de netgebruikers leidt. In geval de VREG toch zou besluiten deze aanpak te volgen, vraagt Febeliec met aandrang dat dit wordt meegenomen in de algemene discussie met de netbeheerders met betrekking tot alle aspecten van de voorgestelde tariefmethodologie en

⁸⁷ Europe Economics, juli 2020, Cost of Capital – Response to Fluvius Criticisms, par. 3.1.1.

dat er bijgevolg op andere vlakken rekening zal worden gehouden met dit voordeel dat dan reeds aan de netbeheerders wordt toegekend.

Reactie op de zienswijze

De VREG erkent dat een kapitaalkostenvergoeding voor herwaarderingsmeerwaarden niet (meer) logisch lijkt maar hij wenst rekening te houden met de context van het tarifair-regulatoire verleden en wil de afschaffing van de kapitaalkostenvergoeding daarom geleidelijk toepassen. Het zou de distributienetbeheerders in staat kunnen stellen om op financieel vlak (o.a. op het vlak van inspanningen m.b.t. behoud of versterking van de kredietwaardigheid) beter te anticiperen op de nieuwe werkwijze. De VREG verwijst naar zijn reactie op zienswijze nr. 86 omtrent de stapsgewijze afbouw van de kapitaalkostenvergoeding voor de herwaarderingsmeerwaarden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.2.3 Zienswijze 83.

Zienswijze	Er zijn wel financieringskosten verbonden aan de herwaarderingsmeerwaarden
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens Fluvius System Operator houdt de VREG voor wat betreft de kapitaalkostenvergoeding van de herwaarderingsmeerwaarden geen rekening met verschillende transacties die hebben plaatsgevonden op basis van de volledige RAB-waarde. De belanghebbende vermeldt de transacties in het verleden bij de intercommunales van de gemengde sector. O.a. de geleidelijke en finale uitkoop van Electrabel is volgens Fluvius steeds gepaard gegaan met een aan- en verkoop van aandelen waarbij de waardering van de aandelen gebaseerd was op basis van de volledige RAB-waarde inclusief de herwaarderingsmeerwaarden. De transactie in 2014 werd gefinancierd via een kapitaalvermindering gevolgd door kapitaalverhogingen van de gemeenten en de uitgifte van nieuwe schulden. De gemeenten dragen volgens Fluvius de werkelijke kosten van de meerwaarde. Het voorstel heeft tot gevolg dat Fluvius en zijn aandeelhouders niet in staat zijn efficiënt gemaakte kapitaalkosten, inclusief een redelijk rendement, terug te verdienen.

Reactie op de zienswijze

De VREG herhaalt zijn in de consultatietekst genomen standpunt dat herwaarderingsmeerwaarden op activa geen kapitaalkost met zich meebrachten en dit aangezien bij hun initiële creatie eenzelfde bedrag aan herwaarderingsmeerwaarden op de passiefzijde van de balans werd geboekt, zonder inbreng van kapitaal door aandeelhouders of andere kapitaalverschaffers. De VREG voorziet in de tariefmethodologie enkel een kapitaalkostenvergoeding wanneer het door de aandeelhouders of andere kapitaalverschaffers ingebrachte kapitaal concreet wordt geïnvesteerd in activa. De kapitaalkostenvergoeding in de tariefmethodologie is aldus niet bedoeld ter vergoeding van eventuele kapitaalkosten die ontstaan naar aanleiding van wijzigingen in de kapitaalstructuur van de distributienetbeheerder.

Tegelijk wijst de VREG erop dat de waarde van de RAB in het geconsulteerde voorstel van tariefmethodologie 2021-2024 niet anders zal evolueren dan vroeger of vandaag. De nettoboekwaarde van de resterende herwaarderingsmeerwaarden op de gereguleerde activa blijven integraal onderdeel van de RAB waarbij de kosten van de jaarlijkse afbouw gecompenseerd blijven met inkomsten uit de periodieke distributienettarieven⁸⁸. Enkel ter berekening van de kapitaalkostvergoeding worden de herwaarderingsmeerwaarden buiten beschouwing van de RAB gelaten en wordt in een afbouw van de kapitaalkostvergoeding op de herwaarderingsmeerwaarden voorzien.

De VREG leest in de zienswijze dat de waarde van de herwaarderingsmeerwaarden op de RAB meespeelde in de prijsbepaling voor de transacties van aandelen tussen partijen in het verleden, maar niet dat dit ook het geval was voor de tarifaire kapitaalkostenvergoeding erop. Zoals in de vorige paragraaf vermeld, behouden de herwaarderingsmeerwaarden op de activa op de balans hun waarde. In het voorstel van tariefmethodologie 2021-2024 wordt de doorrekening van deze waarde in de tarieven (via de jaarlijkse afboekingen) zelfs meer gegarandeerd tegenover vroeger (geconsulteerde hoofdtekst tariefmethodologie par. 5.5.4.2.1). De afboekingskosten worden heden nog meegenomen in de benchmarking van de endogene kosten tussen distributienetbeheerders en hun volledige tarifaire recuperatie is daardoor meer onzeker. De aangepaste tariefmethodologie is in dit opzicht een verbetering voor de distributienetbeheerder.

De VREG onderzocht m.b.v. de jaarrekeningen de laatste grote transactie, de uitstap van de private aandeelhouder uit de gemengde distributienetbeheerders eind 2014, en stelt vast dat die niet helemaal als een bilaterale overdracht van aandelen tussen twee partijen, zoals bij een aan- en verkoop via de beurs, kan beschouwd worden. De financiering bestond erin de middelen voor de vergoeding van de vertrekkende aandeelhouder te halen uit de betrokken distributienetbeheerders zelf. Er werd voor een bedrag van ca. 938 miljoen euro uitgekeerd uit de elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders⁸⁹, die het geld eerst ophaalden via nieuwe leningen⁹⁰. Boekhoudkundig werd een relatief beperkt deel⁹¹ van de uitkering gekoppeld aan de herwaarderingsmeerwaarden op het passief van de balans. Dit laatste stelde bedragen voor die in de volgende jaren geïnd gingen worden uit de distributienettarieven, door de toekomstige afboekingen zoals vermeld in voorgaande paragraaf. De hele operatie had een negatieve impact op de rating van Eandis⁹². De kapitaalsinbreng door aandeelhouders nadien compenseerde slechts gedeeltelijk de eerdere kapitaalsvermindering (ca. 12%). Dergelijke kapitaalsinbreng wordt op zich al concreet vergoed, immers hij verhoogt het eigen vermogen en, in de logische veronderstelling dat de distributienetbeheerder de nieuwe fondsen investeert in zijn RAB, brengt het extra tarifaire kapitaalkostenvergoedingen op voor de aandeelhouder. De financieringswijze van deze transactie behoort toe aan het management van de distributienetbeheerder maar verbindt de VREG er a priori dus niet toe om hiermee rekening te houden bij de bepaling van de kapitaalkostvergoeding voor de in het distributienet geïnvesteerde activa.

De zienswijze van Fluvius overtuigt de VREG niet. Door de gemaakte keuze van financiering van deze laatste transactie en de daarbij horende wijzigingen in hun kapitaalstructuur, werden de betrokken distributienetbeheerders met extra kapitaalkosten voor vreemd vermogen geconfronteerd, door de extra leningen en ook de daling van hun kredietwaardigheid, waardoor nieuwe leningen duurder werden. Dit had tevens een impact op de tarieven voor de netgebruikers, tot op vandaag. De transactie werd niet gefinancierd door de overblijvende aandeelhouders maar in de feiten door de distributienetgebruikers die de werking van de

⁸⁸ De jaarlijkse afbouw bedraagt heden ca. 50 miljoen euro over elektriciteits- en aardgasdistributie samen.

⁸⁹ Kapitaalsverminderingen volgens jaarverslagen Eandis-distributienetbeheerders 2014 en 2015.

⁹⁰ Moody's credit opinion Eandis CVBA van 10 september 2015 https://www.fluvius.be/sites/fluvius/files/2019-02/document_van_moody's_-_credit_opinion_van_september_2015.pdf

⁹¹ Ca. 178 miljoen euro, volgens jaarrekening Eandis-distributienetbeheerders 2014.

⁹² Moody's credit opinion Eandis CVBA van 10 september 2015.

distributienetbeheerders vanuit de distributienettarieven financieren. Europe Economics ziet de situatie als een klassiek geval van gokken ('gaming') op het reguleringskader.⁹³

De VREG merkt ook op dat er bij de ex-Infrac distributienetbeheerders in het verleden geen vergelijkbare transacties plaatsvonden, hetgeen in navolging van de zienswijze van de belanghebbende een verschillende behandeling van de herwaarderingsmeerwaarden voor de ex-Infrac en ex-Eandis distributienetbeheerders zou introduceren. De historische aanwezigheid van een private aandeelhouder kan volgens de VREG geen aanleiding geven tot een verschillende tarifaire behandeling van de herwaarderingsmeerwaarden. Zoals toegelicht, beschouwt de VREG tarifair louter de initiële creatie van de herwaarderingsmeerwaarden op de actiefzijde van de balans en de mate waarin deze transactie de inbreng van kapitaal door de aandeelhouders of externe kapitaalverschaffers vereiste. De VREG voorziet daarbij enkel een kapitaalkostvergoeding wanneer het door de aandeelhouders of andere kapitaalverschaffers ingebrachte kapitaal concreet wordt geïnvesteerd in activa. Zoals ook door Fluvius tijdens de overlegvergadering van 27 februari 2020 toegelicht, werden de herwaarderingsmeerwaarden in oorsprong voor autofinanciering voorzien⁹⁴.

Ten overvloede ontbreekt het aan duidelijke, concrete cijfers in deze zienswijze, waarbij het geheel van jaarlijkse uitgaven en opbrengsten voor alle betrokkenen (aandeelhouders en distributienetgebruikers) tegenover elkaar afgewogen worden, waarin wordt aangetoond wat de exacte rol daarbinnen is van een kapitaalkostenvergoeding op herwaarderingsmeerwaarden en waarbij ook alternatieve financieringswijzen van de transacties, zoals volledig buiten de distributienetbeheerders (zonder invloed op kapitaalstructuur, distributienettarieven en kredietrating), onderzocht worden, zodat aangetoond wordt waar het vandaag nog verantwoord zou zijn om via de distributienettarieven een kapitaalkostenvergoeding voor herwaarderingsmeerwaarden te voorzien.

Hoe dan ook wijzigt deze zienswijze niets aan het feit dat de distributienetbeheerders de herwaarderingsmeerwaarden op de gereguleerde activa kosteloos hebben verworven en de VREG hiermee wil rekening houden in de vaststelling van de kapitaalkostenvergoeding. De VREG wenst enkel een vergoeding te geven voor de werkelijk in netactiva geïnvesteerde kapitalen.

De VREG concludeert dat de zienswijze hem niet kan overtuigen om de huidige kapitaalkostenvergoeding voor herwaarderingsmeerwaarden te behouden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.2.4 Zienswijze 84.

Zienswijze	De werkelijke economische waarde van de Fluvius Economische Groep ligt hoger dan huidige RAB.
Belanghebbende	Fluvius System Operator

⁹³ Europe Economics, juli 2020, Cost of Capital – Response to Fluvius Criticisms, par. 3.1.3.

⁹⁴ Omzendbrief Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap, 23 januari 1986, "Vermits het oorspronkelijk oogmerk, namelijk een juistere balanswaarde acteren en een voldoende autofinanciering verzekeren voor de intercommunale verenigingen en gemeentebedrijven, nog steeds nagestreefd wordt,...".

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens de belanghebbende is de RAB-waarde een structurele onderschatting van de werkelijke economische waarde van Fluvius Economische Groep. Dit laatste wordt elk jaar m.b.v. een Asset Base Value methodologie berekend door externe bedrijfsrevisoren van BDO, voor de ex-Eandis distributienetbeheerders, en voorgelegd aan EY, de commissaris-revisor van de meeste distributienetbeheerders, alsook aan KPMG, de commissaris-revisor van Sibelgas. KPMG berekent de economische waarde voor de ex-Infrac distributienetbeheerders. Uit de berekeningen blijkt dat de huidige 1,9 miljard aan herwaarderingsmeerwaarden nog 2,5 miljard lager liggen t.o.v. de economische waarde. Het totale verschil tussen de economische waarde en het actief dat de regulator nog wil vergoeden loopt daarmee op tot EUR 4,4 miljard.

Reactie op de zienswijze

De VREG neemt kennis van de berekeningen van de economische waarde maar ziet geen relevantie in de context van de consultatie over de tariefmethodologie 2021-2024 aangezien hij de waarde van die herwaarderingsmeerwaarden op de activa behoudt. De aanpassing die werd voorgesteld in het voorstel van tariefmethodologie 2021-2024 heeft enkel betrekking op de kapitaalkostenvergoeding voor de resterende herwaarderingsmeerwaarden op de gereguleerde activa.

Het staat elke onderneming vrij om een studie over zijn economische waarde te laten uitvoeren. Anderzijds zijn deze berekeningen inschattingen en is het, door het ontbreken van een beursnotering van de aandelen van distributienetbeheerders, niet mogelijk om hun marktwaarde concreet waar te nemen.

De VREG ziet niet in hoe hij op basis van de zienswijze het voorstel van tariefmethodologie zou moeten aanpassen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.2.5 Zienswijze 85.

Zienswijze	Er is van een stabiel regulatorisch kader geen sprake meer.
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator stelt dat door de vermindering van de kapitaalkost van herwaarderingsmeerwaarden er van een stabiel regulatorisch kader geen sprake meer is. Fluvius heeft aan KPMG gevraagd hoe regulatoren in andere landen de RAB behandelen en vergoeden. Volgens de benchmark die KPMG heeft opgesteld wordt in veruit de meeste gevallen in West Europa voor de RAB één van volgende methodologieën toegepast: ofwel wordt de RAB geïndexeerd, ofwel wordt de RAB éénmalig geherwaardeerd ofwel past men een vervangingswaarde toe. Eenmaal de regulator de methode heeft vastgelegd wordt deze niet meer gewijzigd en wordt de volledige RAB vergoed.

Reactie op de zienswijze

Stabiliteit van het regulatorisch kader betekent niet dat het aan de VREG verboden zou zijn om bepaalde onderdelen van de tariefmethodologie te wijzigen.

De VREG oordeelt dat geen sprake is van een gebrek aan stabiel regulatorisch kader. De werkwijze in de tariefmethodologie blijft grotendeels behouden zoals het onderscheid tussen exogene en endogene kosten, het jaarlijks budgetteren van exogene kosten en het behoud van het benchmarkingmechanisme voor het toegelaten inkomen uit endogene kosten, het behoud van de berekening van de kapitaalkost eigen vermogen op basis van het Capital Asset Pricing Model met marktgebaseerde data voor rentes, bèta's en marktrisicopremies (met uitzondering van de ECB-premie zoals duidelijk verantwoord in het consultatiedocument), een behoud en update van de werkwijze voor de kapitaalkostenvergoeding voor vreemd vermogen. De afschrijvingen op herwaarderingsmeerwaarden worden in 2021-2024 zoals exogeen benaderd, wat minder risico geeft voor de distributienetbeheerder. De mogelijke maximale financiële impact van de kwaliteitsprikkel werd (noodzakelijkerwijze) gereduceerd, wat eveneens tot minder risico leidt. De besparingsprikkel n.a.v. de fusie van de werkmaatschappijen is een verderzetting van de aanpak in 2017-2020. De netto frontier shift is nieuw maar verantwoord (tegen inefficiënties) en blijkt enkel noodzakelijk voor de activiteit aardgas.

De behandeling van herwaarderingsmeerwaarden als RAB blijft behouden. De belanghebbende heeft alleen een probleem met de wijziging in de toepassing van een kapitaalkostenvergoeding voor de herwaarderingsmeerwaarden op de activa. Maar zelfs in 2021 wijzigt er op dit vlak niets: Er blijft een wacc-kapitaalkostenvergoeding op de herwaarderingsmeerwaarden. In de daaropvolgende jaren wordt een langzame afbouw voorgesteld volgens de wijze beschreven in zienswijze nr. 86.

Wat de VREG in zijn vorige tariefmethodologie(en) heeft beslist, vormt geen beperking voor de latere tariefmethodologie(ën). De regulator mag daarnaast zijn eigen bevoegdheid niet beperken. Conform art. 37(2), derde zin, Derde Elektriciteitsrichtlijn⁹⁵ en art. 41(2), derde zin, Derde Aardgasrichtlijn⁹⁶ doen de beslissingen van de VREG geen afbreuk aan de toekomstige uitoefening van zijn bevoegdheden:

“Goedkeuringen die uit hoofde van deze richtlijn door een regulerende instantie [...] zijn verleend, doen geen afbreuk aan een naar behoren gemotiveerd toekomstig gebruik van de bevoegdheden waarover de regulerende autoriteit uit hoofde van dit artikel beschikt, [...]”

Deze bepaling wordt hernomen in art. 59 (2) van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn⁹⁷.

Bovendien moet de VREG conform art. 37(10) Derde Elektriciteitsrichtlijn, art. 41(10) Derde Aardgasrichtlijn, art. 60 (1) Vierde Elektriciteitsrichtlijn en art. 4.1.33, § 4 Energiedecreet, altijd in staat zijn om de tariefmethodologie te wijzigen in de loop van de reguleringsperiode om ervoor te zorgen dat deze evenredig en niet discriminatoir is. Dit geldt a fortiori tussen twee reguleringsperiodes. Een nieuwe methodologie betekent per definitie dat er nieuwe elementen in kunnen opgenomen zijn.

Daarnaast impliceert ook het veranderlijkheidsbeginsel dat er geen subjectief recht bestaat op het ongewijzigd blijven van reglementering. De VREG kan deze steeds wijzigen voor de toekomst.

⁹⁵ Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG.

⁹⁶ Richtlijn 2009/73/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor aardgas en tot intrekking van Richtlijn 2003/55/EG.

⁹⁷ Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU.

De tariefmethodologieën 2015-2016 en 2017-2020 geen afbreuk aan de verdere uitoefening van de tarifaire bevoegdheid van de VREG, en wordt de exclusieve bevoegdheid van de VREG inzake tarieven er geenszins door beperkt.

De VREG neemt kennis van de inventarisatie door KPMG zoals aangebracht door de belanghebbende. In zekere zin overlapt dit met de inventarisatie die uitgevoerd wordt door CEER⁹⁸. De vaststellingen door KPMG kunnen evenwel geen afbreuk doen aan het voorgaande en KPMG beweert geenszins dat het aan de regulator verboden zou zijn om voor andere modaliteiten te kiezen.

Europe Economics⁹⁹ merkt op dat tarifaire reguleringen regelmatig worden aangepast, een reden ook waarom er periodieke herzieningen met reguleringsperiodes voorzien worden. De consultant stelt dat de vraag hier niet zozeer is of de aanpassing kan maar wel of de verandering die de VREG voorstelt wel juist is. In dat opzicht stelt de VREG vast dat er geen kostendekking inzake kapitaalkosten nodig is voor de herwaarderingsmeerwaarden in de RAB, aangezien er geen kosten zijn gemaakt voor de aanschaf ervan, wat de wijziging afdoende verantwoordt.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.2.6 Zienswijze 86.

Zienswijze	Geen snelle afbouw van de bij de meerwaarden op de gereguleerde activa horende vergoeding.
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator stelt onmogelijk akkoord te kunnen gaan met een snelle afbouw van de bij de meerwaarden op de gereguleerde activa horende vergoeding, zoals de VREG in zijn voorstel heeft opgenomen.

Reactie op de zienswijze

De VREG erkent dat een afbouw van de kapitaalkostvergoeding voor herwaarderingsmeerwaarden over de betreffende reguleringsperiode de financieringswijze van de distributienetbeheerder kan beïnvloeden. Gezien het belangrijkste deel van de externe financieringsbronnen van de distributienetbeheerders onder de werkmaatschappij Fluvius System Operator cvba in de volgende reguleringsperiodes op hun vervaldatum komen, wil de VREG de afschaffing van de kapitaalkostvergoeding op de herwaarderingsmeerwaarden meer geleidelijk toepassen t.o.v. zijn geconsulteerde voorstel, namelijk over twee in plaats van één regulatorische periode. Op deze manier zouden de distributienetbeheerders in staat kunnen zijn om op het moment dat de externe financieringsbronnen op hun vervaldatum komen beter te anticiperen op de nieuwe werkwijze van de VREG. Deze nieuwe werkwijze zou de distributienetbeheerders moeten toelaten om o.a. inspanningen m.b.t. behoud of versterking van de kredietwaardigheid te leveren.

⁹⁸ CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019

⁹⁹ Europe Economics, juli 2020, Cost of Capital – Response to Fluvius Criticisms, par. 3.1.2.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden. In par. 6.3.3 van de bijlage 2 van de tariefmethodologie 2021-2024 wordt volgende passage geschrapt: “De VREG wenst echter rekening te houden met de context van het tarifair-regulatoire verleden en wil de afschaffing van de kapitaalkostenvergoeding geleidelijk toepassen. Het zou de distributienetbeheerders in staat kunnen stellen om op financieel vlak (o.a. op het vlak van inspanningen m.b.t. behoud of versterking van de kredietwaardigheid) beter te anticiperen op de nieuwe werkwijze. De kapitaalkostvergoeding voor de herwaarderingsmeerwaarden in de RAB wordt daarom stapsgewijze (lineair) verlaagd. De kapitaalkostvergoeding is gelijk aan wacc (3,5%) in 2021, 2,63% in 2022, 1,75% in 2023 en 0,88% in 2024, waarden voor vennootschapsbelasting. Volgens deze trend vervalt de kapitaalkostenvergoeding vanaf de volgende reguleringsperiode.”

en vervangen door: “De VREG wenst echter rekening te houden met de context van het tarifair-regulatoire verleden en wil de afschaffing van de kapitaalkostvergoeding geleidelijk toepassen, o.m. rekening houdende met de momenten waarop het belangrijkste deel van de externe financieringsbronnen van de distributienetbeheerders op hun vervaldatum komen. Het zou de distributienetbeheerders in staat kunnen stellen om op financieel vlak (o.a. op het vlak van inspanningen m.b.t. behoud of versterking van de kredietwaardigheid) beter te anticiperen op de nieuwe werkwijze. De kapitaalkostvergoeding voor de herwaarderingsmeerwaarden in de RAB wordt daarom stapsgewijs verlaagd. De kapitaalkostvergoeding is gelijk aan wacc (3,5%) in 2021 om vervolgens in de daaropvolgende jaren telkens met 1/8e van de wacc te worden verlaagd.”

Vervolgens wordt in par. 6.3.3.1.1 van diezelfde bijlage 2 de parameter $kk_{HWMW,j}$ als volgt gewijzigd: “Het kapitaalkostpercentage voor de herwaarderingsmeerwaarden, afgerond op twee decimalen:

$$\begin{aligned}
 kk_{HWMW,2021} &= 3,5\% \\
 kk_{HWMW,2022} &= kk_{HWMW,2021} - \left(\frac{1}{8}\right) \times 3,5\% \\
 kk_{HWMW,2023} &= kk_{HWMW,2022} - \left(\frac{1}{8}\right) \times 3,5\% \\
 kk_{HWMW,2024} &= kk_{HWMW,2023} - \left(\frac{1}{8}\right) \times 3,5\%
 \end{aligned}$$

Formule 17.”

Analoog wordt in par. 9.1 van bijlage 2 de tabel 14 als volgt gewijzigd:

“Tabel 1

Herwaarderingsmeerwaarden in RAB (par. Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.)	
Kalenderjaar	Kapitaalkostvergoeding vóór vennootschapsbelasting
2021 ($kk_{HWMW,2021}$)	3,50%

2022 ($kk_{HWMW,2022}$)	$kk_{HWMW,2021} - \left(\frac{1}{8}\right) \times 3,5\%$
2023 ($kk_{HWMW,2023}$)	$kk_{HWMW,2022} - \left(\frac{1}{8}\right) \times 3,5\%$
2024 ($kk_{HWMW,2024}$)	$kk_{HWMW,2023} - \left(\frac{1}{8}\right) \times 3,5\%$

“

5.2.7 Zienswijze 87.

Zienswijze	Vertrouwen financiële sector geschonden.
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator schat in dat de afbouw van de kapitaalkostenvergoeding voor de herwaarderingsmeerwaarden en de volgens haar te lage wacc een vertrouwensbreuk zal veroorzaken tussen de financiële sector en de VREG. Het verhoogd gepercipieerd investeringsrisico zal leiden tot hogere kosten voor vreemd vermogen en financieringsproblemen.

Fluvius System Operator verwijst naar haar consultant Oxera die stelt dat de wijzigingen in de voorgestelde tariefmethodologie het vertrouwen van investeerders ondermijnen en op de lange termijn nadelige gevolgen kunnen hebben. De wijze waarop de regulator omgaat met de RAB is hierin fundamenteel: dit is een instrument waarmee regulatoren transparantie en regulatorie “commitment” kunnen creëren. Door de voorgestelde wijziging worden eerdere verwachtingen van investeerders niet ingevuld. Dit ondermijnt de mate waarin de RAB wordt gezien als een verbintenis aan investeerders. De belanghebbende verwijst ook naar prof. dr. M. Luypaert die stelt dat de voorgestelde aanpassing in tegenspraak is met de regulatorie stabiliteit die de VREG nastreeft en een schok veroorzaakt in de vergoeding van de gereguleerde entiteit. Fluvius wijst erop dat Council of European Energy Regulators (CEER) in haar rapport 2020 stelt dat het zeer ongebruikelijk is dat een energieregulator een deel van de RAB-waarde uitsluit bij de berekening van het toegestane rendement. Fluvius verwijst ook naar het engagement van Ofgem omtrent de RAB.

Fluvius System Operator stelt dat zij uit gesprekken met bestaande en potentiële investeerders – via bilaterale contacten en uitgebreide roadshows – afleidt dat de stabiliteit van de regulering als één van de belangrijkste beoordelingscriteria wordt aanzien. Dat geldt eveneens voor banken die kredieten verstrekken. Bovendien houden de schuldeisers nauwlettend de vergoeding van het eigen vermogen in de gaten. Deze vormt als het ware een “buffer” waarop schuldeisers kunnen beroep doen bij tegenslagen. Hoe kleiner deze buffer, hoe groter de risicoperceptie.

Reactie op de zienswijze

De VREG meent dat de impact van de aanpassing aan de tariefmethodologie m.b.t. de kapitaalkostenvergoeding voor herwaarderingsmeerwaarden moet genuanceerd worden. Aangezien herwaarderingsmeerwaarden geen kapitaalkosten creëren, zou het geleidelijk afbouwen van de kapitaalkostenvergoeding voor herwaarderingsmeerwaarden als een logisch en

verantwoord ingrijpen door de regulator moeten begrepen worden. De stabiliteit van de tariefmethodologie qua tarifaire inkomsten is voor het overige grotendeels bewaard gebleven.

De belanghebbende lijkt zelf ook uit te gaan van verkeerde verwachtingen voor wat betreft het aspect van regulatorische stabiliteit. De VREG verwijst naar zijn reactie in zienswijze nr. 85. De VREG veronderstelt dat investeerders in nutsbedrijven vertrouwd zijn met regulatorisch risico.

De VREG wijst erop dat aan de manier van waardering van de gereguleerde vaste activa niets wijzigt. De kosten van de afschrijvingen van de bestaande herwaarderingsmeerwaarden zullen tarifair worden doorgerekend, wat minder risicovol is vanuit het oogpunt van de distributienetbeheerder.

De VREG verwijst ook naar zijn reactie op zienswijze nr. 89.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.2.8 Zienswijze 88.

Zienswijze	Voorschotten noodzakelijk tegen te lage cash flow in 2021-2024.
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator voorziet dat de distributienetbeheerders in de periode 2021-2024 onvoldoende vrije cashflow zullen hebben in het scenario van versnelde uitrol van de digitale meters zonder enige tarifaire voorschotten. De tekorten, geraamd op ca. 700 miljoen euro, zullen moeten aangevuld worden met reserves of bijkomend vreemd vermogen, eventueel met nieuw kapitaal.

Fluvius System Operator vraagt om in het kader van de uitrol van de digitale meter te voorzien in een voorschotregeling die toelaat om de kosten van de uitrol gelijkmatig te spreiden over de tariefperiode en een tijdige en volledige recuperatie ervan mogelijk maakt.

De belanghebbende wijst op mogelijke negatieve gevolgen indien er geen voorschotten zouden zijn: de mogelijkheid om vers kapitaal aan te trekken vermindert, de onmogelijkheid om investeringen en opdrachten van overheden uit te voeren door een gebrekkige toegang tot de geld- en kapitaalmarkten, waaronder belangrijke investeringen met oog op de energietransitie zoals een snelle uitrol van digitale meters en het opnieuw in vraag stellen van de recent doorgevoerde structuurwijzigingen met mogelijkheid dat dit leidt tot betwistingen.

Reactie op de zienswijze

De VREG erkent dat de reguleringsperiode 2021-2024 uitdagend kan zijn voor de Vlaamse distributienetbeheerders door de opstart van een nieuwe investeringsgolf, nl. de versnelde uitrol van digitale meters. In de tariefmethodologie ijlen de inkomsten voor endogene kosten na op de werkelijke (efficiënte) kosten. Aangezien de kosten m.b.t. de uitrol in het verleden ontbraken, zitten deze nog niet in de berekening van de toegelaten inkomsten volgens het standaardmechanisme. De tariefmethodologie biedt voor situaties met plotse toename in

endogene kosten een oplossing onder de vorm van een mogelijkheid voor de VREG tot het geven van extra inkomsten uit distributienettarieven aan de distributienetbeheerder, voorschotten genoemd. Dergelijke extra budgetten geven de distributienetbeheerder meer financiële ademruimte wanneer hij met belangrijke nieuwe uitgaven wordt geconfronteerd.

De VREG wenst echter voorzichtig om te gaan met het vastleggen van voorschotten. Ze betekenen een tariefverhoging voor de distributienetgebruikers en extra inkomsten voor de distributienetbeheerder in vergelijking met eenzelfde situatie zonder voorschotten. Er moet daarom voldoende zekerheid zijn dat de voorschotten gerechtvaardigd zijn en werkelijk zullen dienen voor en in omvang gelijk zullen zijn aan de nieuwe kosten. Daarom kunnen deze voorschotten niet standaard voorafgaand aan een reguleringsperiode van vier jaar in een tariefmethodologie opgenomen worden. De voorschotten moeten aangevraagd worden door de distributienetbeheerder en gemotiveerd worden (geconsulteerde tekst van de tariefmethodologie 2021-2024 par. 5.5.4.4). De zienswijze wijst vooral op de uitdrukking van een vraag om voorschotten in de reguleringsperiode 2021-2024. De mogelijkheid tot het geven van voorschotten is in de tariefmethodologie voorzien en biedt dus zo goed als mogelijk al een antwoord op de door de belanghebbende meegedeelde bekommernis.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.2.9 Zienswijze 89.

Zienswijze	Fluvius kredietwaardigheid verslechtert
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens Fluvius System Operator is er een reëel risico op een verlaging van de kredietwaardigheid van de Fluvius-groep door Moody's. Moody's stelt in zijn Issuer Comment van 18 mei jl. dat het hanteren van de nieuwe kapitaalkostenvergoeding, gecombineerd met de lagere vergoeding op de herwaarderingsmeerwaarden, 'credit negative' zal zijn voor de kredietwaardigheid van Fluvius. Moody's wijst op een negatieve impact op de operationele cash flow. Volgens Fluvius is de nota een waarschuwing dat de voorgestelde tariefmethodologie aanleiding kan zijn om de huidige A3-rating van de 'Fluvius Economische Groep' (werkmaatschappij Fluvius System Operator, Fluvius Odrachthoudende Vereniging, de dochters en de distributienetbeheerders) te verlagen naar Baa1. Een verlies van de A3-rating zou voor sommige investeerders een groot verschil kunnen maken. Enkele investeerders hebben bij Fluvius aangegeven dat hun investeringsmandaten expliciet een single-A rating als minimale voorwaarde stellen.

Reactie op de zienswijze

Wanneer de kredietwaardigheid van een onderneming verslechtert, zullen investeerders meer risico ervaren en een hogere vergoeding eisen. Obligaties van het bedrijf worden minder waard, omgekeerd zal zowel de coupon op de obligaties als de rente op leningen toenemen.

Consultant Europe Economics heeft de notering van de obligaties voor Fluvius in de recentste weken en maanden vergeleken met die van andere nutsbedrijven in België, nl. Elia, Fluxys en Resa. Europe Economics stelt vast dat er geen Fluvius-specifieke onderbreking wordt waargenomen ten opzichte van de datum waarop de VREG zijn openbare raadpleging over de

volgende tariefmethodologie begon (4 mei 2020) of Moody's zijn commentaar over Fluvius' positie publiceerde (18 mei 2020). Dat suggereert dat de VREG-consultatie niet in verband werd gebracht met een bepaald verlies aan vertrouwen van de investeerders. Ervan uitgaande dat alle publiek beschikbare informatie verwerkt zit in de noteringen, zien investeerders vandaag geen wijziging in de kredietwaardigheid van Fluvius.

De VREG heeft kennis genomen van de nota van Moody's en heeft er met hen ook over gesproken. Het blijft op dit moment voor iedereen nog onduidelijk of in de toekomst de rating zou verlaagd worden, of alleen de outlook (van stabiel naar negatief), en wat het milderend effect zou zijn van de eventuele voorschotten bij versnelde uitrol van digitale meters (besproken in zienswijze 88).

In de zienswijze wordt het voorgesteld alsof de tariefmethodologie als enige een rol speelt in de kredietwaardigheid. De reden waarom de rating vandaag onderaan de A-rating-ladder staat is o.m. een gevolg van historische keuzes door de distributienetbeheerders over hun kapitaalstructuur, beïnvloed door o.a. de beslissing tot kapitaalsvermindering na de uittrede van Electrabel eind 2014 en ook door de gekende dividendpolitiek met hoge pay-out bij de vroegere gemengde intercommunales, die daardoor minder reserves hebben opgebouwd. De kredietwaardigheid is deze voor de ganse groep, inclusief de niet-gereguleerde activiteiten zoals o.a. riolering, kabel-tv en de uitbouw van een fiber to the home netwerk. Wanneer de niet-gereguleerde activiteiten toenemen, waarvoor concrete plannen zijn¹⁰⁰, zullen ze de rating meer en mogelijk minder gunstig beïnvloeden, door hun hoger risicoprofiel.

De VREG heeft de indruk dat de kredietbeoordelaar in zijn nota uitgaat van de theoretische tariefmethodologie, nog zonder concreet een zicht op de werkelijke toegelaten inkomsten in 2021-2024 zoals eventuele voorschotten (zie ook zienswijze nr. 88). Wat anderzijds ook een rol kan spelen is de invloed van de dividendpolitiek van de distributienetbeheerders.

De VREG ziet niet in hoe hij met deze zienswijze concreet rekening kan houden. Het mag hem er niet van weerhouden de tariefmethodologie aan te passen daar waar hij een aanpassing nodig vindt (zie zienswijze nr. 85).

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.2.10 Zienswijze 90.

Zienswijze	Aanpassingen aan kapitaalkostenvergoeding zijn niet in het algemeen belang
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

De voorstellen van de VREG zijn volgens Fluvius System Operator en ook zijn adviseurs Oxera en Vlerick Business School niet in het algemeen belang. Het komt neer op een transfert van lokale belastingbetalers naar energieklienten. Het is onduidelijk waar de winsten en verliezen in de

¹⁰⁰ Oproep Fluvius in De Tijd van 9 juni 2020 m.b.t. uitrol netwerk met dekking over "quasi gans Vlaanderen".
 Persbericht Fluvius 26 juni 2020 over samenwerking met Telenet: <https://pers.fluvius.be/fluvius-en-telenet-starten-gesprekken-over-de-realisatie-van-het-datanetwerk-van-de-toekomst#>

samenleving zullen vallen. Volgens Fluvius resulteert het voorstel van tariefmethodologie in een inefficiënte prijs.

Reactie op de zienswijze

De steden en gemeenten zijn op dit ogenblik de aandeelhouders van de Vlaamse aardgas- en elektriciteitsdistributienetbeheerders en dividenden uit die activiteiten vormen een van de inkomstenbronnen voor lokale besturen.

Volgens een studie van Belfius¹⁰¹ bedroeg in 2018 het aandeel van de financiële opbrengsten van de Vlaamse gemeenten (bevattende dividenden van intercommunales) 4,1% van het geheel van de exploitatie-ontvangsten. Voor 2019 was het aandeel gebudgetteerd op 3,7%.

De VREG ziet niet in hoe hij met de zienswijze concreet kan rekening houden. Ze beschrijft mogelijke gevolgen i.p.v. argumenten. De zienswijze doet geenszins afbreuk aan het feit dat de distributienettarieven de kosten moeten weerspiegelen van een efficiënte distributienetbeheerder. Aan herwaarderingsmeerwaarden zijn geen kapitaalkosten verbonden. Wanneer de marktconforme kapitaalkosten dalen, moet hiermee rekening gehouden worden. Het is evenzeer in het algemeen belang, en daarenboven een decretale verplichting, dat distributienetbeheerders correct worden vergoed en efficiënt werken.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

5.2.11 Zienswijze 91.

Zienswijze	Herwaarderingsmeerwaarden versneld afschrijven?
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Een mogelijkheid die volgens de belanghebbende nog onvoldoende onderzocht is, is om de herwaarderingsmeerwaarden op de gereguleerde activa versneld af te schrijven zodat deze sneller uit de basis voor de vergoeding verdwijnen.

Reactie op de zienswijze

De VREG heeft op het aan de consultatie voorafgaand overleg met de distributienetbeheerders hierover geen reactie of voorstel ontvangen. De zienswijze is beknopt. Het is voor de VREG dan niet duidelijk hoe deze opmerking moet geïnterpreteerd worden.

Een versnelde afschrijving van de herwaarderingsmeerwaarden zou zorgen voor een grotere cashflow, welke de beoordeling van de kredietwaardigheid van de onderneming ten goede komt. Anderzijds zullen zo de resterende herwaarderingsmeerwaarden op de balans sneller afgeschreven worden en komt deze vorm van autofinancieringshulp, zoals door Fluvius tijdens de overlegvergadering van 27 februari 2020 toegelicht, dan later sneller ten einde.

¹⁰¹ <https://research.belfius.be/wp-content/uploads/2019/12/Studie-Lokale-Financien-2019-VLA.pdf>

Voorschotten hebben voor een distributienetbeheerder hetzelfde kas-effect als extra inkomsten voor extra afschrijvingen van herwaarderingsmeerwaarden. Hun toevoeging aan het toegelaten inkomen heeft tarifair regulatorisch in tegenstelling tot bij afschrijvingen van herwaarderingsmeerwaarden wel een (“visueel”) effect op de winstmarge¹⁰². Aangezien de VREG de toepassing van voorschotten overweegt (zienswijze nr. 88), een mogelijkheid die wel is opgenomen in het voorstel van tariefmethodologie in tegenstelling tot het versneld afschrijven van herwaarderingsmeerwaarden, is dit laatste nu niet meer aan de orde.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

¹⁰² In het voorstel van tariefmethodologie worden de kosten van afboekingen van herwaarderingsmeerwaarden 1-op-1 gedekt door tarifaire inkomsten, samen vormen ze een nulresultaat.

6 Overige zienswijzen

6.1 M.b.t. endogene kosten

6.1.1 Zienswijze 92.

Zienswijze	Min-(meerwaarde) bij realisatie vaste activa bij kosten afschrijvingen
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius geeft aan dat eveneens klasse 640/8 en 74 worden gebruikt inzake min-(meer)waarde bij realisatie van vaste activa waardoor de oplistings van de MAR-klassen in paragraaf 5.3.2 'Afschrijvingen' van de ontwerptekst van de tariefmethodologie onvolledig is.

Reactie op de zienswijze

Meer- en minderwaarden bij de realisatie van vaste activa worden door de VREG in de tariefmethodologie niet geclassificeerd als kosten van afschrijvingen, maar als onderdeel van de operationele nettokosten beschouwd. In Tabel 2 'MAR-klassen i.v.m. operationele kosten' van de ontwerptekst van de tariefmethodologie worden de betreffende MAR-klassen dan ook in beschouwing genomen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.1.2 Zienswijze 93.

Zienswijze	Ook MAR-klassen 640/8 en 74 voor boekhoudkundige registratie desinvesteringen
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius geeft aan dat, naast MAR-klassen 663/7 en 763/8, eveneens klassen 640/8 en 74 worden gebruikt inzake de registratie van desinvesteringen.

Reactie op de zienswijze

De VREG begrijpt uit de reactie dat de oplistings van de MAR-klassen m.b.t. de verwerking van de realisatie van vaste activa in de ontwerptekst van de tariefmethodologie onvolledig blijkt. De VREG zal bijgevolg de betreffende MAR-klassen aan de oplistings toevoegen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden. In par. 5.3.3 worden de MAR-klassen 640/8 en 74 toegevoegd: “De VREG kiest ervoor om de kosten van desinvesteringen mee te nemen in de berekening van het toegelaten inkomen (nl. door beschouwing van MAR-klasse 640/8, 663/7, 74 en 763/8) en geen onderscheid te maken tussen de kosten volgens mogelijke oorzaak van de desinvestering.”

6.1.3 Zienswijze 94.

Zienswijze	Impact fiscaal verworpen uitgaven GRB-heffing via aanvullende endogene term
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens Fluvius kunnen de fiscaal verworpen uitgaven inzake de GRB-heffing, aanvullend op hun aanmerking inzake exogene kosten, als bijkomende correctie aan de aanvullende endogene term worden toegevoegd.

Reactie op de zienswijze

De VREG neemt kennis van de opmerking. Op basis van verder onderzoek n.a.v. de zienswijze oordeelt hij dat de kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand (GRB) inderdaad fiscaal niet als beroepskosten worden aangemerkt, en hierdoor niet aftrekbaar zijn. In het wetboek inkomstenbelasting wordt in het artikel 198 §1, 5° bepaald: “§ 1. Als beroepskosten worden niet aangemerkt [...]

5° de gewestelijke belastingen, heffingen en retributies andere dan deze bedoeld in artikel 3 van de bijzondere wet van 16 januari 1989 betreffende de financiering van de Gemeenschappen en de Gewesten en andere dan deze ingevoerd door de Gewesten op het gebruik van voertuigen of op het gebruik van de openbare weg, alsmede de verhogingen, vermeerderingen, kosten en nalatigheidsinteressen met betrekking tot deze niet-aftrekbare belastingen, heffingen en retributies; [...]”.

De aanmaak, de financiering, het gebruik en de bijhouding van het Grootchalig Referentiebestand wordt geregeld door het decreet van 16 april 2004 houdende het Grootchalig Referentie Bestand (GRB), waarbij de financiering deels wordt gedragen door de nutssector waarvan de Vlaamse distributienetbeheerders voor elektriciteit en aardgas onderdeel uitmaken. Het aandeel van de nutssector wordt geïnd via een heffingsregeling dewelke dus haar oorsprong in Vlaamse regelgeving kent. Bijgevolg oordeelt de VREG dat de GRB-heffing als een gewestelijke heffing wordt geclassificeerd dewelke aldus niet als beroepskost wordt aangemerkt.

Daarom acht de VREG het aangewezen om, analoog aan de behandeling van de fiscaal niet-aftrekbare afschrijvingen inzake herwaarderingsmeerwaarden in de bestaande tariefmethodologie 2017-2020, de fiscaal niet-aftrekbare kosten inzake de GRB-heffing ook als onderdeel van de correctie voor vennootschapsbelasting aan de aanvullende endogene termen in de tariefmethodologie 2021-2024 toe te voegen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden.

Aan *paragraaf 5.6.4 van de hoofdtekst* wordt in de oplijsting van de betreffende correcties inzake vennootschapsbelasting volgende toevoeging gedaan:

“- De kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand zijn fiscaal niet aftrekbaar¹⁰³ en werken bijgevolg belasting verhogend;”

Verder worden in *paragraaf 7 van de bijlage 2* de inleiding als volgt aangepast:

“De VREG voert drie correcties door op de in de tariefmethodologie aangeboden winstmarge aan de distributienetbeheerder vanuit de toepassing van de normatieve wacc op de RAB (activa aan resterende historische aanschaffingswaarde zonder hun herwaarderingsmeerwaarden) en het nettobedrijfskapitaal. Door de correcties kan de distributienetbeheerder de volgens het CAPM voorziene winstmarge na vennootschapsbelasting effectief bereiken. Elke distributienetbeheerder wordt immers geconfronteerd met drie bijkomende elementen bij de berekening van zijn vennootschapsbelasting:

- De kosten van de afschrijvingen op de herwaarderingsmeerwaarden reduceren de boekhoudkundige winst maar zijn fiscaal niet aftrekbaar en werken bijgevolg belastingverhogend. (par. 7.1)
- De winstaf trek voor risicokapitaal, de zogenaamde notionele interestaf trek¹⁰⁴, heeft geen invloed op de boekhoudkundige winst maar werkt belastingverlagend. (par. 7.2)
- De kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand zijn fiscaal niet aftrekbaar en werken bijgevolg belasting verhogend. (par. 7.3)”

Bijgevolg wordt ook een *nieuwe paragraaf 7.3 aan diezelfde bijlage 2* toegevoegd:

“7.3 Kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand

De kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand zijn fiscaal niet aftrekbaar¹⁰⁵. Dit verhoogt de belasting t.o.v. de situatie indien de vennootschapsbelasting alleen zou toegepast worden op de boekhoudkundige winst. Indien de VREG in de tariefmethodologie met de hogere vennootschapsbelasting geen rekening zou houden, zal de vergoeding na vennootschapsbelasting voor de aandeelhouders lager liggen dan nodig volgens het CAPM. Om onderinvesteringen te vermijden, is een correctie nodig.

Tabel 12 Berekening correctie bij distributienetbeheerder voor fiscaal niet-aftrekbare kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand (GRB)

	Situatie verwacht vanuit CAPM	Werkelijke situatie distributienetbeheerder met H = heffing GRB	
		Zonder correctie door de VREG	Met extra inkomen C toegelaten door VREG ¹⁰⁶

¹⁰³ WIB 1992 artikel 198.

¹⁰⁴ Federale Overheidsdienst Financiën.

¹⁰⁵ WIB 1992 artikel 198.

¹⁰⁶ De boekhoudkundige winst wordt dan W+C.

	Boekhoudkundige winst W	Fiscaal	
Winst	+W	+W+H	+(W+C)+H
Vennootschapsbelasting	-W.T	-(W+H).T	-(W+C+H).T
Resultaat: toegelaten winstmarge	W.(1-T) (1)	W-(W+H).T	(W+C)-(W+C+H).T (2)

Uit de vergelijking tussen (1) en (2) volgt de correctie van het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder:

$$C_{H,j,i} = \frac{H_{j,i} \times T}{1 - T}$$

Formule 34

Met hierin:

$C_{H,j,i}$ De opwaartse correctie van het toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder i voor kalenderjaar j ter compensatie van de verhoogde vennootschapsbelasting t.g.v. de fiscaal niet-aftekbare kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootschalig Referentiebestand. (EUR)

$H_{j,i}$ De ex-ante verwachte kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootschalig Referentiebestand door distributienetbeheerder i in jaar j . (EUR)

T De vennootschapsbelasting (0,25).

Deze correctie wordt ex-ante toegepast op het toegelaten inkomen voor distributienetbeheerder i voor endogene kosten in jaar j zoals dat volgt uit de methode van benchmarking zoals vermeld in de hoofdtekst van de tariefmethodologie.”

Door toevoeging van voorgaande paragraaf wijzigt in bijlage 2 de paragraaf 7.3 naar paragraaf 7.4 en wordt deze als volgt aangepast:

“De som van hogervermelde correcties omvat de totale correctie $VNB_{j,i}$ zoals die wordt vermeld in formule 3 in de hoofdtekst van de tariefmethodologie betreffende de bepaling van het toegelaten inkomen van een distributienetbeheerder uit zijn distributienettarieven voor zijn endogene kosten. Het is daarin een correctie op de uit de trendberekening bekomen toegelaten inkomsten van de distributienetbeheerder voor zijn endogene kosten. Dat inkomen bevat immers een winstmarge afgesteld op een vennootschapsbelasting zonder rekening te houden met de invloed van afschrijvingen op de herwaarderingsmeerwaarden, notionele interestaftrek en de kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootschalig Referentiebestand. Om de effecten wel in rekening te brengen wordt de additionele term $VNB_{j,i}$ toegevoegd. De correctie is initieel een inschatting ex-ante en is pas definitief gekend ex-post. Er zal dus een saldo ontstaan (saldo wordt besproken in volgende par. 7.5).

In formulevorm is $VNB_{j,i}$ aldus:

$$VNB_{j,i} = C_{A,j,i} + C_{NI,j,i} + C_{H,j,i}$$

Formule 35

Met hierin:

$VNB_{j,i}$	De correctie voor vennootschapsbelasting toegepast door de VREG op het inkomen van distributienetbeheerder i voor zijn endogene kosten in jaar j dat volgde uit het mechanisme van benchmarking (trend) van de endogene kosten. (EUR)
$C_{A,j,i}$	De correctie voorzien op het toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder i voor kalenderjaar j ter compensatie van de verhoogde vennootschapsbelasting t.g.v. de fiscaal niet-aftrekbare afschrijvingen op de herwaarderingsmeerwaarden, berekend volgens formule 31. (EUR)
$C_{NI,j,i}$	De correctie voorzien op het toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder i voor kalenderjaar j ter compensatie van de verlaagde vennootschapsbelasting t.g.v. de notionele interestaftrek, berekend volgens formule 32. (EUR)
$C_{H,j,i}$	De correctie voorzien op het toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder i voor kalenderjaar j ter compensatie van de verhoogde vennootschapsbelasting t.g.v. de fiscaal niet-aftrekbare kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootschalig Referentiebestand, berekend volgens formule 34. (EUR)

Door toevoeging van een nieuwe paragraaf 7.3 wijzigt in bijlage 2 de paragraaf 7.4 naar paragraaf 7.5 en wordt deze als volgt aangepast:

“Ex-post zal de correctie voor vennootschapsbelasting bij vaststelling van het toegelaten inkomen voor endogene kosten voor jaar j worden vergeleken met de werkelijke waarden voor:

1. het bedrag van de afschrijvingen van herwaarderingsmeerwaarden in dat jaar j ,
2. het gecorrigeerd bedrag aan risicokapitaal voor jaar j ,
3. het officiële tarief van de notionele interestaftrek in jaar j en
4. het bedrag van de kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootschalig Referentiebestand voor jaar j ,
5. indien het geval, het gewijzigde tarief van de vennootschapsbelasting voor jaar j .

Het verschil tussen ex-post en ex-ante correctie is een regulatorisch saldo. In formulevorm wordt het regulatorisch saldo voor vennootschapsbelasting dan als volgt uitgeschreven:

$$RS_{VNB,j,i} = \left(\frac{T_w}{1 - T_w} \times (A_{w,j,i} - (EV_{corr,w,j,i} \times NI\%_{w,j,i}) + H_{w,j,i}) \right) - VNB_{j,i}$$

Formule 36.

$RS_{VNB,j,i}$	Het regulatorisch saldo voor jaar j m.b.t. de vennootschapsbelasting voor distributienetbeheerder i ontstaan na afloop van het jaar j . (EUR)
T_w	Het werkelijk tarief van de vennootschapsbelasting in jaar j . (-)
$A_{w,j,i}$	De werkelijke afschrijvingen op de herwaarderingsmeerwaarden van distributienetbeheerder i in jaar j . (EUR)
$EV_{corr,w,j,i}$	Het gecorrigeerd bedrag aan risicokapitaal dat in aanmerking kwam voor de notionele interestaftrek voor distributienetbeheerder i voor het belaste jaar j (aanslagjaar $j+1$), aan maximale waarde. (EUR)
$NI\%_{w,j,i}$	Het werkelijke officiële tarief van de notionele interestaftrek voor jaar j voor de distributienetbeheerder i (aanslagjaar $j+1$). (-)
$H_{w,j,i}$	De werkelijke kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand van distributienetbeheerder i in jaar j . (EUR)
$VNB_{j,i}$	De door de VREG gehanteerde ex-ante correctie voor vennootschapsbelasting van het inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder i in jaar j , volgens voorgaande formule. (EUR) "

In de rapporteringsmodellen die door de distributienetbeheerder bij de VREG moeten ingediend worden, worden de voormelde toevoegingen eveneens in beschouwing genomen.

6.1.4 Zienswijze 95.

Zienswijze	Aanvulling bij tabel fusies en splitsingen van distributienetbeheerders in 2015-2019
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens Fluvius moeten zowel de afsplitsingen van de Waalse gemeenten in PBE en Gaselwest én de uitwisseling tussen Gaselwest en Imewo inzake de fusie van de gemeenten Deinze en Nevele (vanaf 1/1/2020) in Tabel 5 van de ontwerp-tekst van de tariefmethodologie worden opgenomen.

Reactie op de zienswijze

In de tariefmethodologie 2015-2016 enerzijds en de tariefmethodologie 2017-2020 anderzijds werd door de VREG in de beschouwde kosten, opbrengsten, activa en passiva enkel rekening gehouden met het werkingsgebied van de distributienetbeheerders in het Vlaamse gewest. Ook in de tariefmethodologie 2021-2024 wil de VREG deze werkwijze op consistente wijze toepassen. Het klopt dat PBE en Gaselwest de Waalse gemeenten in de afgelopen jaren hebben afgesplitst. De VREG oordeelt echter dat hiervoor geen aanpassing in de betreffende tabel 5 noodzakelijk is aangezien deze verschuivingen geen aanleiding geven tot een aanpassing inzake de endogene trendberekening. Na afsplitsing van de Waalse gemeenten dienen enkel de bepalingen zoals beschreven in de bijlage 3 van de tariefmethodologie 2021-2024 niet langer worden toegepast, terwijl dit voorheen wel het geval was.

Voor de uitwisseling tussen Gaselwest en Imewo inzake de fusie van de gemeenten Deinze en Nevele acht de VREG het wel aangewezen om de betreffende tabel 5 'Fusies en splitsingen van elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders in 2015-2019' in de geconsulteerde tekst van de tariefmethode aan te passen. Wel wijst de VREG erop dat, conform BESL-2018-106¹⁰⁷ van de VREG, Gaselwest op moment van opmaak van dit verslag nog steeds is aangewezen als distributienetbeheerder van het elektriciteits- en aardgasdistributienet van Deinze. Bij de vaststelling van het toegelaten inkomen kan met de per 1 januari 2021 geplande overdracht dan ook enkel rekening worden gehouden indien de aanwijzingsbeslissingen voor de betrokken distributienetbeheerders tijdig vooraf worden gewijzigd. Zoals in de ontwerptekst van de tariefmethodologie 2021-2024 aangegeven vereisen dergelijke operaties een aanpassing van de endogene trendberekening, rekening houdende met de bepalingen hieromtrent in de tariefmethodologie (par. 16, 17.3 en 17.4). Bijgevolg bepaalt het tijdstip van de eventuele toekomstige fusies en splitsingen in combinatie met de daaruit resulterende aanwijzingsbeslissingen van de VREG vanaf welke ogenblik een aanpassing in de endogene trendberekening wordt vertaald naar de periodieke distributienettarieven volgens de nieuwe samenstellingen van de distributienetbeheerders na de betreffende fusies en splitsingen.

Naar aanleiding van de zienswijze zal de VREG voor de volledigheid in de betreffende tabel 5 ook de toevoeging van de aardgasdistributienetten in Kampenhout en Steenokkerzeel bij aardgasdistributienetbeheerder Iveg vermelden (cfr. tariefmethodologie 2017-2020).

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden. In tabel 5 wordt aan de fusies en splitsingen volgende toevoegingen aangebracht:

- voor 1 januari 2018: Opname van de aardgasdistributienetten in Kampenhout en Steenokkerzeel door aardgasdistributienetbeheerder Iveg.
- 1 januari 2021: Overstap van deelgemeenten met postcode 9800 van de stad Deinze vanuit Gaselwest naar Imewo met voetnoot "N.a.v. de fusie van Deinze en Nevele tot Deinze. Overstap is voorzien o.a. volgens de beslissingen van de raden van bestuur van Imewo en Gaselwest in maart 2020 om een partiële splitsing door overneming door te voeren waarbij Imewo op 1 januari 2021 een deel van de activiteiten overneemt van Gaselwest, nl. voor ex-Deinze postcode 9800."

6.1.5 Zienswijze 96.

Zienswijze	Bezwaar tegen vooropgestelde hoogte en spreiding van de opgelegde kostenbesparing n.a.v. de fusie tot Fluvius
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

De distributienetbeheerders hebben bezwaren tegen de vooropgestelde werkwijze en meer bepaald tegen de hoogte en de spreiding van de voorgestelde besparing n.a.v. de fusie tot Fluvius System Operator cv. De distributienetbeheerders hebben immers een gevalideerd, bottom-up gedragen, becijferd synergieplan en bijhorend haalbaar besparingspotentieel uitgewerkt terwijl de VREG volgens Fluvius op geen enkele manier de vooropgestelde kostenbesparing onderbouwt.

¹⁰⁷ <https://www.vreg.be/nl/document/besl-2018-106>

In dat kader, en gelet op het feit dat belangrijke besparingen pas kunnen worden gerealiseerd na de nodige ICT-investeringen, vragen de distributienetbeheerders en hun werkmaatschappij dan ook aan de VREG om:

- het reële door de distributienetbeheerders en hun externe partners geïdentificeerde besparingspotentieel als referentie te gebruiken. Dit potentieel werd bepaald op basis van de aantoonbare uitgaven en besparingen, en het houdt rekening met de timing van de volledige integratie;
- de distributienetbeheerders de mogelijkheid te bieden de reeds gemaakte bottom-up oefening verder uit te breiden tot het jaar 2024 als ondersteuning voor het vastleggen van potentiële besparingen voor de volgende tariefperiode (2021-2024). De netbeheerders garanderen daarbij dat het resultaat op dat moment minstens gelijk zal zijn aan het geëxtrapolerde besparingspotentieel van de oefening voor 2022.

Fluvius geeft bovendien aan dat hij de aan de fusie gestelde randvoorwaarden niet zonder meer naast hem kan neerleggen waardoor het volgens hem niet aanvaardbaar is dat de VREG deze inroept om een hoger besparingspotentieel voorop te stellen.

Rekening houdend met de verschillende componenten van het besparingspotentieel, samen met de tijdslijn van de daartoe noodzakelijke investeringen, stelt Fluvius bovendien dat een lineaire besparingsstimulans, gespreid over twee regulatoire periodes, niet rijmt met het door de distributienetbeheerders en hun externe partners bepaalde reële besparingspotentieel gespreid in de tijd. De distributienetbeheerders vragen dan ook aan de VREG om de besparingsstimulans jaar per jaar in overeenstemming te brengen met het werkelijke besparingspotentieel zoals dit blijkt uit een realistische bottom-up besparingsoefening.

Reactie op de zienswijze

Zoals in de ontwerptekst van de tariefmethodologie aangegeven, baseert de VREG de werkwijze inzake de besparingsstimulans n.a.v. de fusie van de werkmaatschappijen op het onderzoek hieromtrent en de toepassing ervan in de tariefmethodologie 2017-2020.

De VREG is vertrouwd met de zienswijze. Wat de hoogte en spreiding van de opgelegde kostenbesparing betreft vermeldt de VREG analoge zienswijzen in het consultatieverslag RAPP-2018-10 van 20 september 2018 over de consultatie CONS-2018-05 met betrekking tot de wijziging van de tariefmethodologie 2017-2020 naar aanleiding van de invoering van de besparingsstimulans aan de elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders na de fusie van hun werkmaatschappijen¹⁰⁸.

In zienswijze nr. 7 van dit consultatieverslag zette de VREG uiteen waarom door hem niet gekozen werd voor het door de distributienetbeheerders geïdentificeerde besparingspotentieel. Ook de positie van de randvoorwaarden binnen het gestelde besparingspotentieel werd in zienswijze nr. 13 van het consultatieverslag van 20 september 2018 uitvoerig besproken, terwijl de motivatie voor de lineaire spreiding van de besparingen in zienswijze nr. 6 van het betreffende consultatieverslag werd behandeld.

Terzijde herinnert de VREG eraan dat het Hof van Beroep te Brussel in zijn arrest van 10 april 2019 besliste om de in de tariefmethodologie 2017-2020 door de VREG gehanteerde methodiek op dit aspect te bevestigen.

¹⁰⁸ https://www.vreg.be/sites/default/files/document/consultatieverslag_rapp-2018-10.pdf

De VREG ziet in de nu aangebrachte zienswijze geen nieuwe elementen die hem ertoe bewegen om het voorstel van tariefmethodologie voor 2021-2024 op dit punt te wijzigen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.1.6 Zienswijze 97.

Zienswijze	Is opgelegde kostenbesparing n.a.v. fusie tot Fluvius wel haalbaar?
Belanghebbende	Vlaams ABVV

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Het Vlaams ABVV stelt de vraag of Fluvius effectief in staat is om de opgelegde kostenbesparing n.a.v. de fusie tot Fluvius te behalen. De VREG-eisen mogen volgens haar niet ten koste gaan van het personeel.

Reactie op de zienswijze

Het door de VREG opgelegde besparingspotentieel te bereiken tegen 2024 werd afgeleid uit de documenten hierover die hij heeft ontvangen van de externe consultants die de distributienetbeheerders hebben bijgestaan of nog bijstaan. Het is vanuit hun perspectief en rekening houdende met de aan de fusie verbonden randvoorwaarden door de distributienetbeheerders dat zij een efficiëntiewinst van 150 miljoen euro mogelijk zien. Zoals ook in het consultatieverslag van 20 september 2018 (RAPP-2018-10¹⁰⁹) aangegeven richt de VREG overeenkomstig het vijfde decretale richtsnoer¹¹⁰ de toegelaten inkomsten naar dat haalbare kostenefficiëntieniveau. De VREG is m.a.w. van oordeel dat de besparingen haalbaar en een noodzakelijk gevolg van de fusie zijn, waartoe de distributienetbeheerders zelf autonoom hebben beslist.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.1.7 Zienswijze 98.

Zienswijze	Benchmarking van distributienetbeheerders uitvoeren
Belanghebbenden	Febeliec, POM Oost-Vlaanderen

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Over het toegelaten inkomen heeft Febeliec de vraag hoe de VREG overweegt een benchmarking uit te voeren voor de distributienetbeheerders.

¹⁰⁹ https://www.vreg.be/sites/default/files/document/consultatieverslag_rapp-2018-10.pdf

¹¹⁰ Energiedecreet art. 4.1.32 §1 5° de tarieven zijn een afspiegeling van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte vergelijkbare entiteit of activiteit.

POM Oost-Vlaanderen stelt dat zij blijft hameren op een goede Europese benchmarkstudie. De monopoliesituatie laat in Vlaanderen namelijk niet toe om deugdelijk te vergelijken, daarom is een vergelijking met Europese distributienetbeheerders geboden. POM Oost-Vlaanderen is blij dat VREG dit ook aanstipt als belangrijk, want dit mag niet op het achterplan terechtkomen.

Reactie op de zienswijze

In de tariefmethodologie wordt nu een benchmarking tussen de Vlaamse distributienetbeheerders uitgevoerd voor wat betreft de evolutie van hun endogene kosten t.o.v. hun sectorgemiddelde. Dit zet aan tot efficiëntie maar bevat nog het risico dat gemeenschappelijke inefficiënte kosten onder de radar blijven, o.a. door de samenwerking binnen de enige werkmaatschappij. De VREG heeft in de tariefmethodologie n.a.v. de fusie van de werkmaatschappijen de distributienetbeheerders opgedragen om hiervan gebruik te maken om de door de fusie inefficiënt geworden kosten te elimineren. Daarnaast werd in de tariefmethodologie voor 2021-2024 een verzekering ingebouwd dat de evolutie van de kosten minstens overeenstemt met de frontier shift waargenomen in gelijkaardige sectoren en activiteiten als het distributienetbeheer maar waar er concurrentie is.

De vraag blijft hoe de input (kosten) van de distributienetbeheerders zich verhoudt tot zijn output (netwerk) in vergelijking met andere distributienetbeheerders. De zienswijze wijst er terecht op dat er geen benchmarking is qua kostenefficiëntie met distributienetbeheerders in andere regio's of landen. De VREG verduidelijkt dat het belangrijk is dat benchmarking met een voldoende grote groep van netbeheerders wordt uitgevoerd. Op Europees niveau werk(t)en de regulatoren een benchmarking uit voor de efficiëntie van hun transmissienetbeheerders. Voor distributienetbeheerders bestaat dit (nog) niet op Europees niveau. Dit kan te maken hebben met het feit dat in andere landen dan België voldoende onafhankelijke distributienetbeheerders aanwezig zijn om een eigen nationale benchmarking uit te voeren, waardoor zij geen interesse hebben of noodzaak zien in een benchmarking van distributienetbeheerders op Europees niveau. Daarnaast kunnen er ook organisatorische (zoals het niet gelijklopen van reguleringsperiodes tussen landen) of juridische (geheimhouding van de data) moeilijkheden voor samenwerking zijn, alhoewel deze uiteindelijk wel konden opgevangen worden voor de transmissienetbeheerders, welke anderzijds wel veel kleiner in aantal zijn en procesmatig beter beheersbaar. Een belangrijke uitdaging is dat de netbeheerder-data uit de verschillende landen vergelijkbaar moet gemaakt worden (technisch, financieel, qua taken, enzovoort), waarvoor consultants moeten ingeschakeld worden. De VREG zag ondanks verschillende pogingen geen mogelijkheid om met buitenlandse regulatoren een benchmarking uit te voeren in de voorbereiding van de reguleringsperiode 2021-2024.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.2 M.b.t. exogene kosten

6.2.1 Zienswijze 99.

Zienswijze	Lijst inzake exogene kosten is niet volledig
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens Fluvius System Operator is de lijst van de VREG m.b.t. exogene kosten te beperkt en moet deze aangevuld worden met:

- aankopen netverliezen:

De netbeheerders hebben volgens Fluvius weinig of geen invloed op volume en prijs. De hoeveelheden worden volgens Fluvius vooral bepaald door externe invloedsfactoren waardoor de netbeheerders enkel op lange termijn de netverliezen zeer beperkt kunnen beïnvloeden, bv. via netversterking en materiaalkeuze. Bovendien kunnen éénmalige pieken volgens hem in zeer belangrijke mate de trend beïnvloeden, hetgeen volgens hem de reden was waarom de VREG het atypische jaar 2009 uit de referentieperiode voor het bepalen van de trend voor de reguleringsperiode 2015-2016 heeft verwijderd. Fluvius verzoekt de VREG dan ook zijn redenering te bevestigen en consequent door te trekken en minimaal de wijzigingen in de energieprijzen van de netverliezen als een exogene kost te beschouwen;

- sociale ODV's:

Volgens Fluvius is ook het saldo van de aan- en verkoop van energie ten behoeve van sociale klanten (sociale ODV) als een exogene kost te beschouwen. De verkoopprijs van elektriciteit voor sociale klanten wordt bepaald door de federale regulator CREG. De aankoopprijs zelf is het resultaat van een rigoureuze te volgen aanbestedingsprocedure;

- administratieve behandelingskosten van de opgelegde ODV's:

Fluvius verzoekt de VREG de administratiekosten, rechtstreeks gekoppeld aan de verwerking/uitvoering van de verschillende openbare dienstverplichtingen (REG, sociale ODV, GSC/WKC, ...) te beschouwen als een exogene kost;

- verworpen aftrek vennootschapsbelasting inzake GRB-heffing:

Fluvius stelt dat de GRB-heffing eigenlijk een gewestelijke heffing is die niet aftrekbaar is in de vennootschapsbelasting. Derhalve stelt hij voor om deze verworpen uitgave, als onderdeel van de GRB-heffing, aan de lijst van exogene kosten toe te voegen;

- kosten van nieuwe taken tijdens de lopende reguleringsperiode:

Fluvius verzoekt de VREG in geval van nieuwe en uitzonderlijke omstandigheden de desbetreffende kosten minimaal tijdens de lopende reguleringsperiode als exogeen te beschouwen. Hij denkt hierbij bv. aan de ombouw van de gasnetten, de mogelijk te dragen kosten inzake incassorisico van de energieleveranciers,...

Reactie op de zienswijze

De VREG ontving de zienswijze dat aankopen netverliezen als exogene kosten moeten erkend worden, reeds in de consultatie over de tariefmethodologie 2015-2016¹¹¹ en de

¹¹¹ VREG, Consultatieverslag van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 30 september 2014 met betrekking tot het vaststellen van de methode ter vaststelling van de distributienettarieven voor elektriciteit en aardgas voor de eerste reguleringsperiode 2015-2016, zienswijze nr. 15, p. 21 (http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/verslag_consultatie_3_tariefmethodologie.pdf).

tariefmethodologie 2017-2020¹¹² en reageerde daar toen op. Ook wat het niet beschouwen van het jaar 2009 in de referentieperiode voor de tariefmethodologie 2015-2016 betreft, verwijst de VREG naar zienswijze nr. 13 in het consultatieverslag over de tariefmethodologie 2017-2020 (RAPP-2016-12). De zienswijze brengt geen nieuwe elementen aan op dat vlak.

Analoog ontving de VREG de zienswijze dat sociale openbardienstverplichtingen enerzijds en de administratiekosten inzake openbardienstverplichtingen anderzijds als exogeen moeten erkend worden reeds in de consultatie over de tariefmethodologie 2015-2016¹¹³ en de tariefmethodologie 2017-2020¹¹⁴. Ook in de consultatie CONS-2016-03 over de wijziging van de tariefmethodologie 2015-2016 naar aanleiding van de invoering van de openbardienstverplichtingen aan de elektriciteitsdistributienetbeheerders ter stimulering van de infrastructuur voor elektrische voertuigen nam de VREG reeds kennis van de zienswijze dat de administratiekosten inzake openbardienstverplichtingen als exogeen moeten behandeld worden. De VREG verwijst hiervoor naar zijn reacties in de zienswijzen nrs. 2, 4, 8, 9, 14 en 15 in het consultatieverslag RAPP-2016-10¹¹⁵. De zienswijze brengt ook hier geen nieuwe elementen aan.

De VREG oordeelt bovendien dat de wijzigingen van de methodologie ter bepaling van de sociale maximumprijzen door de ministeriële besluiten van 3 april 2020 (tot wijziging van de ministeriële besluiten van 30 maart 2007 houdende vaststelling van de sociale maximumprijzen voor de levering van elektriciteit / aardgas aan de beschermde residentiële klanten met een laag inkomen of in een kwetsbare situatie)¹¹⁶ zijn oordeel omtrent de methodologische behandeling van deze kosten niet wijzigt. De VREG concludeert dat de voormelde wijzigingen geen aanleiding geven tot een aanpassing inzake de terugvordering van deze kosten bij de CREG. De aangegeven ministeriële besluiten bepalen enkel de wijze van vaststelling van de prijs, terwijl de grootte van de kost voor de distributienetbeheerders wordt bepaald door de koninklijke besluiten van 29 maart 2012. Voormelde koninklijke besluiten wijzigden niet voor wat betreft de vaststelling van de grootte van de kost van de sociale maximumprijzen voor de distributienetbeheerders.¹¹⁷

De VREG houdt in de tariefmethodologie 2021-2024 dezelfde stabiele werkwijze aan als in de tariefmethodologie 2015-2016 en de tariefmethodologie 2017-2020 voor wat betreft de kosten met betrekking tot de aankopen van netverliezen (en reconciliatie), sociale openbardienstverplichtingen en de administratieve kosten met betrekking tot openbardienstverplichtingen. Zoals gesteld, ziet de VREG in de zienswijze geen nieuwe elementen die hem ertoe zouden kunnen bewegen zijn standpunt te herzien. Elke distributienetbeheerder wordt door het endogene inkomstenplafond geprikkeld om te zorgen voor een efficiënt netbeheer. Endogene kosten worden daarbij ook verrekend in de periodieke

¹¹² VREG, Consultatieverslag van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 24 augustus 2016 over de consultatie CONS-2016-04 met betrekking tot het ontwerp van tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2017-2020, zienswijzen nr. 11, 13 en 36 (<https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2016-12.pdf>).

¹¹³ Zienswijze nr. 17, 20 van het consultatieverslag van 30 september 2014 (http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/verslag_consultatie_3_tariefmethodologie.pdf).

¹¹⁴ Zienswijzen nr. 4, 9, 10, 11, 14, 15 van het consultatieverslag van 24 augustus 2016 (<https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2016-12.pdf>).

¹¹⁵ <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2016-10>.

¹¹⁶ Zie MB van 3 april 2020 tot wijziging van het ministerieel besluit van 30 maart 2007 houdende vaststelling van sociale maximumprijzen voor de levering van elektriciteit aan de beschermde residentiële klanten met een laag inkomen of in een kwetsbare situatie, en MB van 3 april 2020 tot wijziging van het ministerieel besluit van 30 maart 2007 houdende vaststelling van sociale maximumprijzen voor de levering van aardgas aan de beschermde residentiële klanten met een laag inkomen of in een kwetsbare situatie.

¹¹⁷ Zie KB van 29 maart 2012 tot vaststelling van de regels voor het bepalen van de kosten van de toepassing van de sociale tarieven door de elektriciteitsbedrijven en de tussenkomstregels voor het ten laste nemen hiervan, en KB van 29 maart 2012 tot vaststelling van de regels voor het bepalen van de kosten van de toepassing van de sociale tarieven door de aardgasondernemingen en de tussenkomstregels voor het ten laste nemen hiervan (zoals beide gewijzigd door KB van 16 juni 2020, BS 22 juni 2020, 45.850).

distributienettarieven maar via het transparante mechanisme van nacalculatie in de tariefmethodologie, waarbij de hoogte en de algemene trend van de werkelijke endogene kosten wordt bevestigd. Het toegelaten inkomen wordt daarbij vastgesteld op het niveau en volgens de evolutie van de meest recente werkelijke efficiënte kosten.

Wat de verworpen aftrek vennootschapsbelasting inzake GRB-heffing betreft, oordeelt de VREG dat dit niet als een exogene kost maar wel als een aanvullende endogene term als onderdeel van de correctie vennootschapsbelasting kan beschouwd worden. De VREG verwijst naar zienswijze nr. 94 van voorliggend document voor de verdere behandeling van de betreffende kosten. Aan de exogene behandeling van de kosten inzake de GRB-heffing wijzigt niets.

Ook de zienswijze dat de kosten voor nieuwe en uitzonderlijke omstandigheden als exogeen moeten behandeld worden, ontving de VREG al in de consultatie over de tariefmethodologie 2015-2016¹¹⁸ en de tariefmethodologie 2017-2020¹¹⁹. De zienswijze brengt geen concrete nieuwe inzichten met zich mee die de VREG zijn houding doet herzien. De VREG zal, in geval van nieuwe en onvoorziene activiteiten, dan onderzoeken en oordelen hoe de eventuele nieuwe kosten moeten worden behandeld in de tariefmethodologie. In het geval een wijziging van de tariefmethodologie zou nodig zijn, dan zal de VREG over het voorstel van aanpassing overeenkomstig de regelgeving eerst publiek consulteren. Verder biedt de tariefmethodologie door het voorschotmechanisme de mogelijkheid tot financiële flexibiliteit om desgevallend sneller met nieuwe of uitzonderlijke endogene kosten te kunnen omgaan en dit zonder afbreuk te doen aan de prikkel voor kostenefficiëntie.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.2.2 Zienswijze 100.

Zienswijze	Waardeverminderingen op eventueel onterecht uitgekeerde premies zijn ook exogeen
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius stelt dat de mogelijke waardeverminderingen op eventuele onterecht uitgekeerde premies eveneens als een exogene kost moeten beschouwd worden.

Reactie op de zienswijze

Tijdens het aan de publieke consultatie voorafgaand overleg met de distributienetbeheerders werd in het proces-verbaal van de overlegvergadering van 27 februari 2020 door de VREG bevestigd dat waardeverminderingen op schuldvorderingen waarmee onterecht uitgekeerde minimumsteun voor steuncertificaten worden teruggevorderd, als exogeen behandeld worden. Analooq oordeelt de VREG dat ook de waardeverminderingen op schuldvorderingen waarmee onterecht uitgekeerde REG-premies worden teruggevorderd als exogeen behandeld moeten

¹¹⁸ Zienswijze nr. 14 van het consultatieverslag van 30 september 2014 (http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/verslag_consultatie_3_tariefmethodologie.pdf).

¹¹⁹ Zienswijzen nr. 17, 18 van het consultatieverslag van 24 augustus 2016 (<https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2016-12.pdf>).

worden. Het zijn allen correcties op exogene kosten, die dus niet als endogeen kunnen beschouwd worden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden. Aan paragraaf 5.4 punt 8 wordt volgende zin toegevoegd: “Bijkomend worden de kosten van waardeverminderingen op schuldvorderingen ten gevolge van fraudedossiers inzake onterecht uitgekeerde premies in rekening gebracht.”

6.2.3 Zienswijze 101.

Zienswijze	Retributies aan steden en gemeenten zijn geen exogene kosten
Belanghebbende	Vlaamse Ombudsdienst

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

De Vlaamse Ombudsdienst stelt dat ernstig getwijfeld kan worden aan het feit dat de door de Vlaamse elektriciteits- of aardgasdistributienetbeheerder te betalen retributies aan gemeenten voor het gebruik van het gemeentelijk openbaar domein als exogene kosten buiten hun invloedssfeer zouden liggen. De Ombudsdienst stelt dat de gemeenten als aandeelhouders van de distributienetbeheerder voor de retributies een modelreglement goedkeuren dat door hun eigen distributienetbeheerder is voorbereid. De gemeenteraden keuren dit reglement goed, waarna de distributienetbeheerder vervolgens vaststelt dat hij “geconfronteerd” wordt met de “exogene” kost voor retributies. De waarheid heeft volgens de belanghebbende ook haar rechten. De voorstelling van zaken lijkt niet te kloppen met de realiteit.

Reactie op de zienswijze

De distributienetbeheerders en de gemeenten en steden zijn allemaal van elkaar te onderscheiden rechtspersonen. Zo stelt de VREG bijvoorbeeld vast dat niet alle gemeenten bij eenzelfde distributienetbeheerder overgaan tot oplegging van de retributie. Het blijft een autonome beslissing van de gemeenteraad om de retributie in te voeren. De distributienetbeheerder kan de kosten niet vermijden of beheersen, tenzij hij minder of geen werken meer zou uitvoeren in het openbaar domein van de gemeente, wat een onmogelijke incentive is. De VREG oordeelt dan ook dat hij deze kosten moet blijven beschouwen als exogeen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.3 M.b.t. kwaliteitsprikkel

6.3.1 Zienswijze 102.

Zienswijze	Kwaliteitsprikkel voor tevredenheid van de netgebruiker
Belanghebbenden	Essenscia, Febeliec

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Essencia is van mening dat, net als voor het transmissienet, de kwaliteitsdoelstellingen ook gekoppeld zouden moeten worden aan de tevredenheid van de netgebruiker ten opzichte van hun netbeheerder.

Ook Febeliec wijst erop dat federaal goede resultaten behaald werden met andere doelstellingen die ook door de VREG zouden moeten meegenomen worden: de tevredenheid van netgebruikers ten aanzien van hun netbeheerder, maar ook van andere stakeholders (in het geval van Elia bijvoorbeeld ook de Users' Group), de realisatie van specifieke projecten (zowel investeringsprojecten als andere).

Febeliec heeft wel vragen met betrekking tot Tabel 3 en de minimale registratieperiode voor beoordeling, waarbij vaak naar meerdere kalenderjaren wordt verwezen en waarbij Febeliec hoopt dat hierbij rekening wordt gehouden met de situatie in de huidige periode voor de bepaling van de resultaten voor de prikkel in de periode 2021-2024. Febeliec verwijst in dit kader ook naar haar eerdere opmerkingen hieromtrent in eerdere consultaties van de VREG en hoopt dat er dus weldegelijk vanaf 2021 een kwaliteitsprikkel effectief zal worden toegepast.

Reactie op de zienswijze

De VREG erkent dat klantentevredenheid belangrijk is als kwaliteitsparameter voor de algemene dienstverlening van de distributienetbeheerder. In de tariefmethodologie 2017-2020 was het opgenomen in de kwaliteitsprikkel, waarbij er een competitie werd gecreëerd tussen de werkmaatschappijen, die met de distributienetgebruikers in contact stonden. Sinds hun fusie tot Fluvius System Operator in 2018, is die vergelijking niet meer mogelijk. In het voorstel van tariefmethodologie 2021-2024 werd de mogelijkheid geïntroduceerd tot het geven van specifieke financiële incentives. Dit is een werkwijze die momenteel op federaal niveau wordt toegepast. De VREG begrijpt uit de reacties en bevestigt dat dit alternatief moet kunnen gebruikt worden ter stimulering van de inspanningen van de distributienetbeheerders voor de tevredenheid van distributienetgebruikers en stakeholders. De VREG heeft op dit ogenblik echter nog geen concreet zicht op de wijze van invulling van de te behalen doelstellingen.

De VREG verduidelijkt dat de minimale registratieperiode in de kwaliteitsprikkel betekent dat de prikkel concreet financieel kan toegepast worden zodra er voldoende kwaliteitsdata uit vorige jaren (minstens gelijk aan de minimale registratieperiode voor die kwaliteitsparameter) beschikbaar is. De VREG beschikt in voorbereiding van de reguleringsperiode 2021-2024 over kwaliteitsdata van drie jaar: 2017, 2018 en 2019.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.3.2 Zienswijze 103.

Zienswijze	Heeft zero-sum kwaliteitsprikkel nog effect?
Belanghebbende	Gezinsbond

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

De Gezinsbond meent dat het zero-sum effect in het financieel effect de kwaliteitsprikkel over alle distributienetbeheerders in vraag kan gesteld worden omdat men werkt met één werkmaatschappij. De Gezinsbond vraagt een analyse van de effecten ervan. Een uitbreiding van de kwaliteitsprikkel is mogelijk nodig, echter zonder dat de investeringsmogelijkheden van de netbeheerders in het gedrang komen.

Reactie op de zienswijze

De kwaliteitsprikkel heeft een invloed op de hoogte van het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder en bijgevolg op de potentiële winstmarge, belangrijk voor de vergoeding aan de aandeelhouder van de distributienetbeheerder. Er is dus een concreet effect per distributienetbeheerder.

De VREG meent dat het feit dat de distributienetbeheerders werken met één werkmaatschappij, er nu nog niet toe leidt dat een vergelijking in kwaliteitsprestaties tussen netgebieden niet meer hoeft. Hij erkent wel dat, wanneer hij na verloop van tijd zou vaststellen dat de prestaties over de netgebieden gelijk worden en dus de verschillen kleiner, de prikkel mogelijk moet aangescherpt worden. Het wegvallen van de benchmarking op het vlak van tevredenheid van distributienetgebruikers en stakeholders zal er vermoedelijk voor zorgen dat de kwaliteitsprikkel hiervoor aangevuld wordt met specifieke financiële incentives (zienswijze nr. 102). Deze laatste werden nu nieuw toegevoegd aan de tariefmethodologie, zoals geconsulteerd.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.4 M.b.t. de netto frontiershift voor de elektriciteitsdistributienetbeheerders

6.4.1 Zienswijze 104.

Zienswijze	X'-waarde voor frontiershift is te laag
Belanghebbende	Febeliec

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Febeliec is ten eerste verbaasd dat de waarden voor de x'' factor (de netto frontiershift) laag zijn, met slechts 0,4% per jaar voor gas en zelfs helemaal geen frontiershift voor elektriciteit, wat zou willen betekenen dat er respectievelijk zo goed als geen dan wel helemaal geen productiviteitsverbetering door technologische vooruitgang (of toepassing best practices) meer mogelijk zou zijn voor de Vlaamse distributienetbeheerders. Het zou in tegenspraak zijn met de almaar versnellende vooruitgang in het energielandschap, uitrol van slimme meters, datamining, gezamenlijke platformen zoals Atrias of IoE van Elia en dergelijke meer. Febeliec verzoekt dat dit aspect permanent zou worden opgevolgd, teneinde te vermijden dat de tarieven voor netgebruikers niet-noodzakelijkerwijze (artificieel) hoog worden gehouden.

Reactie op de zienswijze

De VREG heeft een beroep gedaan op de expertise van een ervaren consultant om een omstandig gemotiveerd en redelijk voorstel op te maken voor gebruik van netto frontiershift in de

tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2021-2024. Zijn rapport¹²⁰ was onderdeel van de consultatie. De term ‘netto’ verwijst naar het verschil met de al aanwezige x-factor in de tariefmethodologie, die de evolutie van de sectorkosten weergeeft. Bij de Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders zijn volgens de analyse van de consultant efficiëntiewinsten door technologische verbeteringen merkbaar en is daarom geen bijkomende incentive nodig. Bij aardgas ontbreken de verbeteringen en is een bijsturing van de inkomstentrend volgens frontier shift wel nodig. De VREG kan uit de zienswijze niet afleiden wat er concreet aan dit onderzoek of aan de tariefmethodologie zou moeten aangepast worden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.4.2 Zienswijze 105.

Zienswijze	Toekomstige waarde trendmethodologie
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius stelt de toekomstige waarde van de trendmethodologie in vraag als er in de bepalingen van het endogene inkomen al rekening zal gehouden worden met de 3 genoemde productiviteitsverbeteringen, in casu de schaalvoordelen (t.g.v. fusie Fluvius), de ‘frontier shift’ (studie Oxera) en de ‘catch-up’ prikkel.

Reactie op de zienswijze

In hoofdstuk 4 van de studie door Oxera wordt nagegaan in hoeverre reeds een ‘frontier shift’ is vervat in de trendberekening en de daaruit resulterende x-waarde van de ontwerp tekst van de tariefmethodologie. Op die manier wordt vermeden dat aan de distributienetbeheerders een dubbele prikkel voor eenzelfde efficiëntieverbeteringen wordt opgelegd. Het gaat hierbij over minimaal vereiste efficiëntieverbeteringen die mogelijk blijken volgens de evoluties in de relevante sectoren en referentieperioden. Het is een dynamisch gegeven, geen statisch. Uit deze oefening stelde Oxera vast dat de ‘frontier shift’ productiviteitsverbetering al was vervat in de trendberekening voor de geregleerde activiteit elektriciteit, terwijl hij voor de geregleerde activiteit aardgas geen dergelijke ‘frontier shift’ in de trendmethodiek vaststelde.

Een ‘catch-up’ prikkel is nog niet voorzien in de tariefmethodologie. Bij de uitbouw van een ‘catch-up’ prikkel zal de VREG laten nagaan in hoeverre dergelijke ‘catch-up’ prikkel in de trendberekening en de daaruit resulterende x-waarde is vervat. Dit om te vermijden dat aan de distributienetbeheerders productiviteitsverbeteringen worden opgelegd dewelke reeds via de methodiek van de trendberekening worden omvat.

Dit betekent dat de gekende x-waarde, als resultaat van de methodiek inzake de trendberekening in de tariefmethodologie, steeds als basis voor de aan de distributienetbeheerders opgelegde productiviteitsverbeteringen fungeert. Voor eventuele bijkomende efficiëntieverbeteringen die aan de distributienetbeheerders worden opgelegd zal steeds worden nagegaan dat deze nog niet in de basisprikkel omvat zijn.

¹²⁰ https://www.vreg.be/sites/default/files/Tariefmethodologie/2021-2024/oxera_report.pdf

De toevoeging van de x' -factor aan de gekende x -waarde t.g.v. de methodiek inzake de trendberekening werd door de VREG uitvoerig in paragraaf 6 'Stimulans bij fusie van werkmaatschappijen' van de ontwerptekst van de tariefmethodologie toegelicht.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.4.3 Zienswijze 106.

Zienswijze	Het resultaat van de frontier shift voor de gereguleerde activiteit aardgas op een langere referentieperiode baseren
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Het resultaat van de frontier shift legt in de indexeringsformule een jaarlijkse besparing op van 0,4% op de endogene kosten voor aardgas. Dit resultaat is gebaseerd op een relatief recente en beperkte referentieperiode daar waar Oxera volgens Fluvius in de studie aangeeft dat het zijn voorkeur geniet om te werken met 2 "business cycles" in de periode 2003-2017. Indien dit uitgangspunt in rekening wordt gebracht geeft het resultaat van de studie volgens Fluvius aan dat er in aardgas een frontier shift van 0,2% van toepassing is.

Deze langere meer representatieve referentieperiode sluit volgens Fluvius meer aan bij de lange termijn politiek in investeringen en financiering van de distributienetbeheerders. Ook de sensitiviteitsanalyse op basis van de relevante referentiesectoren bevestigt volgens Fluvius dat een langere referentieperiode aanleiding geeft tot meer gematigde besparingsincentives.

Reactie op de zienswijze

Alle overwegingen die door Oxera werden gemaakt om tot de door hem voorgestelde netto frontier shift te komen, worden uitvoerig in de betreffende studie behandeld. In de zienswijze worden de overwegingen van de expert eenzijdig en onvolledig voorgesteld. Zo stelt Oxera o.m. dat bij de definitieve benadering voor de netto frontier shift meer gewicht wordt gegeven aan de meer recente 'business cycle' vanuit de assumptie dat meer recente data de productiviteitsgroei voor de volgende reguleringsperiode beter kan reflecteren. Het resultaat dat Oxera bekomt is bovendien wel degelijk gebaseerd op de data uit twee 'business cycles'. Door Oxera wordt in de studie echter op onderbouwde wijze aangegeven waarom hij voor de definitieve benadering van de netto frontier shift ervoor kiest om uit het resultaat van deze twee 'business cycles' het hogere eind van het bereik tot productiviteitsgroei te prefereren.

De resultaten uit de verschillende sensitiviteiten en alternatieve 'business cycles' werden door hem bovendien op geargumenteerde wijze afgezet t.o.v. de door hem voorgestelde netto 'frontier shift'.

In de zienswijze zijn geen argumenten vervat waaruit de VREG afleidt dat er bezwaar zou zijn tegen de door Oxera in acht genomen overwegingen waaruit hij concludeert om het hogere eind van het bereik tot productiviteitsgroei naar voor te dragen. Bijgevolg ziet de VREG in de zienswijze geen nieuwe elementen die hem ertoe zouden kunnen bewegen zijn voorstel op dit vlak te herzien.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.5 M.b.t. de financiële incentives.

6.5.1 Zienswijze 107.

Zienswijze	Financiële stimulans moet soms kunnen leiden tot malus.
Belanghebbende	Febeliec

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens Febeliec moet wat betreft de bijkomende financiële stimulansen een evenwicht worden gevonden tussen de doelstellingen en de bijhorende prikkel. Er moet worden nagedacht of de stimulans moet leiden tot een malus indien de doelstellingen niet worden verwezenlijkt. Hij verwijst naar dergelijke mogelijkheid bij de federale energieregulator in het kader van de tariefmethodologie van de transmissienetbeheerder. Daar wordt een deel van het inkomen verminderd met een bedrag dat daarna met een bijkomende stimulans kan worden terugverdiend, teneinde te garanderen dat alvast zeker een bepaald minimumniveau wordt behaald.

Reactie op de zienswijze

Het vooraf verminderen van de normale toegelaten inkomsten met een bedrag dat daarna kan worden terugverdiend door middel van een positieve financiële stimulans komt ongeveer op hetzelfde neer als het werken met een stimulans die negatief is (malus) wanneer een doelstelling niet wordt gehaald.

De federale aanpak zoals in de zienswijze vermeld, is een mogelijkheid. Men zou evenwel kunnen opmerken dat dergelijke maximale verlaging ex-ante gebaseerd lijkt op de negatieve verwachting dat de beoogde prestaties niet (of niet helemaal) door de distributienetbeheerders geleverd zullen worden. De reden kan ook zijn dat het gaat over een minimale dienstverlening die zeker moet en kan gehaald worden.

Volgens de geconsulteerde tariefmethodologie 2021-2024 stelt de VREG telkens bij de beslissing tot geven van een stimulans vast hoe die ex-ante in de toegelaten inkomens voor endogene kosten zal worden verwerkt. Er zijn dus geen vaste bepalingen hierover opgenomen. Een aanpak volgens deze in de zienswijze behoort bijgevolg tot de mogelijkheden maar dit moet per geval beoordeeld worden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.5.2 Zienswijze 108.

Zienswijze	Voorstander van positieve stimuli met een eerder beperkte impact op het toegelaten inkomen
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius is vragende partij voor de toepassing van positieve stimuli met een eerder beperkte impact op het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerders. Fluvius is van mening dat positieve stimuli de distributienetbeheerders zullen aanzetten tot doelgerichte innovatie en vernieuwing daar waar maatschappelijk relevant. De mogelijke impact van negatieve stimuli introduceert volgens Fluvius onaanvaardbare risico's op vlak van het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerders.

Reactie op de zienswijze

De VREG is voorstander om in het concept van de specifieke financiële stimuli geen te enge benadering op te nemen door de mogelijk negatieve financiële stimuli buiten beschouwing te laten. Negatieve financiële stimuli kunnen volgens hem aan de distributienetbeheerders een bijkomende prikkel geven, zeker wanneer de nood van de stimuli als pertinent wordt beoordeeld. Dit hoeft uiteraard niet te betekenen dat aan elke stimulans ook een negatieve prikkel wordt verbonden. Zoals verduidelijkt in de tariefmethodologie kan een stimulans positief, negatief of symmetrisch zijn.

Uit de zienswijze kan de VREG niet afleiden wat Fluvius verstaat onder een eerder beperkte impact van de financiële stimuli op het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder. In de zienswijze van Fluvius zijn bovendien geen argumenten opgenomen waarom het voorstel van de VREG een al te groot risico voor het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder zou betekenen. De VREG ziet in de zienswijze dan ook geen nieuwe elementen die hem ertoe zouden kunnen bewegen zijn standpunt te herzien.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.6 M.b.t. de voorschotregeling

6.6.1 Zienswijze 109.

Zienswijze	Strenge voorwaarden koppelen aan voorschotten
Belanghebbenden	Essencia, Febeliec

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbenden

Febeliec is van oordeel dat aan het toekennen van voorschotten strenge voorwaarden moeten zijn gekoppeld, niet alleen met betrekking tot de betrokken activiteiten en te bereiken doelen maar ook met betrekking tot de terugname en het tijdstip hiervan, waarbij de duurtijd aan een

redelijkheidstoets moet voldoen. Febeliec steunt ook een negatieve bijsturing, maar vraagt zich af hoe dit moet begrepen worden, nl. of VREG hieromtrent het initiatief zal nemen vermits het weinig waarschijnlijk lijkt dat netbeheerders dit zullen doen.

Essenscia staat achter een versnelde uitrol van de digitale meter. In dit opzicht is de mogelijkheid tot het bieden van voorschotten een goed initiatief. Hierbij merkt Essenscia op dat de toekenning van deze voorschotten dient te gebeuren onder duidelijke en strikte voorwaarden met betrekking tot onder andere de exacte, redelijke terugbetalingstermijn, de beoogde doelen en activiteiten.

Reactie op de zienswijze

De VREG verwijst naar de eerste voorwaarde voor het kunnen toekennen van voorschotten vermeld in de geconsulteerde tekst van de tariefmethodologie, nl. dat de noodzaak ervan door de distributienetbeheerder moet worden aangetoond door middel van rapportering over zijn endogene kosten over minstens een volledig semester en voorzien van een rapport van feitelijke bevindingen door de commissaris.

Wat betreft het moment van terugname van een voorschot laat de geconsulteerde tekst van de tariefmethodologie de keuze over aan de VREG op het moment van beslissing tot toekenning van een voorschot in het toegelaten inkomen uit de distributienettarieven. Er zijn geen expliciete termijnen opgelegd. Het is niet mogelijk om vooraf het ideale tijdstip voor terugname te kennen.

Gezien de onzekerheid over het moment van terugname van een voorschot, lijkt het best dat een alternatieve afrekening wordt toegevoegd, waarbij de voorschotten in mindering worden gebracht van de werkelijk gemaakte endogene kosten in de berekeningswijze van de inkomstentrend voor de volgende reguleringsperiode. Dit stemt misschien ook beter overeen met het karakteristieke doel van een voorschot, nl. een vorm van tijdelijke tarifaire dekking voor tijdelijke extra kosten (in het geval van een positief voorschot). Door de duidelijkheid over de terugname heeft dit model de voorkeur van de VREG.

De controle achteraf of de extra kosten ook werkelijk gemaakt werden, waarvan sprake in de zienswijze, lijkt logisch maar is door de aard van het berekeningsmechanisme in principe niet nodig. Immers in de tariefmethodologie ijlen inkomsten na op kosten, zodat wanneer de kosten lager zijn dan verwacht en nog lager in de trendberekening door het in mindering brengen van de voorschotten, ook de latere inkomsten (en distributienettarieven) zullen dalen.

Indien echter de distributienetbeheerder de kosten waarvoor het voorschot diende, niet kan maken wegens overmacht (bv. omwille van verplichtingen opgelegd in het kader van de COVID19-pandemie), kan door het mechanisme later een probleem ontstaan. Om in dergelijk geval te kunnen ingrijpen, moet in de tariefmethodologie meer flexibiliteit voorzien worden voor wat betreft het moment van de toekenning van een voorschot. De toekenning is normaliter altijd bij de vaststelling van het toegelaten inkomen van een volgend jaar. Indien echter de distributienetbeheerder door overmacht het voorschot in dat jaar niet kan aanwenden en dit aantoonbaar zou het automatische correctiemechanisme zoals besproken in de vorige paragraaf, zijn inkomsten in de volgende reguleringsperiode gaan beïnvloeden op een wijze dat de inkomsten niet geheel de werkelijke kosten volgen. De mogelijkheid wordt best voorzien dat de distributienetbeheerder dan kan vragen zijn voorschot op te heffen (aanvraag van negatief, tegengesteld voorschot volgens de voorgestelde procedure) wanneer hij te grote afwijkingen tussen zijn latere inkomsten en kosten wil vermijden.

De VREG erkent dat aanvragen voor een inkomstenverlagend voorschot uitzonderlijk kunnen zijn maar in principe niet geheel mogen uitgesloten worden. Dit zou het geval kunnen zijn wanneer een distributienetbeheerder door omstandigheden tijdelijk minder endogene kosten kan maken

dan gebruikelijk en noodzakelijk voor de uitvoering een efficiënt, verantwoord distributienetbeheer. Hij wenst dan dat die tijdelijke omstandigheid geen effect zou hebben op zijn toegelaten tarifaire inkomsten in de volgende reguleringsperiode.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 n.a.v. de zienswijze moet aangepast worden. Een alternatieve terugname van de voorschotten zal erin bestaan dat ze in mindering gebracht worden in de trendberekening voor de inkomsten van de distributienetbeheerders in de volgende reguleringsperiode. Dit wordt toegevoegd onder een nieuw pt. 7 in § 5.5.4.4.1: “De VREG kan als alternatief voor de werkwijze in pt. 6 ook beslissen dat hij in de berekening van de basisgedeeltes toegelaten inkomen voor endogene kosten voor de volgende reguleringsperiode(s¹²¹) (par. 5.5.3.2 p. 36) het bedrag van het voorschot voor datzelfde jaar als correctie in mindering zal brengen van de in dat jaar werkelijk gemaakte endogene kosten (formule 6 p. 47) van de distributienetbeheerder die het voorschot ontving.”

Deze alternatieve terugname geniet ook de principiële voorkeur van de VREG, hetgeen onder een nieuw pt. 8 in dezelfde paragraaf ook wordt aangegeven:” De VREG zal bij vastlegging van een voorschot principieel de voorkeur geven aan de werkwijze volgens pt. 7.”

De voorschotten kunnen, na onderzoek door de VREG van de aanvraag van de distributienetbeheerder volgens de procedure zoals beschreven in de geconsulteerde tekst, ook op andere momenten toegekend worden dan bij vaststelling van een toegelaten inkomen voor het volgende jaar. Pt. 5 in dezelfde paragraaf wordt hiervoor aangepast als volgt: “De VREG stelt de bedragen van de voorschotten en hun tijdstippen vast ($V_{j,i}$ in formule 3 p. 35).”

6.6.2 Zienswijze 110.

Zienswijze	Voorschotten op basis van budgetten en indien noodzakelijk gelijkmatig te spreiden
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator vraagt dat voorschotten ook op basis van door de distributienetbeheerders gebudgetteerde bedragen kunnen toegekend worden. De voorschotregeling moet volgens Fluvius tot doel hebben dat de distributienetbeheerder zijn werkelijk gemaakte kosten volledig en tijdig via het toegelaten inkomen kan recupereren. Het aantonen door budgettering maakt dat de voorschotten kunnen geïntegreerd worden in het toegelaten inkomen van het jaar waarin de kosten ook daadwerkelijk worden gemaakt, waardoor tijdige recuperatie mogelijk is.

Verder kan het volgens Fluvius in functie van de aard en duur van het initiatief noodzakelijk zijn de kosten gelijkmatig te spreiden over de tarifaire periode. Door gelijkmatige spreiding van de kosten over één of meerdere regulatoire periodes worden tarifaire schommelingen vermeden.

Reactie op de zienswijze

De VREG wenst erop te wijzen dat de huidige bepalingen in de tariefmethodologie reeds toelaten om een voorschot toe te kennen op basis van door de distributienetbeheerders gebudgetteerde

¹²¹ Ibidem.

bedragen, mits deze een overtuigende basis hebben vanuit werkelijk gemaakte kosten. De noodzaak tot toekenning van een voorschot dient aangetoond worden vanuit de boekhouding van de distributienetbeheerder en dit door middel van rapportering over de endogene kosten over minstens een volledig semester. Het is niet voldoende dat er ergens nieuwe kosten zijn. De VREG wenst een duidelijk globaal beeld dat de toegelaten inkomsten onvoldoende zullen zijn om de kosten te weerspiegelen. De VREG is er geen voorstander van om zonder concrete aftoetsing met de realiteit een voorschot toe te kennen louter op basis van budgetten van de distributienetbeheerders. De informatie-asymmetrie speelt bij budgetten grotendeels in het voordeel van de distributienetbeheerder, welke uit een verlangen naar financiële veiligheid zijn ramingen voldoende hoog kan maken.

Algemeen neigt de zienswijze naar een verzoek om endogene kosten exogeen te kunnen maken, waardoor de efficiëntieprikkel bij het maken van de kosten zou wegvallen. Dit zou conceptueel niet aanvaardbaar zijn.

De VREG ziet in de zienswijze geen argumenten waaruit blijkt dat de huidige bepalingen in de ontwerpakte van de tariefmethodologie niet toelaten om een gelijkmatige spreiding van de voorschotten te voorzien.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.7 M.b.t. regionaal objectiveerbare verschillen

6.7.1 Zienswijze 111.

Zienswijze	Aansluitdichtheid opnieuw onderzoeken als mogelijk ROV.
Belanghebbende	Distributienetbeheerder Fluvius Antwerpen

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius Antwerpen stelt dat de preliminaire studie omtrent de regionaal objectiveerbare verschillen uitgevoerd in opdracht van de VREG gebruik maakte van een beperkte dataset waar nog geen rekening werd gehouden met de oprichting van Fluvius Antwerpen en die gedeeltelijk als niet volledig of niet beschikbaar of niet bruikbaar werd gecatalogeerd. Fluvius Antwerpen is van oordeel dat het uitsluiten van het aspect aansluitdichtheid op basis van niet-significantie als bron van ROV onvoldoende werd gemotiveerd en vraagt om in overeenstemming met het Vlaamse Regeerakkoord en conform de bepalingen in art. 11.7.2 van de tariefmethodologie deze mogelijke bron van ROV verder te onderzoeken teneinde aansluitdichtheid alsnog in aanmerking zou kunnen komen als ROV.

Reactie op de zienswijze

De belanghebbende verwijst naar par. 11.7.2 in de tariefmethodologie betreffende de uitgangspunten m.b.t. het gebruik van regionaal objectiveerbare verschillen in de tariefregulering. Daarin is o.a. vermeld dat de VREG, wanneer hij daar een gegronde reden toe ziet, kan beslissen om te onderzoeken of een door een belanghebbende nieuw voorgestelde factor of

omstandigheid voldoet aan de criteria voor regionaal objectiveerbare verschil (ROV), evenals of een reeds onderzocht verschil, dat vroeger geen ROV was, alsnog in aanmerking zou kunnen komen als ROV.

De VREG heeft ter voorbereiding van de tariefmethodologie 2021-2024 aan een consultant gevraagd een onderzoek uit te voeren m.b.t. de aanwezigheid van regionaal objectiveerbare verschillen in de Vlaamse aardgas- en elektriciteitsdistributienetten¹²². De VREG is niet van oordeel dat gewerkt werd met een (te) beperkte dataset. De zienswijze zegt ook niet welke data concreet niet werden onderzocht. De consultant maakte in zijn rapport de volgende bemerking m.b.t. de data: “DNV GL stelt echter dat een meer diepgaande analyse niet direct nodig is. Het verzamelen en aanleveren van de gegevens heeft een periode van 3 maanden geduurd, en de vraag kan worden gesteld welke extra en betere gegevens kunnen worden aangeleverd indien extra tijd wordt uitgetrokken voor de gegevensverzameling. Bovendien kan een ROV alleen vastgesteld worden volgens de criteria op basis van efficiënt te identificeren data. Hoewel het wenselijk zou zijn om meer en betere gegevens te ontvangen, is er van een aantal mogelijke ROV nu eenmaal geen data.” De zienswijze geeft nu niet aan welke bijkomende, efficiënt te identificeren data nog bijkomend hadden kunnen worden onderzocht.

Een regionaal objectiveerbaar verschil is een verschil tussen twee of meer geografische zones in Vlaanderen. De (juridische) grenzen van de (nieuwe) netgebieden hebben in principe geen invloed op hun aanwezigheid.

De VREG concludeert dat hij op basis van de informatie in de zienswijze geen gegronde reden ziet om te overwegen of aansluitdichtheid alsnog als potentiële bron van ROV opnieuw moet onderzocht worden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.8 M.b.t. bepaling van het toegelaten inkomen

6.8.1 Zienswijze 112.

Zienswijze	VREG probeert alleen distributienettarieven te verlagen
Belanghebbende	VVSG

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

VVSG vraagt om de voorgestelde tariefmethodologie te herbekijken. De tariefmethodologie focust louter op een verlaging van de distributienettarieven, wat een te enge invulling van het begrip algemeen belang is. De steden en gemeenten verwachten in de periode 2020-2025 ca. 535 miljoen euro minder aan dividenden te ontvangen dan opgenomen in hun meerjarenplan 2020-2025 van einde 2019. De VVSG kan zich niet vinden in een voorstel dat de kostprijs van de beoogde hervorming afwentelt op het lokale bestuursniveau. Bovendien wordt de versnelde uitrol van de digitale meters door de methodologie doorkruist. Het is volgens VVSG onzeker dat

¹²² DNV GL, 20/9/2019, Onderzoek m.b.t. ROV's bij Vlaamse elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders.
https://www.vreg.be/sites/default/files/19-0990_dnv_gl_-_vreg_-_rov_-_finaal_rapport.pdf

de distributienetbeheerders voldoende kapitaal zullen kunnen vinden tegen een aanvaardbare prijs.

Reactie op de zienswijze

De VREG erkent dat de in de tariefmethodologie gehanteerde kost voor eigen vermogen, waaruit dividenden voor de aandeelhouders, momenteel de Vlaamse steden en gemeenten, lager ligt dan in het verleden het geval was (4,08% na vennootschapsbelasting voor 2021-2024 tegenover 5,24% in 2017-2020), maar ontkent dat dit een doel op zich is. Het is een gevolg van de update naar marktconformiteit. Het is uitermate belangrijk dat de kapitaalkostenvergoeding marktconform is, opdat de investeerders in de volgende reguleringsperiode correct vergoed worden in verhouding tot het risico van hun investering.

De zienswijze focust sterk op de komende reguleringsperiode 2021-2024 en negeert aldus de stabiliteit van de tariefmethode op langere termijn, waarbij inkomsten na-ijlen op werkelijke, efficiënte kosten. Voor 2021-2024 heeft het management van de distributienetbeheerders de extra uitdaging om de synergievoordelen van de fusie van de werkmaatschappijen te realiseren. Wat betreft de mogelijke noodzaak aan bijkomend kapitaal in 2021-2024 zoals voor een versnelde uitrol van de digitale meter, wijst de VREG op het in de tariefmethodologie voorziene voorschotmechanisme, waarmee het toegelaten inkomen kan opgetrokken worden.

De zienswijze zegt niet concreet welk element in de berekening van de kapitaalkostenvergoeding in het consultatiedocument zou moeten gecorrigeerd worden. Het is voor de VREG dan ook onduidelijk hoe de tariefmethodologie concreet zou moeten aangepast worden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.8.2 Zienswijze 113.

Zienswijze	VREG wil vooral netkosten verlagen wegens de vele opgelegde kosten.
Belanghebbende	Vlaams ABVV

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Het Vlaams ABVV stelt dat de VREG wordt aangezet om de netkosten te verlagen omdat de elektriciteitsfactuur duur is door de aan de distributienetbeheerder opgelegde niet-netgerelateerde kosten vanuit de Vlaamse (en de federale) overheid. De VREG wil aldus ook de inkomsten van de gemeenten doen dalen, waardoor ze meer belastingen gaan heffen of gaan besparen. Via die omweg is er volgens de belanghebbende een verschuiving van middelen van de gemeenten naar het Vlaamse en het federale bestuursniveau. Zo'n verschuiving zou het gevolg moeten zijn van een doordachte politieke beslissing.

Reactie op de zienswijze

De VREG maakt de tariefmethodologie op volgens de richtsnoeren in het Energiedecreet en wil er aldus voor zorgen dat, o.a., de distributienettarieven een afspiegeling zijn van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte vergelijkbare entiteit

of activiteit¹²³. Zo werd de kapitaalkostenvergoeding in de tariefmethodologie 2017-2020 geüpdatet voor 2021-2024, werden synergiebesparingen opgelegd die haalbaar zijn door de fusie van de werkmaatschappijen Eandis en Infrac en werd voor de volgende reguleringsperiode een bijkomende efficiëntieprikkel voorzien bij aardgas (netto frontier shift), dit laatste omdat na onderzoek bleek dat dit nodig en verantwoord was qua evolutie in kostenefficiëntie. De werkwijze wat betreft het bepalen van de hoogte van het toegelaten inkomen volgens de trend van de redelijke endogene kosten uit het recente verleden is in principe ongewijzigd gebleven. Indien deze historische trend zou conflicteren met de plaats van de distributienetbeheerder in een nieuwe en belangrijke investeringscyclus, zoals een versnelde uitrol van digitale meters in de komende jaren, dan moet onderzocht worden of en hoe kan gebruik gemaakt worden van het in de tariefmethodologie beschreven voorschotmechanisme.

De belanghebbende geeft in zijn zienswijze niet aan wat er concreet aan de tariefmethodologie moet gewijzigd worden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.8.3 Zienswijze 114.

Zienswijze	Ander model van financiering mogelijk
Belanghebbende	Vlaams ABVV

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens het Vlaams ABVV is voor de huidige elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders een ander model van financiering mogelijk. Investerings kunnen integraal betaald worden uit de nettarieven, zodat de distributienetbeheerders geen kapitaalkosten meer hoeven te betalen en de distributienettarieven zouden dalen. Belangrijke vraag is dan wel wat er moet gebeuren met de winstuitkering aan de gemeenten.

Reactie op de zienswijze

De VREG beschouwt de zienswijze als een denkoefening. De VREG merkt op dat alvorens tot het voorgestelde model zou kunnen worden overgegaan, men eerst de schuldeisers bij de distributienetbeheerders volledig zou moeten terugbetalen, zonder hiervoor nieuwe leningen aan te gaan. Datzelfde geldt voor de aandeelhouders die hun kapitaal uit de onderneming zouden moeten kunnen halen, omdat zij geen dividend meer mogen ontvangen. Deze vermogensafbouw in combinatie met de noodzakelijke jaarlijkse operationele uitgaven en de vervangings- en uitbreidingsinvesteringen zou tot aanzienlijk hogere distributienettarieven leiden. De distributienettarieven zouden dan niet langer de efficiënte kosten weerspiegelen maar ook de vermelde vermogensafbouw (waarvoor er geen tarifair richtsnoer is in het Energiedecreet). De VREG is er niet van overtuigd dat het in de zienswijze voorgestelde model daarom beter zou zijn. De jaarlijkse netinvesteringen blijken ook niet constant en niet alle geplande werken worden ook tijdig gerealiseerd. Tarieven kunnen jaarlijks meer schommelen volgens de investeringen. De nieuwe grote investeringsprojecten zouden misschien niet meer kunnen gerealiseerd worden omdat de distributienetbeheerder die onmiddellijk moet betalen met alleen ontvangsten uit distributienettarieven.

¹²³ Energiedecreet Art. 4.1.32 §1 5°.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.9 M.b.t. regulatoire saldi

6.9.1 Zienswijze 115.

Zienswijze	Zijn alle volumerisico's gedekt?
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius vraagt de confirmatie dat alle volumerisico's gedekt zijn, m.a.w. zowel deze op basis van kW, kW max, kWh, kVAr en kVA, deze op basis van aantallen toegangspunten (vb. voor het datatarief), deze gekoppeld aan het overschrijdingstarief als deze gekoppeld aan het toegangsvermogen.

Reactie op de zienswijze

Zoals in paragraaf 5.6.2 van de ontwerptekst van de tariefmethodologie 2021-2024 aangegeven, bevestigt de VREG dat de inkomsten inzake endogene kosten van de distributienetbeheerder worden gegarandeerd gelijk aan het toegelaten budget voor endogene kosten. Bijgevolg is inderdaad het volumerisico voor alle tariefdragers gedekt.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.9.2 Zienswijze 116.

Zienswijze	Regulatoire saldi bij gewijzigde distributienettarieven gedurende het jaar moeten voor de gasactiviteit eveneens de parameter graaddagen beschouwen
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius stelt dat naast het tijdsgewogen gemiddelde voor de gasactiviteit eveneens de parameter graaddagen zou moeten meegenomen worden bij de bepaling van de regulatoire saldi bij gewijzigde distributienettarieven gedurende het jaar.

Reactie op de zienswijze

Indien binnen een kalenderjaar opeenvolgend periodieke distributienettarieven van meer dan één tariefvoorstel werden toegepast, gebeurde dit op basis van verschillende toegelaten inkomens die door de VREG werden vastgesteld. Zoals ook in de ontwerptekst van de

tariefmethodologie 2021-2024 aangegeven, bepaalt de VREG het toegelaten inkomen steeds op jaarbasis en per kalenderjaar, ongeacht of en het moment waarop de daarvan afgeleide periodieke distributienettarieven in dat jaar van kracht zullen worden. In de bepaling van het toegelaten inkomen wordt dus geen rekening gehouden met de graaddagen.

De VREG begrijpt de redenering achter de zienswijze, nl. dat de afname van aardgas sterk schommelt doorheen het jaar en dat met de temperatuur zou kunnen rekening gehouden worden wanneer men de opdeling wil maken in exogene en endogene inkomsten. Anderzijds zou dit louter resulteren in een herverdeling van regulatoire saldi, dus in een ander indeling van kosten die later exogeen gaan doorgerekend worden.

De VREG merkt bovendien op dat de opsplitsing van de jaarlijkse opbrengsten uit periodieke distributienettarieven over een exogeen en endogeen gedeelte vanaf 2021 voor de financiering van de distributienetbeheerder van ondergeschikt belang wordt. Dit aangezien de opdeling van deze opbrengsten louter dient ter bepaling van respectievelijk de regulatoire saldi inzake exogene kosten en de regulatoire saldi inzake volumerisico's. Aangezien in paragraaf 5.6.7 van de ontwerpakte van de tariefmethodologie 2021-2024 wordt bepaald dat elk nieuw regulatorisch saldo over twee jaar wordt afgebouwd, is er niet langer een verschil in de afbouwregels voor de verschillende regulatoire saldi.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.9.3 Zienswijze 117.

Zienswijze	Wijze van verrekening regulatoire saldi
Belanghebbende	Febeliec

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Febeliec stelt zich de vraag hoe hoog de regulatoire saldi voor de reguleringsperiode 2017-2020 zijn en of hiermee ook rekening zal worden gehouden bij de bepaling van de tarieven voor de periode 2021-2024. Febeliec geeft ook aan dat de opbouw van aanzienlijke saldi moet vermeden worden.

Reactie op de zienswijze

Analoog aan de tariefmethodologieën 2015-2016 en 2017-2020 zullen in de komende reguleringsperiode de distributienettarieven jaarlijks door de VREG worden vastgesteld voorafgaand aan het jaar waarop de distributienettarieven van toepassing zullen worden.

De hoogtes van de regulatoire saldi worden jaarlijks door de VREG vastgesteld en in het jaarlijks door de VREG toegelaten inkomen doorgerekend volgens de afbouwregels voorzien in de tariefmethodologie. Nieuwe saldi zijn ten laatste gekend in het jaar volgend op het boekjaar waarin ze zijn ontstaan en zullen dan voor het eerst verwerkt worden in de distributienettarieven van het daaropvolgende kalenderjaar. De in de geconsulteerde tariefmethode voorgestelde aanpak is een afbouw van elk nieuw saldo over de daaropvolgende twee jaar (telkens 50%). Na twee jaar is het saldo dan volledig verdwenen. Dit betekent dat de regulatoire saldi niet gedurende een volledige reguleringsperiode worden opgebouwd (zoals het geval was in de

periode 2009-2014 onder toezicht van de CREG), maar van zodra als mogelijk in de periodieke distributienettarieven worden verwerkt. Op die manier wordt het risico op de aangroei van significante regulatoire saldi zoveel als mogelijk gemitigeerd.

Inzake de concrete hoogte van de jaarlijkse regulatoire saldi verwijst de VREG naar zijn beslissingen hierover zoals terug te vinden in de documentendatabank op de website van de VREG¹²⁴.

Aangezien de VREG jaarlijks een toegelaten inkomen voor de distributienetbeheerders vaststelt, kunnen de distributienetbeheerders ook jaarlijks ex-ante een budget inzake exogene kosten en aanvullende endogene termen ter goedkeuring aan de VREG voorleggen, hetgeen hen toelaat in te spelen op de laatst gekende realiteit (zoals wijzigingen in openbaardienstverplichtingen, bv. REG-premies). Deze methodiek laat eveneens toe om de aangroei van significante regulatoire saldi zoveel als mogelijk te vermijden.

De VREG verwijst hierbij ook naar zijn reactie op Zienswijze 125.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.9.4 Zienswijze 118.

Zienswijze	Waarom slechts de helft van de regulatoire saldi meenemen in de afbouw voor elk jaar?
Belanghebbende	Febeliec

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Febeliec stelt zich de vraag waarom wordt voorgesteld slechts de helft van de regulatoire saldi mee te nemen in de afbouw voor elk jaar. Volgens Febeliec betekent dit dat men niet alleen een niet-noodzakelijke mismatch tussen de reële kosten voor het net en de tarieven langer laat duren, maar daarnaast ook mogelijkerwijze steeds saldi blijft opbouwen doorheen de tijd. Zeker wanneer de saldi positief zijn betekent dit dat de netgebruikers structureel volgens Febeliec te veel blijven betalen voor het net via hun tarieven.

Reactie op de zienswijze

Het geconsulteerde voorstel betreft de afbouw van elk nieuw ontstaan regulatoir saldo over de volgende twee jaar. Er is dus geen opbouw over de tijd.

De VREG is geen voorstander om elk nieuw regulatoir saldo telkens onmiddellijk volledig (100%) te verwerken in de volgende periodieke distributienettarieven, omdat dit op termijn continu onregelmatige tariefschommelingen veroorzaakt zonder transparantie voor de distributienetgebruikers die de op- en neergaande periodieke distributienettarieven betalen. De VREG meent dat het voorstel niet logisch is wanneer gekeken wordt naar hoe de saldi ontstaan binnen de tariefmethodologie. De jaarlijkse regulatoire saldi zijn onderhevig aan fluctuaties, met tekorten en overschotten die elkaar zullen afwisselen en aldus deels opheffen. De waarde van 50% blijkt een redelijke keuze, terugkijkend op de ervaring met de meer gefragmenteerde afbouw

¹²⁴ <https://www.vreg.be/nl/documenten-databank>

van saldi toegepast volgens de tariefmethodologieën 2015-2016 en 2017-2020. De nieuwe aanpak maakt het de distributienetbeheerders ook administratief financieel gemakkelijker.

Bovendien wijst de VREG erop dat de periodieke distributienettarieven jaarlijks worden vastgelegd op het einde van het jaar voorafgaand aan het jaar waarop de periodieke distributienettarieven van toepassing zullen worden. Deze methodiek laat toe om een jaarlijks budget voor exogene kosten en aanvullende endogene termen vast te stellen hetgeen de opbouw van belangrijke exploitatiesaldi kan vermijden. Door de periodieke distributienettarieven jaarlijks opnieuw vast te stellen, waarbij voor de exogene kosten en aanvullende endogene termen rekening wordt gehouden met de laatst gekende realiteit, sluit de VREG de periodieke distributienettarieven zo nauw mogelijk aan bij de achterliggende kosten van de distributienetbeheerder. Uiteraard ook met respect voor het vijfde decretale richtsnoer¹²⁵ waarbij de VREG het toegelaten inkomen richt naar het beste kostenefficiëntieniveau voor de distributienetbeheerders.

De VREG verwijst hierbij ook naar zijn reacties op zienswijzen nrs. 117 en 125

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.10 M.b.t. regulatoire boekhoudkundige voorschriften

6.10.1 Zienswijze 119.

Zienswijze	Geen boekhoudkundige registraties per distributienetbeheerder en per activiteit op het niveau van de werkmaatschappij
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius stelt dat het op niveau van de werkmaatschappij systeemtechnisch onmogelijk is een boekhouding per distributienetbeheerder, per activiteit bij te houden. Bij de doorrekening van de kosten en opbrengsten van de werkmaatschappij naar de distributienetbeheerder gebeurt de correcte opsplitsing naar de betreffende distributienetbeheerders en activiteiten op basis van masterdata kenmerken, verdeelsleutels, afrekenregels enz. Maar zoals ook gevraagd in punt 14.3 van het consultatiedocument zal Fluvius jaarlijks via een methodenota aantonen dat de kosten en opbrengsten correct toegewezen worden.

Reactie op de zienswijze

Zoals in paragraaf 13.4 'Regulatoire boekhoudkundige voorschriften - Algemene bepalingen' van de ontwerp tekst van de tariefmethodologie aangegeven, zijn de betreffende regulatoire voorschriften enkel van toepassing voor de distributienetbeheerders waarop de tariefmethodologie 2021-2024 van toepassing is. De VREG begrijpt dat een dergelijke opsplitsing van de boekhoudkundige registraties op het niveau van de werkmaatschappij niet steeds mogelijk is. Mede omwille van die reden werden door de VREG aan de ontwerp tekst van de

¹²⁵ Art. 4.1.32, §1, 5° Energiedecreet.

tariefmethodologie 2021-2024 ook bijkomende bepalingen inzake kostenverificatie en onderzoek naar de afwezigheid van kruissubsidiëring toegevoegd in een nieuwe paragraaf 14. Deze paragraaf voorziet daarbij in een methodenota die door de werkmaatschappij jaarlijks moet worden opgemaakt dewelke de VREG o.a. moet toelaten voldoende inzicht te krijgen in de wijze waarop door de werkmaatschappij de kosten en opbrengsten aan de activiteiten van de distributienetbeheerders worden gealloceerd.

Gezien de nieuwe bepalingen in paragraaf 14 van de ontwerptekst van de tariefmethodologie 2021-2024 gaat de VREG akkoord om de betreffende bepaling inzake de boekhoudkundige registraties door de werkmaatschappij uit paragraaf 13.4 van de ontwerptekst van de tariefmethodologie te schrappen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 aan de zienswijze moet aangepast worden.

Naar aanleiding van de toevoeging van par. 14 ‘Kostenverificatie en afwezigheid van kruissubsidiëring’ in de geconsulteerde tariefmethodologie, wordt in paragraaf 13.4 volgende passage geschrapt:

“Deze bepalingen gelden eveneens voor de werkmaatschappij waarvan een distributienetbeheerder onderdeel uitmaakt. De werkmaatschappij maakt daartoe in haar boekhouding een bijkomende onderverdeling van de boekhoudkundige registraties per distributienetbeheerder per activiteit.”

6.10.2 Zienswijze 120.

Zienswijze	Duidelijk gescheiden boekhouding tussen door de VREG gereguleerde en overige activiteiten
Belanghebbende	Febeliec

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Febeliec pleit voor een duidelijk gescheiden boekhouding tussen gereguleerde en niet-gereguleerde (of elders gereguleerde) activiteiten.

Reactie op de zienswijze

Zoals in paragraaf 13.4 van de ontwerptekst van de tariefmethodologie wordt bepaald, voert de distributienetbeheerder een afzonderlijke boekhouding voor zijn gereguleerde distributienetactiviteiten en voor zijn andere activiteiten, zoals hij zou doen indien deze activiteiten door verschillende bedrijven werden uitgevoerd.

Bijkomend zet de VREG via paragraaf 14 van de ontwerptekst van de tariefmethodologie bepalingen op teneinde op gedocumenteerde en consistente wijze na te gaan dat n.a.v. de kostenallocatie geen inbreuken op het veertiende richtsnoer van het Energiedecreet¹²⁶ worden vastgesteld.

¹²⁶ Artikel 4.1.32, §1, 14° Energiedecreet.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.10.3 Zienswijze 121.

Zienswijze	Correcte inzet en afschrijvingen van de activa m.b.t. teletransmissie en optische vezels
Belanghebbende	Febeliec

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Febeliec stelt vast dat in de gereguleerde activa voor elektriciteit en gas wordt verwezen naar teletransmissie en optische vezels en gaat ervan uit dat deze oftewel enkel dienen voor deze activiteiten dan wel dat er een correcte toewijzing van de kosten is naar de verschillende activiteiten. Daarenboven stelt Febeliec zich de vraag of een afschrijvingsperiode van 10 jaar hiervoor een correcte inschatting is.

Reactie op de zienswijze

Zoals voorzien in paragraaf 5.3.3 van de ontwerptekst van de tariefmethodologie 2021-2024 kan een elektriciteits- of aardgasdistributienetbeheerder inderdaad een exploitatievergoeding betalen voor het gebruik van netactiva dat toebehoort aan zijn werkmaatschappij, aan een autonoom gemeentebedrijf of zelfs aan een andere activiteit binnen dezelfde distributienetbeheerder. Een elektriciteits- of aardgasdistributienetbeheerder kan zo ook opbrengsten hebben voor het ter beschikking stellen van activa aan andere activiteiten binnen de distributienetbeheerder. Deze vergoedingen, mits op een correct niveau, vermijden het ontstaan van verboden kruissubsidiëring. Zowel de kosten van de betreffende activa en de eventuele opbrengsten uit de recuperatie bij o.m. andere activiteiten maken onderdeel uit van de endogene kosten. Omdat er wordt gewerkt met een toegelaten inkomen voor endogene kosten per distributienetbeheerder per jaar, afgeleid uit de endogene sectorkostentrend, ontvangt de distributienetbeheerder een ogenblikkelijke prikkel voor recuperatie van de kosten van de betreffende activa bij overige activiteiten, voor zover van toepassing.

Het actief 'Teletransmissie en optische vezels' en de afschrijvingstermijn over 10 jaar maakte reeds onderdeel uit van de bepalingen in de tarieven-KB's 2008. Ook in de tariefmethodologieën 2015-2016 en 2017-2020 was eenzelfde afschrijvingstermijn vervat. Rekening houdend met de wens voor tarifaire transparantie en stabiliteit gedurende een reguleringsperiode behoudt de VREG dan ook de bestaande boekhoudkundige afschrijvingstermijnen. Een eventuele wijziging van de afschrijvingstermijnen dient steeds grondig te worden onderzocht, verantwoord en voorbereid. De VREG ziet in de zienswijze geen argumenten waarom de afschrijvingstermijn van 10 jaar in vraag moet worden gesteld. Bijgevolg ziet de VREG geen concrete aanleiding om een aanpassing van de afschrijvingstermijn te overwegen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.10.4 Zienswijze 122.

Zienswijze	Afschrijvingstermijn digitale meter zou 10 jaar i.p.v. 15 jaar moeten zijn
Belanghebbende	Nelectra

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Volgens Nelectra is de afschrijvingstermijn voor de digitale meter (15 jaar) te lang en zou deze moeten teruggebracht worden naar 10 jaar.

Reactie op de zienswijze

De afschrijvingstermijn voor digitale meters werd vastgesteld op voorstel van de distributienetbeheerder op basis van hun kennis over de producten en garanties die leveranciers van dergelijke meettoestellen vandaag kunnen aanbieden. Hierover werd geconsulteerd door de VREG.¹²⁷

Ook in de tariefmethodologie 2017-2020 was reeds eenzelfde afschrijvingstermijn voor de digitale meters vervat. Rekening houdend met de wens voor tarifaire transparantie en stabiliteit gedurende een reguleringsperiode behoudt de VREG dan ook de bestaande boekhoudkundige afschrijvingstermijnen. Een eventuele wijziging van de afschrijvingstermijnen dient steeds grondig te worden onderzocht, verantwoord en voorbereid. De VREG ziet in de zienswijze geen argumenten waarom de afschrijvingstermijn naar 10 jaar moet teruggebracht worden. Bijgevolg ziet de VREG geen concrete aanleiding om een aanpassing van de afschrijvingstermijn te overwegen.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.10.5 Zienswijze 123.

Zienswijze	Enkel bij verkoop activa en i.h.k.v. structuurwijzigingen wordt de nettoboekwaarde van de herwaarderingsmeerwaarden uitgeboekt
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius stelt dat, zoals destijds overeengekomen met de CREG, de herwaarderingsmeerwaarden (historische en iRAB) enkel worden afgeboekt en in kosten genomen voor 2% per jaar. Enkel bij verkoop van assets en in het kader van structuurwijzigingen worden de betreffende herwaarderingsmeerwaarden ook mee uitgeboekt.

Reactie op de zienswijze

—

¹²⁷ Consultatiedocument van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 4 mei 2018 met betrekking tot de wijziging van de tariefmethodologie 2017-2020, CONS-2018-02.

De VREG begrijpt dat de nettoboekwaarde van buitendienst gestelde herwaarderingsmeerwaarden slechts volledig wordt uitgeboekt voor zover de uitboeking het gevolg is van een verkoop van de betreffende activa of structuurwijzigingen van de distributienetbeheerder. Teneinde te vermijden dat de betreffende bepaling in de ontwerptekst van de tariefmethodologie 2021-2024 aanleiding tot verwarring geeft, beslist de VREG enkele verduidelijkingen in de tekst aan te brengen.

De zienswijze leidt er niet toe dat de in de consultatietekst voorgestelde aanpak inzake de herwaarderingsmeerwaarden wordt gewijzigd. Er worden wel tekstuele aanpassingen doorgevoerd.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 n.a.v. de zienswijze moet aangepast worden.

In paragraaf 5.5.4.2.1 wordt de uitboeking van de herwaarderingsmeerwaarden bij slopen verduidelijkt: “Er zijn ook afboekingen van herwaarderingsmeerwaarden wanneer een materieel vast actief, waarvan de nettoboekwaarde nog herwaarderingsmeerwaarden bevat, door de distributienetbeheerder uit dienst wordt genomen naar aanleiding van een verkoop of in het kader van structuurwijzigingen van de distributienetbeheerder. In de tariefmethodologie hoeft hierbij enkel de eventuele meer- of minwaarde op de realisatie in rekening gebracht te worden, dit zal gebeuren via de gewone endogene kosten. De VREG begrijpt dat de distributienetbeheerders bij hun andere, interne slopingen geen afboekingskosten van herwaarderingsmeerwaarden hebben omdat deze al impliciet vervat zitten in de jaarlijkse afschrijvingskosten, die de kosten van de slopingen weerspiegelen. Onder de aanvullende endogene term m.b.t. herwaarderingsmeerwaarden wordt in de tariefmethodologie bijgevolg alleen de jaarlijkse afschrijvingskosten beschouwd. Bij de interne slopingen heeft de kost van de ermee samenvallende afboeking van de nettoboekwaarde van de aanschaffingswaarde van het actief nog wel een effect op het resultaat van de distributienetbeheerder, m.a.w. voor die kosten bij slopingen blijft een efficiëntieprikkel bestaan.”

Ook in formule 19 van paragraaf 5.5.4.2.1 wordt de omschrijving van de term $A_{HWMW,j,i}$ aangepast: “*Het ex-ante budget voor de afschrijvingskosten van de herwaarderingsmeerwaarden (historisch en iRAB) voor distributienetbeheerder i in het jaar j. (EUR)*”

Analoog wordt in formule 27 van paragraaf 5.6.5 de omschrijving van de term $A_{HWMW,ex-post,j,i}$ aangepast: “*De werkelijke afschrijvingskosten van de herwaarderingsmeerwaarden (historisch en iRAB) voor distributienetbeheerder i in het jaar j. (EUR)*”

In paragraaf 13.8 wordt volgende bepaling geschrapt: “..., aangevuld met de afboeking van de nettoboekwaarde van de herwaarderingsmeerwaarden op effectief gesloopte activa”.

6.11 M.b.t. Rapportering door distributienetbeheerders en commissaris

6.11.1 Zienswijze 124.

Zienswijze	Indiening ex-post rapporteringsmodel op 1 juni is onder voorbehoud
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Vermits de Algemene Vergaderingen van de verschillende distributienetbeheerders plaatsvinden tijdens de maand juni, geeft Fluvius aan dat de voorgestelde vervroegde indiening van de ex-post rapporteringen op 1 juni (i.p.v. 1 juli) onder voorbehoud van goedkeuring door de Algemene Vergaderingen zal plaatsvinden.

Reactie op de zienswijze

Zoals ook in de betreffende voetnoot in tabel 25 van de ontwerp tekst van de tariefmethodologie 2021-2024 is opgenomen, brengt de distributienetbeheerder de VREG ervan op de hoogte indien de rapportering nog zou wijzigen n.a.v. een beslissing van de Algemene Vergaderingen van de verschillende distributienetbeheerders.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.11.2 Zienswijze 125.

Zienswijze	Tijdige publicatie van de jaarlijkse periodieke distributienettarieven
Belanghebbende	Febeliec

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Febeliec vraagt zich af of de tarieven voor elk van de vier jaren van de periode reeds bij de aanvang van de reguleringsperiode zullen gekend zijn, zoals het geval is bij de transmissienetbeheerder (met een verrekening na de periode van de regulatoire saldi) dan wel dat deze telkens enkel voorafgaandelijk het volgende jaar zullen gekend zijn. In elk geval vraagt Febeliec dat de tarieven (en zeker alle mogelijke wijzigingen) zo spoedig mogelijk aan de netgebruikers worden medegedeeld, opdat deze zich daaraan tijdig kunnen aanpassen en zo onaangename verrassingen kunnen vermijden. Concreet stelt Febeliec voor dat de goedkeuringsprocedure zo wordt georganiseerd dat de tarieven uiterlijk op 1 oktober voorafgaand van het jaar van toepassing worden gepubliceerd.

Reactie op de zienswijze

Analoog aan de tariefmethodologieën 2015-2016 en 2017-2020 zullen ook in de komende reguleringsperiode de distributienettarieven jaarlijks door de VREG worden vastgesteld voorafgaand aan het jaar waarop de distributienettarieven van toepassing zullen worden. Deze methodiek laat de VREG toe om de opgebouwde regulatoire saldi zo snel als mogelijk in de periodieke distributienettarieven af te bouwen hetgeen het risico op de opbouw van significante regulatoire saldi mitigeert. Bovendien kunnen de distributienetbeheerders op die manier ook jaarlijks een budget inzake exogene kosten en aanvullende endogene termen aan de VREG voorleggen hetgeen hen toelaat in te spelen op de laatst gekende realiteit. Dit kan eveneens de opbouw van significante regulatoire saldi vermijden.

De distributienettarieven komen tot stand overeenkomstig de procedure voorzien in het Energiedecreet¹²⁸, dewelke o.m. wordt voorafgegaan door de rapportering door de

¹²⁸ Artikel 4.1.33, §3 Energiedecreet.

distributienetbeheerders aan de VREG van het vereiste budget voor de exogene kosten en aanvullende endogene termen m.b.t. het jaar X per 1 september van het jaar X-1. Ook al kan de VREG de intentie uitdrukken om te wensen te voldoen aan de zienswijze, de VREG kan dit dus niet absoluut garanderen.

De VREG publiceert overeenkomstig het Energiedecreet de tarieven en hun motivering binnen drie werkdagen na hun goedkeuring op zijn website. De VREG houdt rekening met een redelijke implementatietermijn voor de leveranciers¹²⁹.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden.

6.11.3 Zienswijze 126.

Zienswijze	Rekening houden met nieuw rekeningstelsel voor kapitaallose vennootschappen
Belanghebbende	Fluvius System Operator

Samenvatting van de zienswijze van de belanghebbende

Fluvius System Operator meldt dat het door de regulator gehanteerde rekeningstelsel in de rapporteringsmodellen dient rekening te houden met het nieuwe model voor kapitaallose vennootschappen zoals beschikbaar op de website van de balanscentrale.

Reactie op de zienswijze

De VREG begrijpt dat vanaf de jaarrekening over het boekjaar 2020 een nieuw jaarrekeningmodel van toepassing wordt op de elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders, waarbij het 'maatschappelijk kapitaal' wordt afgeschaft. Voor meer details inzake de achtergrond van de wijzigingen in het jaarrekeningmodel verwijst de VREG naar het betreffende CBN-advies van 16 oktober 2019¹³⁰. In de rapporteringsmodellen die door de distributienetbeheerder bij de VREG moeten ingediend worden, wordt met dit nieuwe jaarrekeningmodel rekening gehouden.

Conclusie

De VREG oordeelt dat het geconsulteerde voorstel van de tariefmethodologie 2021-2024 niet aan de zienswijze moet aangepast worden. De VREG houdt in de rapporteringsmodellen, die door de distributienetbeheerder bij de VREG moeten ingediend worden, rekening met dit nieuwe jaarrekeningmodel.

¹²⁹ Artikel 4.1.33, §5, tweede lid Energiedecreet.

¹³⁰ <https://www.cbn-cnc.be/nl/adviezen/van-een-kapitaalhoudende-bvba-naar-een-kapitaallose-bv>

7 Aanpassingen na consultatie

7.1 Overzicht van de aanpassingen van de ontwerpversie naar de definitieve versie van de tariefmethodologie n.a.v. de consultatie CONS-2020-03

7.1.1 Aan de hoofdtekst van de tariefmethodologie:

Zienswijze	Aanpassing
14	In §11.2.2 wordt in de toelichting bij de in Tabel 13 gebruikte afkortingen verduidelijkt dat de maandpiek afname het maximale afgenomen actieve <i>kwartier</i> vermogen in de netfacturatiemaand betreft.
16 en 33	In §11.2.2 wordt in de toelichting bij de in Tabel 13 gebruikte parameter 'F' volgende voetnoot toegevoegd: "Indien het meetsysteem niet toelaat om de forfaitaire hoeveelheid reactieve energie te bepalen op de wijze zoals vastgelegd in het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit, kan door de distributienetbeheerder geen tarief inzake reactieve energie worden aangerekend."
Zienswijze 27.	In §11.2.2 wordt toegevoegd: "Een uitzondering voor de toepassing van de minimale vermogensbandbreedte van 2,5 kW bij de berekening van de gemiddelde maandpiek wordt enkel toegestaan bij ongemeten punten op basis van de goedkeuring door de VREG van een technisch dossier ingediend door de distributienetbeheerder, waarbij hij aantoont dat het kwartiervermogen van de betreffende installatie permanent lager was en is dan 2,5 kW." Tevens wordt een voetnoot toegevoegd: "Ook voor ongemeten punten is er geen maximumtarief."
35	De betreffende formulering in §10.1.2 en §11.1.2 wordt verruimd tot elk uitdrukkelijk verzoek van een Trans LS klant dat aanleiding geeft tot aanpassing van zijn aansluiting of waardoor hij technisch zal worden aangesloten op een ander netvlak.
38	<ul style="list-style-type: none"> ▪ In §10.2.1 (Tabel 10 Tariefstructuur distributie elektriciteit 2021) en §11.2.2 (toelichting bij de in Tabel 13 Tariefstructuur periodieke elektriciteitsdistributietarieven voor afname 2022-2024 gebruikte afkortingen) wordt de omschrijving van het tarief databeheer zo aangepast dat de toepassing van het tarief <i>functie is van het spanningsniveau waarop de klant is aangesloten en, voor klanten op laagspanning, van het meetregime (per elementaire periode, maandelijks, jaarlijks)</i>; ▪ In deze paragrafen en ook in §11.2.1 (Tabel 12 Toewijzing kosten elektriciteitsdistributienetbeheerder aan tariefcomponenten 2022-2024) wordt verduidelijkt dat het tarief databeheer <i>geen kosten omvat gerelateerd aan het ter beschikking stellen van meetgegevens aan derde partijen</i>. ▪ Ten slotte wordt in de omschrijving de bijkomende toepassing van het databeheertarief voor productiemeters verruimd tot alle <i>productiemeters geplaatst door de</i>

	<p><i>distributienetbeheerder</i>. Conform art. 3.2.7 TRDE kan dit immers ook gebeuren voor andere doeleinden dan de toekenning van steuncertificaten.</p>
41	<p>De formulering in §10.2.3 en §11.2.5 wordt verruimd zodat de uitzonderingsregeling niet langer enkel van toepassing is op opslaginstallaties maar op alle vraagresponsmaatregelen, onafhankelijk van de technologie waarmee zij ondersteunende diensten leveren aan de transmissienetbeheerder.</p>
45, 46	<p>In par. 11.2.3 wordt volgende zin geschrapt: “Of deze tariefstructuur op een prosumant van toepassing is, wordt bepaald volgens zijn indeling zoals besproken in par. 11.2.4.3.”</p> <p>In par. 11.2.4.3 wordt volgende paragraaf toegevoegd: “De inwerkingtreding van een injectietarief voor prosumanten wordt voor onbepaalde tijd uitgesteld. De VREG zal hierover op een later tijdstip opnieuw een beslissing nemen.”</p> <p>In par. 11.2.4.3 wordt een voetnoot toegevoegd bij de volgende zin “De VREG zal hierover op een later tijdstip opnieuw een beslissing nemen”: “De VREG zal opnieuw beslissen rekening houdende met de uitkomst van het arrest van het Grondwettelijk Hof in de procedure (Decreet Digitale Meters) met rolnummer 7295, evenals na verder onderzoek naar de gepaste hoogte van het injectietarief, en ten slotte rekening houdend met de omzetting naar nationaal recht van art. 15 (2) e) van Richtlijn (EU) 2019/944 (Vierde Elektriciteitsrichtlijn) dat stelt dat actieve afnemers onderworpen worden aan transparante en niet-discriminerende nettarieven die de kosten weerspiegelen, waarbij de elektriciteit die in het net wordt ingevoerd en de elektriciteit die uit het net wordt verbruikt, apart worden verrekend.”</p>
47	<p>In par. 11.2.3. wordt toegevoegd: “Een capaciteitsgebaseerde tariefdrager is principieel geschikt voor de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten die gerelateerd zijn aan de capaciteit van het net.”</p>
51	<p>In paragraaf 5.6.7.1 wordt volgende bepaling als uitzondering op de regel toegevoegd:</p> <p>“- Aardgas en elektriciteit: het regulatorisch saldo op tariefcomponent databeheer, dat wordt afgebouwd via tariefcomponent gebruik van het net, bij elektriciteit vanaf 2022 via tariefcomponent netgebruik.”</p> <p>In het geconsulteerde punt 14 van paragraaf 11.5.3 wordt een vergelijkbare toevoeging gedaan:</p> <p>“De gebudgetteerde opbrengsten volgens dit tarief weerspiegelen de gebudgetteerde endogene kosten voor databeheer, zonder afbouw van regulatorische saldi. Voor dit laatste wordt verwezen naar de bepaling in par. 5.6.7.1 op p. 67.”</p> <p>In de rapporteringsmodellen die door de distributienetbeheerder bij de VREG moeten ingediend worden, wordt de toepassing van deze bepaling eveneens in beschouwing genomen.</p>
93	<p>In § 5.3.3 worden de MAR-klassen 640/8 en 74 toegevoegd: “De VREG kiest ervoor om de kosten van desinvesteringen mee te nemen in de berekening van het toegelaten inkomen</p>

	(nl. door beschouwing van MAR-klasse 640/8, 663/7, 74 en 763/8) en geen onderscheid te maken tussen de kosten volgens mogelijke oorzaak van de desinvestering.”
94	<p>Aan §5.6.4 wordt in de oplistings van de betreffende correcties inzake vennootschapsbelasting volgende toevoeging gedaan: “- De kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand zijn fiscaal niet aftrekbaar¹³¹ en werken bijgevolg belasting verhogend;”</p> <p>In de rapporteringsmodellen die door de distributienetbeheerder bij de VREG moeten ingediend worden, worden de voormelde toevoegingen eveneens in beschouwing genomen.</p>
95	<p>In §5.5.3.2 wordt in de Tabel 5 aan de fusies en splitsingen volgende toevoegingen aangebracht:</p> <ul style="list-style-type: none"> - voor 1 januari 2018: Opname van de aardgasdistributienetten in Kampenhout en Steenokkerzeel door aardgasdistributienetbeheerder Iveg. - 1 januari 2021: Overstap van deelgemeenten met postcode 9800 van de stad Deinze vanuit Gaselwest naar Imewo met voetnoot “N.a.v. de fusie van Deinze en Nevele tot Deinze. Overstap is voorzien o.a. volgens de beslissingen van de raden van bestuur van Imewo en Gaselwest in maart 2020 om een partiële splitsing door overname door te voeren waarbij Imewo op 1 januari 2021 een deel van de activiteiten overneemt van Gaselwest, nl. voor ex-Deinze postcode 9800.”
100	<p>Aan §5.4 punt 8 wordt volgende zin toegevoegd: “Bijkomend worden de kosten van waardeverminderingen op schuldvorderingen ten gevolge van fraudedossiers inzake onterecht uitgekeerde premies in rekening gebracht.”</p>
109	<p>Een alternatieve terugname van de voorschotten zal erin bestaan dat ze in mindering gebracht worden in de trendberekening voor de inkomsten van de distributienetbeheerders in de volgende reguleringsperiode. Dit wordt toegevoegd onder een nieuw pt. 7 in § 5.5.4.4.1: “De VREG kan als alternatief voor de werkwijze in pt. 6 ook beslissen dat hij in de berekening van de basisgedeeltes toegelaten inkomen voor endogene kosten voor de volgende reguleringsperiode(s) (par. 5.5.3.2 p. 36) het bedrag van het voorschot voor datzelfde jaar als correctie in mindering zal brengen van de in dat jaar werkelijk gemaakte endogene kosten (formule 6 p. 47) van de distributienetbeheerder die het voorschot ontving.”</p> <p>Deze alternatieve terugname geniet ook de principiële voorkeur van de VREG, hetgeen onder een nieuw pt. 8 in dezelfde paragraaf ook wordt aangegeven:” De VREG zal bij vastlegging van een voorschot principiële voorkeur geven aan de werkwijze volgens pt. 7.”</p> <p>De voorschotten kunnen, na onderzoek door de VREG van de aanvraag van de distributienetbeheerder volgens de procedure zoals beschreven in de geconsulteerde tekst, ook op andere momenten toegekend worden dan bij vaststelling van een toegelaten inkomen voor het volgende jaar. Pt. 5 in dezelfde paragraaf wordt hiervoor aangepast als volgt: “De VREG stelt de bedragen van de voorschotten en hun tijdstippen vast (Vj,i in formule 3 p. 35).”</p>

¹³¹ WIB 1992 artikel 198.

119	<p>Naar aanleiding van de toevoeging van par. 14 ‘Kostenverificatie en afwezigheid van kruissubsidiëring’ in de geconsulteerde tariefmethodologie, wordt in paragraaf 13.4 volgende passage geschrapt:</p> <p>“Deze bepalingen gelden eveneens voor de werkmaatschappij waarvan een distributienetbeheerder onderdeel uitmaakt. De werkmaatschappij maakt daartoe in haar boekhouding een bijkomende onderverdeling van de boekhoudkundige registraties per distributienetbeheerder per activiteit.”</p>
123	<p>In paragraaf 5.5.4.2.1 wordt de uitboeking van de herwaarderingsmeerwaarden bij slopen verduidelijkt: “Er zijn ook afboekingen van herwaarderingsmeerwaarden wanneer een materieel vast actief, waarvan de nettoboekwaarde nog herwaarderingsmeerwaarden bevat, door de distributienetbeheerder uit dienst wordt genomen naar aanleiding van een verkoop of in het kader van structuurwijzigingen van de distributienetbeheerder. In de tariefmethodologie hoeft hierbij enkel de eventuele meer- of minwaarde op de realisatie in rekening gebracht te worden, dit zal gebeuren via de gewone endogene kosten. De VREG begrijpt dat de distributienetbeheerders bij hun andere, interne slopingen geen afboekingskosten van herwaarderingsmeerwaarden hebben omdat deze al impliciet vervat zitten in de jaarlijkse afschrijvingskosten, die de kosten van de slopingen weerspiegelen. Onder de aanvullende endogene term m.b.t. herwaarderingsmeerwaarden wordt in de tariefmethodologie bijgevolg alleen de jaarlijkse afschrijvingskosten beschouwd. Bij de interne slopingen heeft de kost van de ermee samenvallende afboeking van de nettoboekwaarde van de aanschaffingswaarde van het actief nog wel een effect op het resultaat van de distributienetbeheerder, m.a.w. voor die kosten bij slopingen blijft een efficiëntieprikkel bestaan.”</p> <p>Ook in formule 19 van paragraaf 5.5.4.2.1 wordt de omschrijving van de term $A_{HWMW,j,i}$ aangepast: “<i>Het ex-ante budget voor de afschrijvingskosten van de herwaarderingsmeerwaarden (historisch en iRAB) voor distributienetbeheerder i in het jaar j. (EUR)</i>”</p> <p>Analoog wordt in formule 27 van paragraaf 5.6.5 de omschrijving van de term $A_{HWMW,ex-post,j,i}$ aangepast: “<i>De werkelijke afschrijvingskosten van de herwaarderingsmeerwaarden (historisch en iRAB) voor distributienetbeheerder i in het jaar j. (EUR)</i>”</p> <p>In paragraaf 13.8 wordt volgende bepaling geschrapt: “..., aangevuld met de afboeking van de nettoboekwaarde van de herwaarderingsmeerwaarden op effectief gesloopte activa”.</p>

7.1.2 Aan de bijlage 2 van de tariefmethodologie

86	<p>In par. 6.3.3 van de bijlage 2 van de tariefmethodologie 2021-2024 wordt volgende passage geschrapt: “De VREG wenst echter rekening te houden met de context van het tarifair-regulatoire verleden en wil de afschaffing van de kapitaalkostenvergoeding geleidelijk toepassen. Het zou de distributienetbeheerders in staat kunnen stellen om op financieel vlak (o.a. op het vlak van inspanningen m.b.t. behoud of versterking van de kredietwaardigheid) beter te anticiperen op de nieuwe werkwijze. De kapitaalkostvergoeding voor de herwaarderingsmeerwaarden in de RAB wordt daarom stapsgewijze (lineair) verlaagd. De kapitaalkostvergoeding is gelijk aan wacc (3,5%) in 2021, 2,63% in 2022, 1,75% in 2023 en 0,88% in 2024, waarden voor vennootschapsbelasting. Volgens deze trend vervalt de kapitaalkostenvergoeding vanaf de volgende reguleringsperiode.”</p>
----	---

en vervangen door: “De VREG wenst echter rekening te houden met de context van het tarifair-regulatorische verleden en wil de afschaffing van de kapitaalkostvergoeding geleidelijk toepassen, o.m. rekening houdende met de momenten waarop het belangrijkste deel van de externe financieringsbronnen van de distributienetbeheerders op hun vervaldatum komen. Het zou de distributienetbeheerders in staat kunnen stellen om op financieel vlak (o.a. op het vlak van inspanningen m.b.t. behoud of versterking van de kredietwaardigheid) beter te anticiperen op de nieuwe werkwijze. De kapitaalkostvergoeding voor de herwaarderingsmeerwaarden in de RAB wordt daarom stapsgewijs verlaagd. De kapitaalkostvergoeding is gelijk aan wacc (3,5%) in 2021 om vervolgens in de daaropvolgende jaren telkens met 1/8e van de wacc te worden verlaagd.”

Vervolgens wordt in *par. 6.3.3.1.1 van diezelfde bijlage 2* de parameter $kk_{HWMW,j}$ als volgt gewijzigd: “Het kapitaalkostpercentage voor de herwaarderingsmeerwaarden, afgerond op twee decimalen:

$$kk_{HWMW,2021} = 3,5\%$$

$$kk_{HWMW,2022} = kk_{HWMW,2021} - \left(\frac{1}{8}\right) \times 3,5\%$$

$$kk_{HWMW,2023} = kk_{HWMW,2022} - \left(\frac{1}{8}\right) \times 3,5\%$$

$$kk_{HWMW,2024} = kk_{HWMW,2023} - \left(\frac{1}{8}\right) \times 3,5\%$$

Formule 17.”

Analoog wordt in *par. 9.1 van bijlage 2* de tabel 14 als volgt gewijzigd:
“Tabel 2

Herwaarderingsmeerwaarden in RAB (par. Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.)	
Kalenderjaar	Kapitaalkostvergoeding vóór vennootschapsbelasting
2021 ($kk_{HWMW,2021}$)	3,50%
2022 ($kk_{HWMW,2022}$)	$kk_{HWMW,2021} - \left(\frac{1}{8}\right) \times 3,5\%$
2023 ($kk_{HWMW,2023}$)	$kk_{HWMW,2022} - \left(\frac{1}{8}\right) \times 3,5\%$
2024 ($kk_{HWMW,2024}$)	$kk_{HWMW,2023} - \left(\frac{1}{8}\right) \times 3,5\%$

“

94 In *paragraaf 7 van de bijlage 2* wordt de inleiding als volgt aangepast:

“De VREG voert drie correcties door op de in de tariefmethodologie aangeboden winstmarge aan de distributienetbeheerder vanuit de toepassing van de normatieve wacc op de RAB (activa aan resterende historische aanschaffingswaarde zonder hun herwaarderingsmeerwaarden) en het nettobedrijfskapitaal. Door de correcties kan de distributienetbeheerder de volgens het CAPM voorziene winstmarge na vennootschapsbelasting effectief bereiken. Elke distributienetbeheerder wordt immers geconfronteerd met drie bijkomende elementen bij de berekening van zijn vennootschapsbelasting:

- De kosten van de afschrijvingen op de herwaarderingsmeerwaarden reduceren de boekhoudkundige winst maar zijn fiscaal niet aftrekbaar en werken bijgevolg belastingverhogend. (par. 7.1)
- De winstaf trek voor risicokapitaal, de zogenaamde notionele interestaf trek¹³², heeft geen invloed op de boekhoudkundige winst maar werkt belastingverlagend. (par. 7.2)
- De kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Groot schalig Referentiebestand zijn fiscaal niet aftrekbaar en werken bijgevolg belasting verhogend. (par. 7.3)”

Bijgevolg wordt ook een *nieuwe paragraaf 7.3 aan diezelfde bijlage 2* toegevoegd:

“7.3 Kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Groot schalig Referentiebestand

De kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Groot schalig Referentiebestand zijn fiscaal niet aftrekbaar¹³³. Dit verhoogt de belasting t.o.v. de situatie indien de vennootschapsbelasting alleen zou toegepast worden op de boekhoudkundige winst. Indien de VREG in de tariefmethodologie met de hogere vennootschapsbelasting geen rekening zou houden, zal de vergoeding na vennootschapsbelasting voor de aandeelhouders lager liggen dan nodig volgens het CAPM. Om onderinvesteringen te vermijden, is een correctie nodig.

Tabel 12 Berekening correctie bij distributienetbeheerder voor fiscaal niet-aftrekbare kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Groot schalig Referentiebestand (GRB)

	Situatie verwacht vanuit CAPM	Werkelijke situatie distributienetbeheerder met H = heffing GRB	
		Zonder correctie door de VREG	Met extra inkomen C toegelaten door VREG ¹³⁴
	Boekhoudkundige winst W	Fiscaal	
Winst	+W	+W+H	+(W+C)+H
Vennootschapsbelasting	-W.T	-(W+H).T	-(W+C+H).T
Resultaat: toegelaten winstmarge	W.(1-T) (1)	W-(W+H).T	(W+C)-(W+C+H).T (2)

¹³² Federale Overheidsdienst Financiën.

¹³³ WIB 1992 artikel 198.

¹³⁴ De boekhoudkundige winst wordt dan W+C.

Uit de vergelijking tussen (1) en (2) volgt de correctie van het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder:

$$C_{H,j,i} = \frac{H_{j,i} \times T}{1 - T}$$

Formule 34

Met hierin:

$C_{H,j,i}$	De opwaartse correctie van het toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder i voor kalenderjaar j ter compensatie van de verhoogde vennootschapsbelasting t.g.v. de fiscaal niet-aftrekbare kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand. (EUR)
$H_{j,i}$	De ex-ante verwachte kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand door distributienetbeheerder i in jaar j . (EUR)
T	De vennootschapsbelasting (0,25).

Deze correctie wordt ex-ante toegepast op het toegelaten inkomen voor distributienetbeheerder i voor endogene kosten in jaar j zoals dat volgt uit de methode van benchmarking zoals vermeld in de hoofdtekst van de tariefmethodologie.”

Door toevoeging van voorgaande paragraaf *wijzigt in bijlage 2 de paragraaf 7.3 naar paragraaf 7.4* en wordt deze als volgt aangepast:

“De som van hogervermelde correcties omvat de totale correctie $VNB_{j,i}$ zoals die wordt vermeld in formule 3 in de hoofdtekst van de tariefmethodologie betreffende de bepaling van het toegelaten inkomen van een distributienetbeheerder uit zijn distributienettarieven voor zijn endogene kosten. Het is daarin een correctie op de uit de trendberekening bekomen toegelaten inkomsten van de distributienetbeheerder voor zijn endogene kosten. Dat inkomen bevat immers een winstmarge afgesteld op een vennootschapsbelasting zonder rekening te houden met de invloed van afschrijvingen op de herwaarderingsmeerwaarden, notionele interestaftrek en de kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand. Om de effecten wel in rekening te brengen wordt de additionele term $VNB_{j,i}$ toegevoegd. De correctie is initieel een inschatting ex-ante en is pas definitief gekend ex-post. Er zal dus een saldo ontstaan (saldo wordt besproken in volgende par. 7.5).

In formulevorm is $VNB_{j,i}$ aldus:

$$VNB_{j,i} = C_{A,j,i} + C_{NI,j,i} + C_{H,j,i}$$

Formule 35

Met hierin:

$VNB_{j,i}$	De correctie voor vennootschapsbelasting toegepast door de VREG op het inkomen van distributienetbeheerder i voor zijn endogene kosten in jaar j dat
-------------	--

	<p>volgde uit het mechanisme van benchmarking (trend) van de endogene kosten. (EUR)</p>
$C_{A,j,i}$	De correctie voorzien op het toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder i voor kalenderjaar j ter compensatie van de verhoogde vennootschapsbelasting t.g.v. de fiscaal niet-aftekbare afschrijvingen op de herwaarderingsmeerwaarden, berekend volgens formule 31. (EUR)
$C_{NI,j,i}$	De correctie voorzien op het toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder i voor kalenderjaar j ter compensatie van de verlaagde vennootschapsbelasting t.g.v. de notionele interestaftrek, berekend volgens formule 32. (EUR)
$C_{H,j,i}$	De correctie voorzien op het toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder i voor kalenderjaar j ter compensatie van de verhoogde vennootschapsbelasting t.g.v. de fiscaal niet-aftekbare kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootschalig Referentiebestand, berekend volgens formule 34. (EUR)”
<p>Door toevoeging van een nieuwe paragraaf 7.3 wijzigt in bijlage 2 de paragraaf 7.4 naar paragraaf 7.5 en wordt deze als volgt aangepast:</p> <p>“Ex-post zal de correctie voor vennootschapsbelasting bij vaststelling van het toegelaten inkomen voor endogene kosten voor jaar j worden vergeleken met de werkelijke waarden voor:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. het bedrag van de afschrijvingen van herwaarderingsmeerwaarden in dat jaar j, 2. het gecorrigeerd bedrag aan risicokapitaal voor jaar j, 3. het officiële tarief van de notionele interestaftrek in jaar j en 4. het bedrag van de kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootschalig Referentiebestand voor jaar j, 5. indien het geval, het gewijzigde tarief van de vennootschapsbelasting voor jaar j. <p>Het verschil tussen ex-post en ex-ante correctie is een regulatorisch saldo. In formulevorm wordt het regulatorisch saldo voor vennootschapsbelasting dan als volgt uitgeschreven:</p>	
$RS_{VNB,j,i} = \left(\frac{T_w}{1 - T_w} \times (A_{w,j,i} - (EV_{corr,w,j,i} \times NI\%_{w,j,i}) + H_{w,j,i}) \right) - VNB_{j,i}$	
<i>Formule 36.</i>	
$RS_{VNB,j,i}$	Het regulatorisch saldo voor jaar j m.b.t. de vennootschapsbelasting voor distributienetbeheerder i ontstaan na afloop van het jaar j . (EUR)
T_w	Het werkelijk tarief van de vennootschapsbelasting in jaar j . (-)
$A_{w,j,i}$	De werkelijke afschrijvingen op de herwaarderingsmeerwaarden van distributienetbeheerder i in jaar j . (EUR)

$EV_{corr,w,j,i}$	Het gecorrigeerd bedrag aan risicokapitaal dat in aanmerking kwam voor de notionele interestaftrek voor distributienetbeheerder i voor het belaste jaar j (aanslagjaar $j+1$), aan maximale waarde. (EUR)
$NI\%_{w,j,i}$	Het werkelijke officiële tarief van de notionele interestaftrek voor jaar j voor de distributienetbeheerder i (aanslagjaar $j+1$). (-)
$H_{w,j,i}$	De werkelijke kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootschalig Referentiebestand van distributienetbeheerder i in jaar j . (EUR)
$VNB_{j,i}$	De door de VREG gehanteerde ex-ante correctie voor vennootschapsbelasting van het inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder i in jaar j , volgens voorgaande formule 34. (EUR) "

7.2 Overzicht van de resterende aanpassingen van de ontwerpversie naar de definitieve versie van de tariefmethodologie

7.2.1 Betreft tariefstructuur periodieke elektriciteitsdistributietarieven voor afname 2022-2024

In par. 11.2.2 van de geconsulteerde tariefmethodologie in de tabel 13 'Tariefstructuur periodieke elektriciteitsdistributietarieven voor afname 2022-2024' werd voor de tariefcomponent 'Overige transmissie' een verduidelijking toegevoegd onder de vorm van een voetnoot die stelt: 'Eventueel met verdere opdeling in tariefcomponenten afhankelijk van federale regelgeving.' De VREG zal dus nog oordelen of en zo ja, welke opdeling voor transparantiedoelinden, zoals wanneer noodzakelijke om een correcte aanrekening bij distributienetgebruikers mogelijk te maken, noodzakelijk is.

7.2.2 Betreft de specifieke regels over verdeelsleutels elektriciteit 2022-2024

7.2.2.1 Afbouw regulatoire saldi openbardienstverplichtingen

In par. 11.5.2.6 met specifieke regels voor verdeelsleutels voor toerekening van het budget aan de verschillende klantengroepen, onderdeel kosten voor de sociale energieleveringen binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen', werd de bepaling 'inclusief de kosten voor de afbouw van de regulatoire saldi' vervangen door 'exclusief de kosten voor de afbouw van de regulatoire saldi'. Analoog in par. 11.5.2.7 m.b.t. de kosten voor de ODV's inzake REG, WKK, steuncertificaten en openbare verlichting binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen'.

Er werd een nieuwe paragraaf 11.5.2.8 toegevoegd voor de wijze van afbouw van de van de regulatoire saldi binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen':

"Alvorens de gebudgetteerde exogene kosten gelijk aan de tarifaire afbouw van alle regulatoire saldi (par. 5.6) binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen' te kunnen toewijzen, moet de distributienetbeheerder de overige, gebudgetteerde kosten binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen' hebben toegewezen aan de verschillende klantengroepen (volgens de werkwijzen in par. 11.5.2.6 en 11.5.2.7).

Vervolgens wijst de distributienetbeheerder de gebudgetteerde exogene kosten gelijk aan de tarifaire afbouw van de regulatoire saldi binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen' toe aan de 'Afname'-klantengroepen pro rata de voorafgaandelijk aan hen toegewezen kosten binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen'."

Deze aanpassing gebeurt in overeenstemming met par. 5.6.7.1, waar gesteld wordt dat de regulatoire saldi in principe op het niveau van de tariefcomponenten bepaald worden. Aangezien binnen éénzelfde tariefcomponent geen verder onderscheid gemaakt wordt, kan ook slechts één afzonderlijke verdeelsleutel toegepast worden.

7.2.2.2 *Tarieven LS*

In par. 11.5.3. 'verdere tarifaire verwerking' werd een aanvullende instructie gegeven aan de distributienetbeheerder:

"9. De elektriciteitsdistributienetbeheerder zorgt ervoor dat voor alle 'Afname'-klantengroepen op het spanningsniveau 'LS' dezelfde kWh-tarieven gelden wat betreft de tariefcomponenten 'Openbare dienstverplichtingen', 'Toeslagen' en 'Overige transmissie'."

De toepassing van de verdeelsleutels in par. 11.5.2 leidt tot sterk gelijkende, maar niet exact dezelfde tarieven voor de betreffende klantengroepen. Omwille van de eenvoud en de begrijpbaarheid van de tarieflijsten, wil de VREG deze kleine, tarifaire verschillen echter vermijden.

7.2.2.3 *Tariefcomponent reactieve energie*

In par. 11.5.3. werd de bepaling dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder over de reguleringsperiode voor de tariefcomponent 'Reactieve energie' per klantengroep een vast tarief hanteert, aangepast naar alleen voor de jaren 2022 t.e.m. 2024.

In de bovenliggende titels en paragrafen werd reeds aangegeven dat deze bepaling enkel betrekking heeft op de periode 2022-2024. We wensen dit evenwel te verduidelijken omdat er een significant verschil is tussen het tarief inzake reactieve energie in 2021 en datgene voor de jaren 2022 t.e.m. 2024. Conform tabel 10 (p. 86) in de hoofdtekst omvat het tarief voor de regeling van de spanning en van het reactief vermogen, dat in 2021 van toepassing is, enkel de distributiekosten m.b.t. de dienst van het reactief vermogen. Vanaf 2022 worden ook de transmissiekosten omsloten m.b.t. de aanvullende afname of injectie van reactieve energie, zoals aangerekend door Elia aan de distributienetbeheerders (tabel 12, p. 102). Overeenkomstig deze bepalingen, zal het tarief dat geldt in 2021, niet gelijk zijn aan het tarief dat geldt voor de periode 2022-2024.

7.2.2.4 *Afronding distributienettarieven*

In par. 11.5.3. werd toegevoegd tot op hoeveel cijfers na de komma de tarieven volgens de nieuwe tariefstructuur elektriciteit 2022-2024 zullen gepresenteerd worden: "16. De distributienettarieven in EUR/kWh, EUR/kW, EUR/kVA en EUR/kVA_h worden op het tariefblad afgerond tot op 7 cijfers na de komma. Vaste termen in EUR/jaar en het aanvullend capaciteitstarief voor prosumanten met terugdraaiende teller worden op het tariefblad afgerond op 2 cijfers na de komma."

Dit ontbrak in de geconsulteerde versie en komt neer op een verderzetting van de bestaande praktijk.

7.2.3 Betreft de kwaliteitsprikkel

Er wordt verduidelijkt in formule 11 dat $T_{n-ex,DNBi}$ het basisgedeelte is van het oorspronkelijke toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder i in het eerste jaar van de volgende reguleringsperiode is, zonder de invloed van de kwaliteitsprikkel. (EUR)

7.2.4 Betreft de rapporteringsmodellen.

Er werd voor administratieve duidelijkheid een rapporteringsmodel exogene kosten en aanvullende endogene termen opgemaakt voor het jaar 2021, de bijlage 4A, en voor de jaren 2022-2024, de bijlage 4B.

De VREG besliste vanuit een streven naar vereenvoudiging om de bestaande bijlage 9 (ex-post rapportering over saldo vennootschapsbelasting) inhoudelijk te integreren in de bijlages 4A en 4B. De bijlages nr. 10 (kwaliteitsprikkel) en 11 (rekenmodel) werden vervolgens in volgnummer verlaagd naar resp. 9 en 10.

De vermelde aanpassingen t.o.v. de geconsulteerde versie zijn o.a. zichtbaar in de tabel 25 'jaarlijkse rapporteringen m.b.t. de tariefmethodologie' in par. 15.1 van de tariefmethodologie.

In deze tabel 25 werd het woord 'geïndexeerde' geschrapt bij de jaarlijkse niet-periodieke distributienettarieven, aangezien het nu niet meer vooraf vaststaat dat deze tarieven altijd zullen geherindexeerd worden (par. 9.3 in tekst tariefmethodologie).

In afwachting van een mogelijke herziening (zienwijze nr. 68), wordt ook niet langer gevraagd dat de distributienetbeheerders op 1 oktober 2020 een nieuwe lengte rendabel deel moeten indienen.

De naamgeving van de bijlage 3 werd aangepast en geeft zo beter de draagwijdte weer (overige gewesten i.p.v. Wallonië).

Door de grondige herziening van de tariefstructuur elektriciteit vanaf 2022, volgt na het tariefvoorstel volgens de bestaande manier voor 2021 (bijlage 7A) een volledig nieuw tariefvoorstel (bijlage 7B) voor 2022-2024.