

Consultatiedocument

van de VREG van 28/03/2024

met betrekking tot het ontwerp van tariefmethodologie voor de reguleringsperiode
2025-2028

Inhoudsopgave

1	Onderwerp van de consultatie	3
2	Consultatietermijn en reacties	3
3	Doelgroep van de consultatie	3
4	Documenten die ter consultatie voorliggen	3
5	Wettelijk kader	4
6	Motivatie voor het ontwerp van tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2025-2028	5
6.1.1	Uitgangspunten regulering	6
6.1.2	Samenstelling toegelaten inkomen	6
6.1.2.1	<i>Gewogen gemiddelde kapitaalkostvergoeding</i>	<i>6</i>
6.1.2.2	<i>Retributies als belemmering van energietransitie</i>	<i>8</i>
6.1.3	Vaststelling van het toegelaten inkomen	8
6.1.3.1	<i>Fusiebesparingen</i>	<i>8</i>
6.1.3.2	<i>Kosten van herwaarderingsmeerwaarden</i>	<i>9</i>
6.1.3.3	<i>Financiële incentives</i>	<i>10</i>
6.1.3.4	<i>Voorschotten</i>	<i>16</i>
6.1.3.5	<i>Correctie voor meerwaarde Wyre</i>	<i>16</i>
6.1.4	Tariefvoorstel periodieke distributienettarieven	17
6.1.4.1	<i>Tariefvoorstel periodieke elektriciteitsdistributienettarieven</i>	<i>17</i>
6.1.4.2	<i>Tariefvoorstel periodieke aardgasdistributienettarieven</i>	<i>25</i>
6.1.5	Tariefvoorstel niet-periodieke distributienettarieven	27
6.1.5.1	<i>Mogelijkheid tot herziening gedurende de reguleringsperiode</i>	<i>27</i>
6.1.5.2	<i>Rendabel deel aardgas</i>	<i>27</i>
6.1.6	Regulatoire boekhoudkundige voorschriften	28
6.1.6.1	<i>Proefprojecten</i>	<i>28</i>
6.1.6.2	<i>Regulatoire bepalingen m.b.t. kostenallocatie en methodenota</i>	<i>28</i>

1 Onderwerp van de consultatie

Wij houden een openbare raadpleging over het ontwerp van tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2025-2028. De tariefmethodologie bepaalt hoe de distributienetbeheerders vergoed worden voor hun diensten en stimuleert hen tot een efficiënte en kwaliteitsvolle bedrijfsvoering. Ze omvat de regels, de rapporteringen en de berekeningsmethode die de distributienetbeheerders in het Vlaamse Gewest moeten volgen om te komen tot de tarieven voor elektriciteits- en aardgasdistributie.

2 Consultatietermijn en reacties

Deze consultatie loopt van 28 maart 2024 tot en met 12 mei 2024. Graag ontvangen wij uw schriftelijke reacties, voorzien van uw volledige naam en adres, via het [antwoordformulier op onze website](#).

Voor meer informatie over het verloop van de consultatie en de inhoud van het consultatiedocument kan u contact opnemen met de VREG via tarieven@vreg.be.

3 Doelgroep van de consultatie

Doelgroep van deze consultatie zijn de aardgas- en elektriciteitsdistributienetgebruikers, de aardgas- en elektriciteitsdistributienetbeheerders, de energieleveranciers en alle andere belanghebbenden.

4 Documenten die ter consultatie voorliggen

De consultatie heeft betrekking op het ontwerp van tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2025-2028 alsook op de bijhorende bijlagen:

- Tariefmethodologie reguleringsperiode 2025-2028
- Bijlage 1 Invul- en auditinstructies
- Bijlage 2 Kapitaalkostvergoeding
- Bijlage 3 Procedures en verdeelsleutels bij fusies en splitsingen
- Bijlage 4 Rapporteringsmodel exogene kosten en aanvullende endogene termen
- Bijlage 5 Rapporteringsmodel endogene kosten
- Bijlage 6 Vereiste documentatie bij rapporteringsmodel endogene kosten
- Bijlage 7 Tariefvoorstel periodieke distributietarieven
- Bijlage 8 Vereiste documentatie bij tariefvoorstel
- Bijlage 9 Financiële incentives
- Bijlage 10 Berekeningsmodel toegelaten inkomen

- Bijlage 11 Meerwaarde Wyre

Ook de voorbereidende documenten, studierapporten en verslagen zijn beschikbaar:

- Studie 1 Kapitaalkostvergoeding door The Brattle Group (Engelstalig)
- Studie 2 Indexering en efficiëntiestimulansen door Europe Economics (Engelstalig)
- Studie 3 Financiële incentives door Europe Economics (Engelstalig)
- Bijlage bij studie 3 Feedback van stakeholders over financiële incentives (Engelstalig)

Alle documenten die ter consultatie voorliggen, zijn via onze [website](#) beschikbaar.

5 Wettelijk kader

De oorsprong van de taken en bevoegdheden van de VREG op vlak van tariefregulering ligt in het recht van de Europese Unie, meer bepaald in de opeenvolgende Elektriciteits- en Aardgasrichtlijnen. De versies van deze richtlijnen die op het moment van lancering van deze consultatie van kracht zijn, zijn:

- de Vierde Elektriciteitsrichtlijn: 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, zoals gewijzigd bij Verordening (EU) 2022/869;
- de Derde Aardgasrichtlijn: 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, zoals gewijzigd bij Verordening (EU) 2018/1999, Richtlijn (EU) 2019/692 en Verordening (EU) 2022/869.

Daarnaast bevatten ook andere richtlijnen en verordeningen van de Europese Unie verschillende bepalingen die betrekking hebben op nettarieven. Dat zijn:

- de Oude Energie-efficiëntierichtlijn (die wordt ingetrokken met ingang van 12 oktober 2025)¹;
- de Nieuwe Energie-efficiëntierichtlijn²;
- de Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen³;
- de Elektriciteitsverordening⁴.

¹ Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2012 betreffende energie-efficiëntie, tot wijziging van Richtlijnen 2009/125/EG en 2010/30/EU en houdende intrekking van de Richtlijnen 2004/8/EG en 2006/32/EG, zoals gewijzigd bij Richtlijn 2013/12/EU, Richtlijn (EU) 2018/844, Richtlijn (EU) 2018/2002, Verordening (EU) 2018/1999, Besluit (EU) 2019/504, Gedelegeerde Verordening (EU) 2019/826, Richtlijn (EU) 2019/944 en Gedelegeerde Verordening (EU) 2023/807.

² Richtlijn 2023/1791 van het Europees Parlement en de Raad van 13 september 2023 betreffende energie-efficiëntie en tot wijziging van Verordening (EU) 2023/955.

³ 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), zoals gewijzigd bij Gedelegeerde Verordening (EU) 2022/759 en Richtlijn (EU) 2023/2413.

⁴ Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (herschikking), zoals gewijzigd bij Verordening (EU) 2022/869.

De Elektriciteitsverordening is, net als elke andere verordening van de Europese Unie, rechtstreeks toepasselijk in alle lidstaten van de Europese Unie. De VREG moet er dan ook over waken dat zijn tariefregulering voldoet aan de in deze verordening gestelde eisen.

Richtlijnen van de Europese Unie behoeven omzetting in nationaal recht.

In het nationale recht is de VREG in de uitoefening van zijn exclusieve bevoegdheid op vlak van distributienettarieven onderhevig aan:

- het decreet van 8 mei 2009 houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid ('Energiedecreet');
- het besluit van de Vlaamse Regering van 19 november 2010 houdende algemene bepalingen over het energiebeleid ('Energiebesluit').

De VREG zal finaal een beslissing nemen over de vaststelling van de tariefmethodologie met toepassing van titel IV, hoofdstuk I, afdeling XII van het Energiedecreet.

De VREG stelt de tariefmethodologie op met inachtneming van de richtsnoeren van artikel 4.1.32 §1 van het Energiedecreet.

Artikel 4.1.31 van het Energiedecreet bepaalt de procedurele regels voor het opstellen van de tariefmethodologie.

In toepassing van paragraaf 1 van het voormelde artikel kwam de tekst die voorligt tot stand na gestructureerd, gedocumenteerd en transparant overleg met de distributienetbeheerders.

In toepassing van paragraaf 2 van het voormelde artikel organiseert de VREG nu een openbare raadpleging over het ontwerp van tariefmethodologie. Tijdens die raadpleging moeten volgens het Energiedecreet alle belanghebbenden gedurende minstens vijfenveertig kalenderdagen de tijd krijgen om hun opmerkingen aan de VREG te bezorgen. Nog volgens paragraaf 2 moet de VREG na afloop van die periode daarover binnen vijfenveertig kalenderdagen een gemotiveerd consultatieverslag publiceren.

Art. 4.1.34, alinea 1 van het Energiedecreet bepaalt ten slotte dat tegen de beslissingen die de VREG met toepassing van titel IV, hoofdstuk I, afdeling XII van het Energiedecreet heeft genomen, door iedere persoon die een belang aantoonde beroep kan aangetekend worden voor het Hof van Beroep te Brussel, dat zetelt zoals in kort geding.

6 Motivatie voor het ontwerp van tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2025-2028

Met de tariefmethodologie streven we een tweeledig doel na. Enerzijds zorgen we ervoor dat de distributienetbeheerders over voldoende middelen beschikken om hun wettelijke taken als net- en databeheerder uit te voeren, in het bijzonder met het oog op hun cruciale rol in de energietransitie. Anderzijds waken we erover dat distributienetgebruikers niet meer nettarieven

betalen dan nodig, nu en in de toekomst. We stimuleren de distributienetbeheerders daartoe tot een efficiënte en kwaliteitsvolle bedrijfsvoering.

In wat volgt lichten we de voornaamste wijzigingen in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 t.o.v. de tariefmethodologie 2021-2024 toe.

Voor de eerdere motivatie van bepalingen die ongewijzigd blijven in dit ontwerp t.o.v. de tariefmethodologie 2021-2024 verwijzen we naar <https://www.vreg.be/nl/tariefmethodologie-2021-2024>.

6.1.1 Uitgangspunten regulering

Het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 bouwt verder op de inkomstenregulering die de VREG in de tariefmethodologieën voor de reguleringsperioden 2017-2020 en 2021-2024 hanteerde. Hiervoor gebruikt de VREG een maatstafregulering gebaseerd op de recente evolutie van de endogene sectorkosten in een historische referentieperiode, aangevuld met een bijkomende stimulans voor efficiëntiewinst o.b.v. een 'frontier shift'. De VREG behoudt het mechanisme van de historische kostentrend ('trendmethodiek') omdat zich dat in de voorgaande reguleringsperioden heeft bewezen als een stabiele, objectieve en transparante basis ter bepaling van de toegelaten inkomens. In tegenstelling tot de tariefmethodologie 2021-2024 worden er in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 bijkomend geen efficiëntiewinsten door schaalvoordelen afgedwongen n.a.v. de fusie tussen de voormalige werkmaatschappijen Eandis System Operator cvba en Infrax cvba tot Fluvius System Operator (hierna Fluvius) in 2018. De volledige, door de VREG vastgestelde, potentiële netto kostenbesparing van 109 miljoen euro zou namelijk gerealiseerd worden tegen eind 2024. In par. 6.1.3.1 van dit document wordt verder toegelicht hoe de impact van deze efficiëntiewinsten dan wel in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 werd geïntegreerd.

Analoog met de vorige reguleringsperioden erkent de VREG dat het mechanisme van de historische kostentrend voor een distributienetbeheerder inhoudt dat er een vertraging kan zijn tussen het moment dat een kost wordt gemaakt en zijn recuperatie via een opbrengst uit de periodieke distributienettarieven. In de tariefmethodologie 2021-2024 introduceerden we daarom de mogelijkheid om voorschotten op te nemen. De distributienetbeheerder kan hiervan gebruik maken, weliswaar in beperkte mate, wanneer de trendbreuk te groot zou zijn. In het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 hebben we die financieringsmogelijkheid verder uitgebreid en verfijnd (zie par. 6.1.3.4 van dit document).

Naast efficiëntieprikkels omvat het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 ook kwaliteitsprikkels die tot doel hebben om de kwaliteit van de dienstverlening door de distributienetbeheerder financieel te stimuleren (zie par. 6.1.3.3 van dit document). De kwaliteit van de dienstverlening wordt dus niet langer geprikkeld rekening houdende met een 'zero-sum' principe.

6.1.2 Samenstelling toegelaten inkomen

6.1.2.1 Gewogen gemiddelde kapitaalkostvergoeding

Analoog met de vorige reguleringsperioden hanteert de VREG een normatieve aanpak voor de vergoeding van de kapitaalkosten. Deze wordt bepaald door een gewogen gemiddelde kapitaalkostvergoeding (wacc) toe te passen op de gereguleerde vaste activa gewaardeerd aan de

resterende historische aanschaffingswaarde enerzijds en het nettobedrijfskapitaal anderzijds. Deze vergoeding maakt ook onderdeel uit van de trendmethodiek ter bepaling van het basisgedeelte van het toegelaten inkomen voor endogene kosten.

In het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 wil de VREG – o.m. omwille van de ‘zero balancing cashpool’ waarover de economische groep Fluvius beschikt – vermijden dat de hoogte van het nettobedrijfskapitaal de trend van de lineaire regressie beïnvloedt. Om die reden brengt de VREG, in plaats van een jaarlijks gemiddelde, voor elk jaar van de historische referentieperiode 2019-2023 eenzelfde nettobedrijfskapitaal in rekening, berekend als het gemiddeld jaarlijks nettobedrijfskapitaal in diezelfde historische referentieperiode.

In de bepaling van de wacc berekent de VREG een normatieve vergoeding voor de kost van het eigen vermogen enerzijds en de kost van het vreemd vermogen anderzijds, rekening houdende met een normatief niveau van schuldgraad van 60%.

De kost van het eigen vermogen wordt net als in de vorige reguleringsperioden bepaald aan de hand van het ‘capital asset pricing model’, vertrekkende van de risicovrije rente waaraan een vergoeding voor het marktrisico wordt toegevoegd. Voor de vergoeding van het marktrisico bepaalt de VREG o.m. in hoeverre het rendement van de distributienetbeheerders mee evolueert met het marktrendement (bèta genoemd), en hiervoor baseert hij zich op de evolutie van de aandelen van vergelijkbare beursgenoteerde bedrijven. Aan de hand van analoge criteria als in de tariefmethodologie 2021-2024 heeft de consultant The Brattle Group de referentiegroep opnieuw samengesteld, om vervolgens op basis van de relevante ‘peers’ een inschatting van de bèta te concluderen.

De kost van het vreemd vermogen bestaat zowel uit een normatieve vergoeding van de kost van nieuwe schulden als bestaande schulden, aangevuld met een opslag voor transactiekosten. Zoals aangegeven, veronderstelt de VREG in de bepaling van de wacc een normatieve schuldgraad van 60% hetgeen overeenstemt met het niveau dat door kredietbeoordelingsbureaus voor een kredietbeoordeling ‘A3’ wordt vooropgesteld. Teneinde consistentie te garanderen, bepaalt de VREG de vergoeding voor het vreemd vermogen eveneens op basis van de rentevoeten van obligaties uitgegeven door nutsbedrijven met een vergelijkbare kredietbeoordeling. Hiervoor beschouwt de VREG de gemiddelde rentevoet die blijkt uit de indexen van nutsbedrijven met een kredietbeoordeling ‘A’ enerzijds en ‘Baa’ anderzijds, terwijl hij in de vorige reguleringsperioden enkel de rentevoeten uit een index van nutsbedrijven met een kredietbeoordeling ‘A’ beschouwde.

In de vorige tariefmethodologieën stelde de VREG, o.m. vanuit overwegingen van stabiliteit en voorzienbaarheid, een wacc voor de volledige reguleringsperiode vast. Echter, in perioden van significant wijzigende marktomstandigheden kan het vasthouden van de wacc voor de volledige reguleringsperiode er ook toe leiden dat er belangrijke afwijkingen ontstaan tussen de onderliggende parameters van de wacc en de recente evoluties in de markt. Teneinde het risico op deze afwijkingen te reduceren, voorziet de VREG in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 in een jaarlijkse ex-ante bijwerking van de wacc. Daarbij worden enkel de parameters inzake de risicovrije rentevoet, ter bepaling van de kost van het eigen vermogen, en de kosten van schulden, ter bepaling van de kost van het vreemd vermogen, jaarlijks bijgewerkt.

Een jaarlijkse bijwerking van de kosten van schulden heeft ook een impact op de normatieve verhouding van bestaande en nieuwe schulden die door de VREG voor de bepaling van de kost van het vreemd vermogen wordt verondersteld. Deze wordt bijgesteld van een gemiddelde

verhouding voor de volledige reguleringsperiode van respectievelijk 60% en 40% in de tariefmethodologie 2021-2024 naar een jaarlijkse verhouding van resp. 80% en 20% in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028. Een jaarlijkse verhouding van resp. 80% en 20% is voor een reguleringsperiode van 4 jaren, en vertrekkende van het normatieve uitgangspunt dat een efficiënte distributienetbeheerder zich financiert met financiële schulden met een looptijd van 10 jaren, consistent met een gemiddelde verhouding van respectievelijk 65% en 35%⁵.

6.1.2.2 *Retributies als belemmering van energietransitie*

De VREG definieert in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 de exogene kosten. In lijn met de aanmerking van retributies van publieke overheden (waaronder met name steden en gemeenten) als exogene kosten in de tariefmethodologie 2021-2024, beschouwt de VREG in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 ook heffingen en retributies van niet-gemeentelijke openbaar domeinbeheerders als exogene kosten. Openbaar domeinbeheerders hebben typisch een wettelijke of decretale basis om retributies te innen bij distributienetbeheerders die werken uitvoeren op hun grondgebied.

De VREG wil de publieke overheden en openbaar domeinbeheerders wijzen op het feit dat de bovenvermelde retributies en heffingen een belemmering voor de energietransitie vormen. In dit kader wijst de VREG ook op de doelstelling geformuleerd in het Lokale Energie en Klimaat Pact (LEKP) om vanuit de lokale besturen geen nieuwe heffingen of retributies in te voeren op elektriciteitsmasten en sleuven van Elia⁶. De doelstelling in het LEKP wordt expliciet gemotiveerd door te stellen dat door deze heffingen en retributies stapsgewijs te schrappen de energietransitie ondersteund kan worden. De heffingen en retributies op elektriciteitsmasten en sleuven van Elia worden namelijk doorgerekend op de elektriciteitsfactuur van de eindgebruiker, waardoor investeringen in duurzame technologieën, zoals warmtepompen of elektrische wagens, minder rendabel worden. Ook de retributies en heffingen die aan de distributienetbeheerders aangerekend worden, komen op de elektriciteitsfactuur van de eindgebruiker en zetten zo een rem op duurzame investeringen⁷. De VREG pleit daarom voor een verruiming van bovenvermelde doelstelling in het LEKP naar de afbouw van heffingen en retributies op de distributienetbeheerders.

6.1.3 Vaststelling van het toegelaten inkomen

6.1.3.1 *Fusiebesparingen*

De VREG heeft bij de vaststelling van de toegelaten inkomens voor endogene kosten in de jaren 2019 t.e.m. 2024 rekening gehouden met de kostenbesparingen die de distributienetbeheerders

⁵ Overeenstemming wordt berekend op basis van het gemiddelde van 20% nieuwe financiële schulden in het eerste jaar van de reguleringsperiode, 30% in het tweede jaar, 40% in het derde jaar en 50% in het vierde jaar. Het aandeel van de nieuwe financiële schulden voor het eerste jaar van de reguleringsperiode wordt gelijkgesteld aan 20% ten gevolge van het feit dat de VREG de kosten van schulden jaarlijks bijwerkt op basis van data rekening houdende met een tijdsverschil van 2 jaren.

⁶ <https://www.lokaalklimaatpact.be/doelstellingen/heffingen-op-energie/geen-nieuwe-heffingen-op-masten-en-sleuven-van-elia>

⁷ In de budgetten ter bepaling van de periodieke distributienettarieven voor elektriciteit 2024 wordt bijvoorbeeld zo'n 10 miljoen euro opgenomen voor de retributies aangerekend door de steden en gemeenten aan de Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders (en zo'n 3,5 miljoen euro in de budgetten ter bepaling van de periodieke distributienettarieven voor aardgas).

zouden kunnen uitvoeren n.a.v. de fusie van hun werkmaatschappijen in 2018 tot Fluvius. Hiertoe werd in de tariefmethodologie 2017-2020 en tariefmethodologie 2021-2024 een x' -factor toegevoegd aan de jaarlijkse berekening van het basisgedeelte van het endogene toegelaten inkomen. De volledige netto kostenbesparing van EUR 109 miljoen zou gerealiseerd worden tegen eind 2024. Dat betekent dat er geen bijkomende besparingen ten gevolge van de fusie opgelegd dienen te worden tijdens de reguleringsperiode 2025-2028. Er wordt daarom geen x' -factor opgenomen in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028.

Dat weerhoudt de VREG er niet van om in de toekomst een gelijkaardige stimulans voor de distributienetbeheerders, via een nieuwe x' -factor of een alternatief mechanisme, in te voeren. In eerste instantie zou dergelijke stimulans overwogen worden als zou blijken dat de opgelegde besparingen t.g.v. de fusie in werkelijkheid niet behaald zijn tegen eind 2024. Op het moment van vaststelling van de tariefmethodologie 2025-2028 kan de VREG die beoordeling echter nog niet maken. De besparingen t.g.v. de fusie tot Fluvius kunnen beschouwd worden als productiviteitsverbeteringen aan de hand van schaalvoordelen⁸. Een x' -factor of een gelijkaardig mechanisme kan ook overwogen worden wanneer andere schaalvoordelen geïdentificeerd zouden worden bij de distributienetbeheerders, bijvoorbeeld bij wijzigingen in de werking van de werkmaatschappij, bij een fusie van distributienetbeheerders, etc.

De VREG voert in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 wel een correctie door op de endogene kosten in de historische referentieperiode 2019-2023, rekening houdende met de opgelegde besparingen in de periode 2019-2024 aangezien deze besparingen in principe leiden tot lagere endogene kosten van de distributienetbeheerders in de periode 2025-2028 en verder. De endogene kosten in de historische referentieperiode 2019-2023 die omwille van de opgelegde fusiebesparingen verondersteld worden te zijn weggefallen tegen eind 2024, worden uit de historische referentieperiode verwijderd zodoende dat de periodieke distributienettarieven voor de reguleringsperiode 2025-2028 een afspiegeling zijn van de efficiënte kosten.

6.1.3.2 *Kosten van herwaarderingsmeerwaarden*

De kosten van herwaarderingsmeerwaarden bestaan enerzijds uit de jaarlijkse afboeking van de herwaarderingsmeerwaarden aan 2% van de initiële waarde en anderzijds uit de vergoeding van de kapitaalkosten voor herwaarderingsmeerwaarden.

Een herwaarderingsmeerwaarde houdt verband met een specifiek gereguleerd vast actief op de balans van de distributienetbeheerder. Zodra een gereguleerd vast actief, waaraan een herwaarderingsmeerwaarde is verbonden, buiten dienst wordt gesteld, moet ook de resterende boekwaarde van deze herwaarderingsmeerwaarde uit de gereguleerde vaste activa van de distributienetbeheerder geweerd worden. Op heden wordt deze praktijk door de distributienetbeheerder enkel toegepast voor een buitendienststelling t.g.v. een verkoop van een gereguleerd vast actief.

In de tariefmethodologie 2021-2024 startte de VREG met de stapsgewijze afbouw van de kapitaalkostvergoeding voor herwaarderingsmeerwaarden, waarbij de wacc sinds 2021 jaarlijks met $1/8^e$ wordt verlaagd. In het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 bevestigt de VREG dit afbouwpad waarbij vanaf 2025 het resterende gedeelte van de wacc zoals vastgesteld in de tariefmethodologie 2021-2024 (3,5%) telkens verder met $1/8^e$ van die wacc wordt afgebouwd.

⁸ Tariefmethodologie 2021-2024, par. 5.2.

Tegen einde 2028 is de kapitaalkostvergoeding voor herwaarderingsmeerwaarden zodoende volledig afgebouwd.

6.1.3.3 Financiële incentives

In het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 wordt de zero-sum kwaliteitsprikkel en de specifieke financiële stimuli uit de tariefmethodologie 2021-2024 vervangen door financiële incentives op basis van zes kwaliteitsindicatoren.

Deze kwaliteitsindicatoren zijn:

- de frequentie en duur van onderbrekingen;
- de tijdige offertering en realisatie van aansluitingen;
- de volledige en tijdige communicatie van meetgegevens;
- het vermijden en tijdig oplossen van geblokkeerde toegangspunten;
- de klantentevredenheid;
- innovatieve projecten met het oog op de energietransitie.

De verwerking van de kwaliteitsprikkel in het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerders wordt op een overeenkomstige wijze aangepast. In de reguleringsperiode 2021-2024 omvat de kwaliteitsprikkel een budgetneutrale herverdeling van het toegelaten inkomen tussen de distributienetbeheerders onderling. Dit gebeurt op basis van de geleverde prestaties in de referentieperiode 2017-2019 en onder de vorm van een percentage van het basisgedeelte van het toegelaten inkomen voor endogene kosten dat vastligt voor de gehele reguleringsperiode. In het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 is de kwaliteitsprikkel niet langer budgetneutraal en wordt deze jaarlijks bepaald op basis van de prestaties die de distributienetbeheerders vanaf 2025 leveren. De kwaliteitsprikkel wordt onder de vorm van een absoluut bedrag, uitgedrukt in euro, verwerkt in de aanvullende endogene termen binnen het toegelaten inkomen voor endogene kosten.

Ter voorbereiding heeft de VREG in 2023 een studie door de consultant Europe Economics laten uitvoeren. Hun bevindingen en aanbevelingen worden hieronder beschreven.

In de daaropvolgende paragrafen wordt verduidelijkt hoe de VREG deze aanbevelingen in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 geïntegreerd heeft en wordt dit nader gemotiveerd.

6.1.3.3.1 Studie Europe Economics

In het kader van deze studie heeft Europe Economics de goede praktijken in de ons omringende landen in kaart gebracht, advies verleend over het ruimere kader en de verschillende aspecten van financiële incentives alsook vijf financiële incentives concreet uitgewerkt. Zij organiseerden ook twee overlegmomenten met stakeholders om hun reacties te capteren. Het rapport van Europe Economics biedt een omvattende beschrijving van de studie. Dit rapport is integraal bij dit consultatiedocument gevoegd.

Wat zijn de voornaamste bevindingen en aanbevelingen van de studie?

- Europe Economics ontwikkelde een beslissingsboom die aangeeft welke doelstelling of kwaliteitsindicatoren door middel van financiële incentives gestimuleerd kunnen worden en welke doelstellingen of kwaliteitsindicatoren beter via een ander instrument (zoals

wettelijke vereisten, technische reglementen of reputatiestimulansen) opgevolgd kunnen worden. Deze beslissingsboom neemt onder meer in overweging of de doelstellingen grotendeels binnen de controle van de distributienetbeheerders liggen, strikte naleving vereisen, meerwaarde hebben voor de netgebruikers, meetbaar zijn en niet tot perverse prikkels leiden.

- Op basis van deze beslissingsboom komt Europe Economics tot de conclusie dat vier kwantitatieve kwaliteitsindicatoren (met betrekking tot onderbrekingen, aansluitingen, meetgegevens en klantentevredenheid) financieel gestimuleerd kunnen worden. Ze onderscheiden ook een financiële incentive voor innovatieve projecten met het oog op de energietransitie.
- Europe Economics geeft ook een overzicht van de goede praktijken in de ons omliggende landen, zijnde Duitsland, Frankrijk, Groot-Brittannië, Ierland en Nederland.
- Europe Economics adviseert om over te stappen van een budgetneutrale kwaliteitsprikkel op basis van een relatieve vergelijking tussen de distributienetbeheerders onderling naar een financiële incentive op basis van absolute referentiewaarden. Dit met de bedoeling om de kwaliteitsprikkel in de reguleringsperiode 2025-2028 voldoende sterk te houden.
- Binnen de voorgestelde methodiek worden de referentiewaarden bepaald op basis van de prestaties die in de voorgaande jaren behaald zijn en wordt het beste dienstverleningsniveau of het beste kwartiel van prestaties als uitgangspunt genomen. Als Europe Economics een trendmatige verbetering tijdens de voorgaande jaren kan onderscheiden, adviseren zij om eenzelfde verbetering tijdens de reguleringsperiode 2025-2028 op te leggen.
- Om het gewicht van de verschillende kwaliteitsindicatoren te bepalen, adviseert Europe Economics een top-down 'revenue at risk'-benadering. Voor elektriciteit stellen zij een bovengrens van 5% van het toegelaten inkomen voor endogene kosten voorop en een ondergrens van 4,5%. Voor aardgas stellen zij een bovengrens van 2,25% van het toegelaten inkomen voor endogene kosten voorop en een ondergrens van 1,75%.

6.1.3.3.2 Vermijden en tijdig oplossen van geblokkeerde toegangspunten

Bij de beoordeling van mogelijke kwaliteitsindicatoren heeft Europe Economics ook geblokkeerde toegangspunten in overweging genomen. Daarbij stelden ze vast dat alle voorwaarden voor een financiële incentive voldaan zijn uitgezonderd dat er op dat moment onvoldoende referentiedata beschikbaar waren om een redelijke incentive te kunnen voorstellen. In de tussentijd heeft de VREG voldoende referentiedata en introduceert hij deze financiële incentive daarom alsnog in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028.

Sinds de start van het Central Market IT-System (CMS) bij Atrias in november 2021 treden er geblokkeerde toegangspunten op in het CMS en in de backend IT-systemen van de distributienetbeheerders (bij werkmaatschappij Fluvius System Operator). De status van o.a. de langer dan 3 en 6 maanden geblokkeerde toegangspunten wordt door de distributienetbeheerders maandelijks aan de VREG gerapporteerd. Meer informatie is beschikbaar in par. 3.2.2.1 van het VREG-rapport Databeheer 2023⁹.

We voorzien een incentive om de distributienetbeheerders ertoe aan te zetten om het aantal geblokkeerde toegangspunten in de systemen van Atrias en Fluvius onder controle te houden. De gevolgen van een geblokkeerd toegangspunt zijn immers nefast voor de getroffen

⁹ <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2023-20.pdf>

distributienetgebruiker, zoals geen informatie over de afrekening bij jaarlijkse meteropname, bij wijziging van leverancier of van contract, enzovoort¹⁰.

Voor de incentive hebben we ons gebaseerd op de *CMS Blocked/Locked KPI* die voorgesteld werd door Atrias¹¹. Daarin is sprake van 2 geblokkeerde toegangspunten per 10.000 als aanvaardbare drempelwaarde. We passen deze indicator toe met het volgende verschil: bij Atrias wordt deze waarde na 6 weken verwerking binnen het CMS vastgesteld. We willen deze relatieve referentiewaarde gebruiken voor de maandelijkse instroom aan blokkeringen opgedoken na de voorbije 3 maanden verwerking in het CMS (uiteraard dan enkel van toepassing voor de toegangspunten in het Vlaamse Gewest). Bovendien passen we deze relatieve referentiewaarde dan ook toe voor die instromende blokkeringen in het backend-systeem van de Vlaamse distributienetbeheerders, aangezien dit gaat over andere blokkeringen waar Atrias geen kennis van heeft en niet over rapporteert.

Behalve voor de maandelijkse instroom, wensen we ook een incentive te geven voor het totaal aantal toegangspunten dat onredelijk lang geblokkeerd zou zijn. We kijken hiervoor naar de blokkeringen van toegangspunten die langer duren dan 6 maanden, waarbij klanten een grote mate van ontevredenheid over de dienstverlening kunnen ervaren. We kiezen hier voor een redelijke referentiewaarde van 1 geblokkeerd toegangspunt ouder dan 6 maand op 10.000 toegangspunten.

6.1.3.3.3 Gewicht van de verschillende kwaliteitsindicatoren

In tabel 2 (elektriciteit) en tabel 3 (aardgas) van bijlage 9 van het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 wordt het gewicht van de verschillende kwaliteitsindicatoren vastgesteld. Deze waarden zijn grotendeels gebaseerd op het advies van Europe Economics en worden in zijn rapport verder gemotiveerd.

De VREG opteert echter om aan de frequentie en duur van stroomonderbrekingen een gewicht van 1,50% (in de plaats van 2,50%) te geven. Dit doen we in overeenstemming met de reacties vanuit de stakeholders. Tijdens de overlegmomenten kwam meermaals naar voren dat het gewicht voor de stroomonderbrekingen te hoog lag in vergelijking met de andere kwaliteitsindicatoren. Met het gewicht van 1,50% beogen we een evenwicht te brengen tussen het advies van Europe Economics, de ervaring uit de ons omringende landen en de verwachtingen van de stakeholders naar de distributienetbeheerders toe.

De VREG stelt voor om aan de financiële incentive 'Volledige en tijdige communicatie van meetgegevens' en de financiële incentive 'Vermijden en tijdig oplossen van geblokkeerde toegangspunten' een vergelijkbaar gewicht te geven maar het gewicht anders te verdelen over de boni en mali. Als de netgebruikers hun meetgegevens volledig en tijdig kunnen raadplegen via het MijnFluvius-portaal dan creëert dat een positieve meerwaarde voor hen, terwijl zij weinig directe schade ondervinden als bepaalde meetgegevens geschat zijn, ontbreken of pas na enkele dagen gecommuniceerd worden. Als daarentegen het toegangspunt van netgebruikers geblokkeerd is dan ondervinden zij mogelijk wel directe schade (omdat zij geen eindafrekening ontvangen, onzekerheid over het besparingspotentieel bij het veranderen van hun energiecontract, ...). In reflectie daarvan opteert de VREG om hogere boni voor de financiële incentive 'Volledige en tijdige communicatie van meetgegevens' vast te stellen en hogere mali voor de financiële

¹⁰ Zie bijvoorbeeld ook <https://www.fluvius.be/nl/factuur-en-tarieven/vertraging-energiefactuur>

¹¹ Market Alignment meeting van 5 oktober 2022: "Threshold: 2 out of 10.000 is acceptable".

incentive 'Vermijden en tijdig oplossen van geblokkeerde toegangspunten'. Het totale gewicht dat beide incentives samen krijgen, blijft evenwel in lijn met het gewicht van de incentives inzake aansluitingen en klantentevredenheid.

Gelet op het subjectieve karakter en de veelheid van factoren waardoor de klantentevredenheid beïnvloed wordt, wenst de VREG echter deze financiële incentive met de nodige voorzichtigheid te introduceren en de distributienetbeheerders niet te zwaar te penaliseren in het geval de klantentevredenheid tijdens de reguleringsperiode onder het referentieniveau zou blijven.

6.1.3.3.4 Ingangsdatum van de verschillende incentives

De meeste kwaliteitsindicatoren gelden voor de gehele reguleringsperiode. Voor de kwaliteitsindicatoren over de volledige en tijdige communicatie van meetgegevens en de klantentevredenheid opteert de VREG echter om de financiële incentive pas vanaf het jaar 2026 toe te passen. Dit biedt de mogelijkheid om de betreffende kwaliteitsindicatoren nog een bijkomend jaar op te volgen en de bevraging van de klantentevredenheid ten gronde voor te bereiden.

6.1.3.3.5 60^{ste} percentiel als referentiewaarde voor onderbrekingen, aansluitingen en communicatie van meetgegevens

In zijn rapport adviseert Europe Economics om, bij de beoordeling van de frequentie en duur van onderbrekingen, het 75^{ste} percentiel als referentiewaarde voor de reguleringsperiode 2025-2028 toe te passen. Bij de beoordeling van de offertering en realisatie van aansluitingen, stelt ze het hoogst behaalde dienstverleningsniveau in de referentieperiode 2018-2023 als referentiewaarde voor. Bij de beoordeling van de communicatie van meetgegevens via het MijnFluvius-portaal, stelt Europe Economics opnieuw het 75^{ste} percentiel als referentiewaarde voor.

In bijlage 9 van het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 stelt de VREG echter voor om het 60^{ste} percentiel als referentiewaarde voor deze kwaliteitsindicatoren toe te passen. De VREG doet dit om verschillende redenen, afhankelijk van de betreffende kwaliteitsindicator. Daarbij werkt de VREG steeds naar een evenwichtig voorstel toe, met referentiewaarden die de distributienetbeheerders ertoe aanzetten om de dienstverlening te verbeteren in een mate die op basis van ervaring in de voorgaande jaren ook haalbaar is.

De VREG volgt de betrouwbaarheid van de distributienetten al vele jaren op en oordeelt dat de Vlaamse distributienetbeheerders de voorbije jaren goed scoorden (ook in vergelijking met de ons omringende landen). Wel is er een zekere variatie tussen de Vlaamse distributienetbeheerders onderling. Het 60^{ste} percentiel zet de best presterende distributienetbeheerders ertoe aan om de betrouwbaarheid van hun netten op peil te houden en zet de slechter presterende distributienetbeheerders ertoe aan om daarnaartoe te werken zonder dat zij in tussentijd te zwaar gepenaliseerd worden.

Ook de offertering en realisatie van aansluitingen wordt al vele jaren opgevolgd. De VREG bemerkt echter dat voor die kwaliteitsindicatoren het best behaalde dienstverleningsniveau meestal in het eerste jaar van de referentieperiode 2018-2023 behaald is en dat het dienstverleningsniveau in de daaropvolgende jaren achteruitgaat. Met het 60^{ste} percentiel stelt de VREG voorop dat de distributienetbeheerders eerst deze trend keren en in de loop van de reguleringsperiode 2025-2028 nog een kleine verbetering realiseren.

De beschikbare referentiedata over de communicatie van meetgegevens via het MijnFluvius-portaal zijn nog eerder beperkt. Dit zet de VREG ertoe aan om de referentiewaarde met de nodige voorzichtigheid vast te stellen. Bovendien behalen de distributienetbeheerders in de meeste maanden al een goed dienstverleningsniveau. Om die redenen is het 60^{ste} percentiel ook voor deze kwaliteitsindicatoren een stimulerende, toch realistische referentiewaarde.

6.1.3.3.6 Gemiddelde als referentiewaarde voor klantentevredenheid

In zijn rapport adviseert Europe Economics om, bij de beoordeling van de algemene klantentevredenheid, de hoogst behaalde tevredenheidsscore in de referentieperiode 2019-2023 als referentiewaarde voor de reguleringsperiode 2025-2028 toe te passen. De hoogst behaalde tevredenheidsscore bedraagt 3,8 op 5 voor de gereguleerde activiteit elektriciteit en 3,9 op 5 voor de gereguleerde activiteit aardgas.

In bijlage 9 van het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 stelt de VREG echter voor om het gemiddelde van de behaalde tevredenheidsscores in de referentieperiode 2019-2023 als referentiewaarde voor de reguleringsperiode 2025-2028 toe te passen. De gemiddelde tevredenheidsscore bedraagt 3,62 op 5 voor de gereguleerde activiteit elektriciteit en 3,71 op 5 voor de gereguleerde activiteit aardgas.

Gelet op het subjectieve karakter en de veelheid van factoren waardoor de klantentevredenheid beïnvloed wordt, wenst de VREG deze financiële incentive met de nodige voorzichtigheid te introduceren. De vooropgestelde bepalingen zetten de distributienetbeheerders ertoe aan om de algemene klantentevredenheid minstens op hetzelfde peil als de voorgaande jaren te houden maar geeft hun ook de tijd om de verschillende factoren die de klantentevredenheid beïnvloeden, verder in kaart te brengen en te achterhalen hoe ze vervolgens nog beter kunnen beantwoorden aan de verwachtingen van de distributienetgebruikers. Dit kan wel de vertrekbasis vormen om de klantentevredenheid in de volgende reguleringsperioden verder te verbeteren.

6.1.3.3.7 Geen opgelegd verbeteringstraject tijdens de reguleringsperiode 2025-2028

In zijn rapport adviseert Europe Economics om voor drie van de achttien meetbare kwaliteitsindicatoren een verbetertraject toe te passen waarbij de referentiewaarde jaarlijks naar een beter dienstverleningsniveau verlegd wordt.

In bijlage 9 van het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 stelt de VREG echter voor om, bij de introductie van de financiële incentives, geen verbetertraject toe te passen en dit principe te veralgemenen naar alle meetbare kwaliteitsindicatoren.

De VREG heeft immers geen volledig zicht op de manier waarop de distributienetbeheerders de verbeteringen in de voorgaande jaren behaalden en wenst de referentiewaarden daarom met de nodige voorzichtigheid te introduceren. De rapportering in de reguleringsperiode 2025-2028 kan wel de vertrekbasis vormen om verbetertrajecten in de volgende reguleringsperioden te gaan toepassen.

6.1.3.3.8 Dienst 'Premie-aanvragen' buiten beschouwing bij de beoordeling van de klantentevredenheid

Bij de beoordeling van de algemene klantentevredenheid wordt een onderscheid gemaakt tussen zes verschillende diensten waarbij de distributienetgebruikers in rechtstreeks contact komen met

de distributienetbeheerders. In het rapport van Europe Economics is echter een zevende dienst 'Premie-aanvragen' opgenomen.

De VREG stelt voor om deze dienst in het kader van de financiële incentives niet te weerhouden. De behandeling van premie-aanvragen vormt immers, net als de andere openbardienstverplichtingen, geen kerntaak van de distributienetbeheerders en deze taak is ook niet noodzakelijk voor de uitoefening van hun eigenlijke kerntaken.

Daarenboven zijn het VEKA en ook het agentschap Wonen in Vlaanderen verantwoordelijk voor het toezicht op de behandeling van premie-aanvragen door de distributienetbeheerders¹². De VREG wenst geen financiële incentives in te voeren die met dit toezicht interfereren.

6.1.3.3.9 Vereenvoudiging van de beoordeling door het expertenpanel

In zijn rapport doet Europe Economics een voorstel inzake de samenstelling van het expertenpanel en de procedure die zij volgen bij de beoordeling van de innovatieve projecten met het oog op de energietransitie. De VREG heeft dit voorstel grotendeels overgenomen maar opteert om enkele vereenvoudigingen toe te voegen.

De VREG wenst het expertenpanel met de nodige zorg samen te stellen en de criteria inzake onafhankelijkheid, objectiviteit en vakbekwaamheid strikt toe te passen. Dit bemoeilijkt echter de zoektocht naar voldoende panelleden die aan alle criteria voldoen en bereid zijn om deze taak op te nemen. De VREG opteert daarom om het aantal experts tot vier te beperken.

Ook het aantal projecten dat de distributienetbeheerders kunnen indienen en het aantal stappen in de beoordelingsprocedure worden uit praktische overwegingen beperkt.

Op die manier wil de VREG vermijden dat de innovatieve projecten niet ten gronde door de experts beoordeeld kunnen worden of dat de financiële incentive niet toegepast kan worden omdat onvoldoende experts willen participeren.

6.1.3.3.10 Breder kader

De financiële incentives zijn een waardevol instrument om, naast de algemene efficiëntieprikkels, ook de kwaliteit van de dienstverlening in de reguleringsperiode 2025-2028 op peil te houden en waar mogelijk te verbeteren.

Dit instrument moet echter ingebed worden in een breder kader en ook afgestemd worden met de andere instrumenten die de VREG ter beschikking heeft (bijvoorbeeld de kwaliteitsvereisten die in de technische reglementen verankerd zijn, de kwaliteitsindicatoren die via de kwaliteitsrapportering of aansprakelijkheidsrapportering opgevolgd worden). Daarenboven voorziet de VREG de mogelijkheid om de financiële incentives na hun introductie in de reguleringsperiode 2025-2028 verder aan te scherpen of aan te vullen. Dit vereist natuurlijk de nodige voorbereiding en opbouw van referentiedata.

¹² Zie art. 6.4.15, §1 en §2 van het Energiebesluit en art. 1 en art. 2 van het Besluit van de Vlaamse Regering van 4 februari 2022 tot oprichting van een uniek loket voor de aanvraag en behandeling van bepaalde woon- en energiepremies en tot wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2021 en het Besluit Vlaamse Codex Wonen van 2021

Met deze consultatie wenst de VREG de verschillende stakeholders dan ook actief te bevragen naar hun visie en verwachtingen.

6.1.3.4 Voorschotten

In de tariefmethodologie 2021-2024 integreerde de VREG de mogelijkheid voor de distributienetbeheerders om een voorschot op toekomstige endogene inkomsten aan hun toegelaten inkomen toe te voegen, hetgeen vervolgens in de toekomst door de distributienetbeheerder moet teruggegeven worden. In het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 behoudt de VREG dit mechanisme en voorziet hij tegelijk in een duidelijker kader .

Naast een voorschot ten gevolge van veranderingen in de wetgeving kan een distributienetbeheerder in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 ook een voorschot aanvragen voor dossiers gerelateerd aan het proactieve investeringsbeleid voor elektriciteit. Het jaarlijks voorschot wordt, mede omwille van die uitbreiding, geplafonneerd op 5% van het basisgedeelte van het toegelaten inkomen inzake endogene kosten voor het jaar 2025. Voor de gereguleerde activiteit elektriciteit betekent dit naar verwachting een jaarlijks maximaal voorschot van ongeveer 50 miljoen euro. Voorts kan een voorschot enkel betrekking hebben op de endogene kosten die in de tariefmethodologie als operationele kosten en/of afschrijvingen worden beschouwd. Er wordt niet voorzien in een voorschot voor kapitaalkosten t.g.v. financiering op de externe kapitaalmarkt en dit aangezien het bedrag van het voorschot een alternatieve financieringsbron voor de distributienetbeheerder vormt.

6.1.3.5 Correctie voor meerwaarde Wyre

In juli 2023 werd het bedrijf Wyre bv (hierna Wyre) opgericht als joint venture tussen Fluvius en Telenet bv (hierna: Telenet) met als doel het datanetwerk van de toekomst te realiseren. Bij deze transactie hebben de Vlaamse distributienetbeheerders via hun werkmaatschappij Fluvius hun kabel- en glasvezelactiviteiten in Wyre ingebracht. Een deel van de ingebrachte activiteiten, o.a. glasvezelkabels die gebruikt worden voor de aansturing van distributiecabinen, behoorden voorheen tot de gereguleerde activiteit elektriciteitsdistributie. Bijgevolg werden de distributienetbeheerders in het verleden voor deze activiteiten vergoed via de periodieke distributienettarieven. De meerwaarde die Fluvius gerealiseerd heeft via de inbreng in Wyre wordt o.w.v. de specifieke transactiestructuur ook louter in hoofde van de werkmaatschappij erkend. Een deel van deze meerwaarde komt volgens de VREG echter toe aan de gebruikers van het elektriciteitsdistributienet. Daarom voorziet de VREG in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 in een correctieterm in de toegelaten inkomens van de distributienetbeheerders om een deel van de meerwaarde in hoofde van de elektriciteitsdistributienetbeheerders te erkennen.

De hoogte van de meerwaarde op de ingebrachte gereguleerde vaste activa wordt door de VREG vastgesteld in bijlage 11 van het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028. De VREG heeft daartoe beoordeeld wat het aandeel is van de ingebrachte gereguleerde vaste activa in de globale meerwaarde die Fluvius gerealiseerd heeft via zijn inbreng in Wyre, die bestaat uit zowel door de VREG gereguleerde als niet – door de VREG – gereguleerde vaste activa en activiteiten. Hierbij heeft de VREG met name het 14^e tarifaire richtsnoer (art. 4.1.32, §1 van het Energiedecreet) over het verbod op kruissubsidiëring tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten in acht genomen. Om kruissubsidiëring te voorkomen, zou de waardering van de in Wyre ingebrachte gereguleerde vaste activa nauw moeten aansluiten bij de waardering die bekomen zou zijn als Fluvius louter diezelfde gereguleerde vaste activa zou ingebracht hebben. De VREG heeft daarom

een uitgebreid onderzoek gevoerd naar de waardering van de inbreng van de gereguleerde vaste activa door Fluvius in Wyre.

Fluvius heeft via een interne oefening een waardering voor, en bijgevolg een meerwaarde op, de ingebrachte gereguleerde vaste activa bepaald. De VREG gaat, op basis van zijn onderzoek, niet akkoord met de door Fluvius gerapporteerde meerwaarde en stelt in bijlage 11 van het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 zelf een meerwaarde van 51,7 miljoen euro vast. Deze meerwaarde wordt door de VREG verder verdeeld over de verschillende elektriciteitsdistributienetbeheerders en via de bovenvermelde correctieterm gespreid verwerkt in hun toegelaten inkomens voor de reguleringsperiode 2025-2028.

6.1.4 Tariefvoorstel periodieke distributienettarieven

6.1.4.1 Tariefvoorstel periodieke elektriciteitsdistributienettarieven

6.1.4.1.1 Evaluatie nieuwe tariefstructuur

Zoals vastgesteld in de tariefmethodologie 2021-2024, is er sinds 2023 een nieuwe tariefstructuur voor de periodieke elektriciteitsdistributienettarieven ingevoerd. Alle gezinnen en bedrijven in Vlaanderen betalen sindsdien een deel van hun nettarieven op basis van een capaciteitstarief (kW). In 2023 startte de VREG ook onmiddellijk een meerjarig evaluatietraject van de nieuwe tariefstructuur. Daarbij beoordeelt hij de toepassing en de effecten van het capaciteitstarief aan de hand van een vooraf bepaald kader. We betrekken de belanghebbenden via meerdere deeltrajecten. De VREG rondt dat traject af met een overkoepelend rapport¹³.

Met het oog op de recente invoering en het nog lopende evaluatietraject, blijft de nieuwe tariefstructuur zonder grote wijzigingen behouden in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028. Dit biedt netgebruikers de nodige tijd om verder vertrouwd te worden met de nieuwe tariefstructuur en hun gedrag daarop af te stemmen. Een stabiele en voorzienbare aanpak is dan ook vereist. Met het capaciteitstarief bereiden we ons voor op de toekomst en beogen we een effect op middellange termijn.

6.1.4.1.2 Tijdsafhankelijke nettarieven

In navolging van par. 11.2.2 van de tariefmethodologie 2021-2024 hebben de distributienetbeheerders in de loop van 2022 en 2023 een studie naar tijdsafhankelijke elektriciteitsdistributienettarieven voor afname uitgevoerd. Daarbij heeft Fluvius tussen mei 2023 en november 2023 veelvuldig overleg gepleegd met de VREG en met verschillende stakeholders uit de energiesector. Op 1 december 2023 heeft Fluvius het studierapport aan de VREG opgeleverd. Op 20 februari 2024 heeft Fluvius het studierapport aan de stakeholders gecommuniceerd en op zijn website gepubliceerd¹⁴.

In het studierapport komt Fluvius tot de vaststelling dat, aangezien de netgebruikers homogeen gedrag vertonen en de netbelasting voornamelijk piekt tijdens koudeperiodes en tijdens de ochtend- en avonduren, er een duidelijk potentieel is om via tijdsafhankelijke nettarieven op dat

¹³ Ondernemingsplan VREG 2024,

https://www.vreg.be/sites/default/files/document/ondernemingsplan_vreg_2024.pdf

¹⁴ Fluvius, *Onderzoek naar Time-of-Use tarieven en injectie*, <https://over.fluvius.be/sites/fluvius/files/2024-02/onderzoek-naar-time-of-use-tarieven-en-injectie.pdf>

gedrag in te spelen. Tijdsafhankelijke nettarieven leiden, samen met de al ingevoerde capaciteitsstarieven, tot een meer kostenreflectieve aanrekening van de netkosten en zijn een nuttig instrument om de netkosten in de toekomst te beperken.

Op basis van de studie concludeert Fluvius echter dat er nog onvoldoende basis is om tijdsafhankelijke nettarieven in de reguleringsperiode 2025-2028 in te voeren. Hij concludeert dat een vervolgstudie aangewezen is. Op die manier kan hij bijkomende kwartiermetingen voor laagspanningsklanten verzamelen en ook netgebruikers met een dynamisch energiecontract, een batterij of een uitvallende omvormer in de studie opnemen. Ook mogelijke vertekeningen omwille van de coronamaatregelen en de hoge energieprijzen kunnen op die manier vermeden worden. Aan de hand van bijkomende analyses met een uitgebreide dataset kan Fluvius de specifieke modaliteiten van de nieuwe tijdsafhankelijke tariefstructuur (o.m. de afbakening van de tijdsperiodes, de tariefverschillen tussen de tijdsperiodes, etc.) op een voldoende stabiele manier vastleggen.

Daarenboven vragen Fluvius en de stakeholders om voldoende tijd te voorzien om de eventuele invoering van tijdsafhankelijke nettarieven voor te bereiden, naar het brede publiek te communiceren en in de marktprocessen te implementeren. Ook de nieuwe tariefstructuur is nog maar recentelijk ingevoerd en de evaluatie daarvan is nog lopende (zie par. 6.1.4.1.1 van dit document).

In het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 wordt daarom een vervolgstudie vastgesteld. Daarbij voorziet de VREG dat de distributienetbeheerders op regelmatige basis rapporteren om de voortgang op die manier te bewaken. De VREG specificeert bovendien de oplevering van een eerste rapport tegen 1 august 2025, met daarin inbegrepen een marktgedragen implementatievoorstel.

6.1.4.1.3 Afnameklanten op 26-36 kV-netten

In de reguleringsperiode 2021-2024 zijn de afnameklanten op 26-36 kV-posten of -netten wel als een afzonderlijke klantengroep gedefinieerd, maar worden de periodieke elektriciteitsdistributienettarieven nog gelijkgesteld aan de overeenkomstige nettarieven voor de afnameklanten op 1-26 kV-posten of -netten. Deze netten zijn initieel immers uitgebouwd om grote injectieklanten (zoals windmolens) op het distributienet aan te sluiten. Bij de vaststelling van de tariefmethodologie 2021-2024 waren er dan ook nog onvoldoende afnameklanten op 26-36 kV-netten en was er onvoldoende basis om afzonderlijke en kostenreflectieve nettarieven voor deze klantengroep vast te stellen.

Om de verdere ontwikkeling van de 26-36 kV-netten niet te hinderen, voorziet de VREG om de afnameklanten op 26-36 kV-posten en -netten als volwaardige klantengroepen, met afzonderlijke nettarieven, in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 op te nemen. Dit leidt immers tot een beter evenwicht tussen afname en injectie op de distributienetten en een meer kostenefficiënte uitbating van de 26-36 kV-netten. Dit laat bovendien toe om de kostenreflectiviteit van de nettarieven verder te optimaliseren, zorgt voor een betere afstemming met de niet-periodieke elektriciteitsdistributienettarieven en biedt nieuwe afnameklanten ook meer opportuniteiten om op 26-36 kV-netten aan te sluiten.

De VREG stelt daarom voor om de indeling en benaming van de klantengroepen in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 op een overeenkomstige wijze aan te passen. Het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 blijft wel de mogelijkheid voorzien dat, als de

distributienetbeheerder geen afzonderlijke budgetten aan de desbetreffende klantengroep kan toewijzen, de nettarieven gelijkgesteld worden aan de overeenkomstige nettarieven voor de afnameklanten op 1-26 kV-posten en -netten.

6.1.4.1.4 Tariefcomponent 'Overige transmissie'

Sinds 1 januari 2022 zijn de federale toeslagen (voor de financiering van de aansluiting van offshore windturbineparken, de financiering van (offshore) groenstroomcertificaten en de financiering van strategische reserves) omgevormd naar een bijzondere accijns.¹⁵ Daardoor is het gewicht van de tariefcomponent 'Overige transmissie' in het totaal van de periodieke elektriciteitsdistributienettarieven sterk afgenomen. Daarom en met het oog op een duidelijker onderscheid tussen de eigenlijke netkosten en de heffingen die via de energiefactuur aangerekend worden, voorziet de VREG om in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 de tariefcomponent 'Overige transmissie' te schrappen.

De VREG stelt voor om, gelet op de aard van deze kosten, de transmissienetkosten inzake:

- de tarieven voor het beheer van het elektrisch systeem (m.u.v. de tarieven voor de aanvullende afname of injectie van reactieve energie);
- de tarieven ter compensatie van onevenwichten;
- de tarieven voor de marktintegratie;

aan de tariefcomponent 'Netgebruik' toe te wijzen.

Deze transmissienetkosten worden door Elia integraal aangerekend op basis van de energieafname (kWh) op de koppelpunten. Met deze wijziging stijgen dan ook de kWh-gerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik'. Met het doel om de tariefdragers maximaal gealigneerd te houden met de kostendrijvers, wordt in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 voorzien dat het budget voor de tariefcomponent 'Netgebruik' voor 70% (en niet langer 80%) wordt aangerekend via de tariefdrager kW en voor 30% (en niet langer 20%) via de tariefdrager kWh. Op die manier wordt het relatieve gewicht van de capaciteitsprikkel op hetzelfde niveau gehouden als in 2023 en 2024.

De VREG stelt voor om, gelet op de aard van deze kosten, de transmissienetkosten inzake:

- het tarief voor openbaredienstverplichtingen voor de financiering van de steunmaatregelen voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling in Vlaanderen;
- het tarief voor openbaredienstverplichtingen voor de financiering van de maatregelen ter bevordering van rationeel energieverbruik in Vlaanderen;

aan de tariefcomponent 'Openbaredienstverplichtingen' toe te wijzen.

De VREG stelt voor om, gelet op de aard van deze kosten, de transmissienetkosten inzake de toeslag voor de belasting op masten en sleuven in Vlaanderen aan de tariefcomponent 'Toeslagen' toe te wijzen. De VREG wijst in dit kader ook naar par. 6.1.2.2 van dit document.

¹⁵ Programmawet van 27 december 2021, BS 31 december 2021.

Het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 voorziet wel dat de distributienetbeheerder het aandeel van de transmissienetkosten onderscheidt binnen de budgetten die aan elke tariefcomponent en elke klantengroep toegewezen worden.

6.1.4.1.5 Tariefstructuur elektriciteit injectie

In overeenstemming met par. 6.1.4.1.2 van dit document voorziet de VREG in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 ook om een vervolgstudie naar elektriciteitsdistributietarieven voor injectie vast te stellen. De distributienetbeheerders rapporteren daarbij op regelmatige basis teneinde de VREG in staat te stellen om de voortgang te bewaken.

In afwachting van de resultaten van deze vervolgstudie wordt voor prosumanten, naar analogie met de tariefmethodologie 2021-2024, de eventuele inwerkingtreding van de tariefcomponenten gerelateerd aan de activiteiten inzake netbeheer uitgesteld. Voor de activiteiten inzake databeheer voorziet de VREG in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 wel dat de distributienetbeheerder voor de afzonderlijke allocatiepunten voor injectie een tarief databeheer in rekening kan brengen en dit aangezien een afzonderlijk allocatiepunt ook afzonderlijke datastromen m.b.t. o.m. allocatie en facturatie met zich meebrengt.

6.1.4.1.6 Maximumtarieven

Om eventuele tariefschokken bij de overgang naar capaciteitstarieven in 2023 te beperken, zijn er in de tariefmethodologie 2021-2024 maximumtarieven voorzien. De VREG opteert om de maximumtarieven ook in de reguleringsperiode 2025-2028 te behouden en volgens dezelfde principes toe te passen.

In het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 wordt wel voorzien om de hoogte van de maximumtarieven opwaarts te laten evolueren. De periodieke elektriciteitsdistributietarieven evolueren immers ook volgens de endogene trend en de inflatie. Vaste maximumtarieven zouden er dan toe leiden dat steeds meer netgebruikers boven de maximumtarieven zouden uitkomen, dat een steeds groter deel van de kosten niet geïnd zou worden en dat de andere netgebruikers dus een steeds groter deel van de kosten zouden moeten bijpassen.

Daarom opteert de VREG om, naar analogie met de tariefmethodologie 2021-2024, de maximumtarieven voor afname voor het jaar 2024 met 30% te verhogen en vervolgens in dezelfde mate te verhogen als de budgetten voor de tariefcomponenten 'Netgebruik', 'Openbaredienstverplichtingen' en 'Toeslagen'. Dit zijn namelijk ook de tariefcomponenten waarop de maximumtarieven van toepassing zijn (m.u.v. het tarief 'Overschrijding toegangsvermogen').

De VREG opteert om, naar analogie met de tariefmethodologie 2021-2024, de maximumtarieven voor injectie met 30% te verhogen. In het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 worden de maximumtarieven voor injectie (in tegenstelling tot de maximumtarieven voor afname) niet verder verhoogd in overeenstemming met de budgetten voor de tariefcomponenten 'Netgebruik', 'Openbaredienstverplichtingen' en 'Toeslagen'. De laatste twee tariefcomponenten gelden immers niet voor de injectieklanten. Daarenboven zijn de maximumtarieven voor injectie sterk bepalend voor de aanrekening aan injectieklanten en wordt ook op transmissieniveau een vast injectietarief tot 2027 aangerekend. De VREG wenst dan ook met de nodige voorzichtigheid te werk te gaan.

6.1.4.1.7 Specifieke tarifaire bepalingen voor vrijstaande stationaire opslagsystemen

In het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 worden twee specifieke tarifaire bepalingen voor vrijstaande stationaire opslagsystemen vastgelegd.

Aanrekening van de tariefcomponenten ‘Openbardienstverplichtingen’ en ‘Toeslagen’ op basis van netto-afname

Vrijstaande opslagsystemen zijn geen eindgebruiker van het merendeel van de elektriciteit die ze van het net afnemen. Ze slaan de elektriciteit tijdelijk op en injecteren deze nadien terug in het net, waarna de elektriciteit finaal verbruikt wordt door een andere netgebruiker. Zowel het vrijstaande opslagsysteem als de eindgebruiker betalen voor deze elektriciteit de nettarieven conform de tariefstructuur beschreven in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028. Zonder een specifieke tarifaire bepaling zouden de tariefcomponenten ‘Openbardienstverplichtingen’ en ‘Toeslagen’ zowel door het opslagsysteem als de eindgebruiker betaald worden. De VREG wil een dubbele belasting op elektriciteit vermijden, zoals aanbevolen door de Europese Commissie¹⁶, door de tariefcomponenten ‘Openbardienstverplichtingen’ en ‘Toeslagen’ alleen aan te rekenen aan eindverbruik van elektriciteit. Omwille van een gelijkaardige redenering worden vrijstaande opslagsystemen conform art. 7.1.10, §3/1 en art. 7.1.11, §2/2 Energiedecreet gedeeltelijk vrijgesteld van hun quotumplicht voor groenestroom- en warmtekrachtcertificaten. De VREG stelt bovendien vast dat een gelijkaardige bepaling vanaf 2025 geldt voor vrijstaande opslagsystemen aangesloten op het distributienet in Wallonië¹⁷.

In de praktijk kent een vrijstaand opslagsysteem uiteraard energieverliezen en is het dus wel de finale verbruiker van een deel van de elektriciteit die het van het net afneemt. Het finale verbruik kan benaderd worden door de netto-afname, nl. het verschil tussen de geregistreerde afname en geregistreerde injectie van het opslagsysteem, over een voldoende lange periode, bijvoorbeeld een maand of een jaar, te beschouwen. Hiertoe introduceert de VREG de tariefdrager $kWh_{afn-netto}$ voor de aanrekening van de tariefcomponenten ‘Openbardienstverplichtingen’ en ‘Toeslagen’ bij vrijstaande stationaire opslagsystemen. De gewijzigde aanrekening geldt alleen voor vrijstaande opslagsystemen, waarbij geen andere productie- of verbruiksinstallaties op hetzelfde toegangspunt aangesloten zijn, omdat alleen bij dergelijke systemen de afgenomen energie met zekerheid niet finaal verbruikt wordt.

Afrekening volgens de tariefdrager $kWh_{afn-netto}$ noodzaakt de implementatie van een bijkomend meetregister in de facturatieprocessen en brengt bijgevolg extra complexiteit en kosten met zich mee. De VREG oordeelt dat deze bijkomende complexiteit momenteel niet opweegt tegen de baten gegeven het geringe aantal vrijstaande opslagsystemen dat aangesloten is op het distributienet in Vlaanderen¹⁸. Tijdens de reguleringsperiode 2025-2028 stelt VREG daarom de netto-afname $kWh_{afn-netto}$ als benadering gelijk aan 0, en kent zo de facto een volledige vrijstelling

¹⁶ Commission Recommendation of 14 March 2023 on Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system 2023/C 103/01.

¹⁷ CWaPE, Décision relative à la méthodologie tarifaire 2025-2029, art. 89 §4, art. 90 §3 en art. 192 §5, <https://www.cwape.be/sites/default/files/cwape-documents/2023.05.31-0773-M%C3%A9thodologie%20tarifaire%20pour%20la%20op%C3%A9riode%20r%C3%A9gulatoire%202025-2029%20.pdf>

¹⁸ In 2022 was er slechts één opslagsysteem bekend bij de distributienetbeheerders dat in aanmerking kwam voor de gedeeltelijke vrijstelling op de quotumplicht conform het Energiedecreet art. 7.1.10 §3/1

toe aan vrijstaande stationaire opslagsystemen op de tariefcomponenten 'Openbardienstverplichtingen' en 'Toeslagen'.

Gedeeltelijke vrijstelling voor de tariefcomponent 'Netgebruik' voor afname

Vrijstaande stationaire opslagsystemen worden in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 gedeeltelijk vrijgesteld van de tariefcomponent 'Netgebruik' voor afname. Via deze tariefcomponent worden zowel netgerelateerde kosten van de distributienetbeheerder als van de transmissienetbeheerder aangerekend. De VREG past voor vrijstaande opslagsystemen een reductiefactor toe op de tariefcomponent 'Netgebruik' zodat zij voor 80% vrijgesteld worden van de via de tariefcomponent aangerekende transmissienetkosten. Deze tarifaire bepaling ligt in lijn met de vrijstelling van 80% op de transmissienettarieven waarvan vrijstaande opslagsystemen aangesloten op het transmissienet gedurende tien jaar na hun indienststelling genieten, conform de tariefmethodologie 2024-2027 van de federale regulator CREG¹⁹. Tegelijkertijd worden vrijstaande opslagsystemen op het distributienet in Wallonië vanaf 2025 volledig vrijgesteld van netgerelateerde transmissienettarieven, zonder specificatie van een uitzonderingstermijn²⁰. Door een gelijkaardige vrijstelling in te voeren, waarborgt de VREG dat opslagsystemen aangesloten op het distributienet in Vlaanderen niet onredelijk benadeeld worden ten opzichte van opslagsystemen aangesloten op het transmissienet in België of het distributienet in Wallonië.

Wegens het beperkte aantal vrijstaande opslagsystemen aangesloten op het distributienet in Vlaanderen acht de VREG het onnodig om de voorwaarde dat alleen opslagsystemen met indienststelling na 1 juli 2018 in aanmerking komen voor de vrijstelling van de CREG over te nemen.

De VREG voorziet geen vermindering voor de via de tariefcomponent 'Netgebruik' aangerekende distributienetkosten aan vrijstaande opslagsystemen omdat het distributienet daadwerkelijk tweemaal belast wordt: een eerste maal wanneer de elektriciteit wordt afgenomen door het vrijstaande opslagsysteem en een tweede maal wanneer de elektriciteit door het opslagsysteem geïnjecteerd wordt en tegelijkertijd wordt afgenomen door de eindgebruiker. De getransporteerde elektriciteit kan op beide momenten kosten veroorzaken op het distributienet en dient daarom volgens het principe van kostenreflectiviteit tweemaal in rekening gebracht te worden in de tarifaire afrekening van de distributienetkosten.

6.1.4.1.8 Specifieke tarifaire bepalingen voor flexibiliteits- en ondersteunende diensten ingezet voor net- of systeembeheer

Distributienetbeheerders, de beheerder van het plaatselijk vervoernet en de transmissienetbeheerder kunnen activatie- en controletesten uitvoeren op installaties aangesloten op het elektriciteitsdistributienet die ingezet worden als flexibiliteits- of ondersteunende dienst voor het net- of systeembeheer. Hierbij kan de apparatuur op de aan de netbeheerder aangeboden maximale capaciteit getest worden, waarbij een hoge energie-uitwisseling (kW) optreedt met het distributienet. De tijdelijke afnamepieken kunnen zorgen voor

¹⁹ CREG, Besluit tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2024-2027, art. 4 §9, <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Others/Z1109-11NL.pdf>.

²⁰ CWaPE, Décision relative à la méthodologie tarifaire 2025-2029, art. 185 §6 en art. 186 §4, <https://www.cwape.be/sites/default/files/cwape-documents/2023.05.31-0773-M%C3%A9thodologie%20tarifaire%20pour%20la%20p%C3%A9riode%20r%C3%A9gulatoire%202025-2029%20.pdf>

een belangrijke impact op de hoogte van de door de distributienetgebruiker te betalen distributienettarieven, indien ze een tariefdrager kW hebben. Dit vormt mogelijk een belemmering voor de inzet van dergelijke diensten door netbeheerders en dient bijgevolg, conform de tarifaire richtsnoeren opgelegd in het Energiedecreet²¹, vermeden te worden. De VREG legt daarom op dat de impact van dergelijke testen op de afrekening van kW-gebaseerde tarieven geneutraliseerd wordt.

De bepaling in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 sluit nauw aan bij de bepaling opgenomen in par. 10.2.3 en 11.2.5 van de tariefmethodologie 2021-2024. Het toepassingsgebied wordt echter uitgebreid van diensten geleverd aan de transmissienetbeheerder naar diensten geleverd aan netbeheerders op alle spanningsniveaus, inclusief distributienetbeheerders, dit in navolging van het invoeren van een kader voor ondersteunende diensten en flexibiliteit voor distributienetbeheerders in de Vlaamse regelgeving²² en de lopende initiatieven bij de distributienetbeheerders m.b.t. de uitrol van dergelijke marktproducten.

Voor wat betreft de motivatie van de VREG om alleen neutralisaties op te leggen bij controle- en activatietesten, en niet bij alle activaties, verwijst de VREG naar zijn reactie op de zienswijze 40 in het consultatieverslag over de tariefmethodologie 2021-2024²³. O.b.v. een analyse van balanceringsdiensten geleverd aan de transmissienetbeheerder concludeerde de VREG toen 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 balanceringsdiensten veroorzaken. Omdat netgebruikers momenteel nog geen diensten aan de distributienetbeheerder kunnen leveren, kan de VREG niet vaststellen wat de impact is van activaties in het kader van dergelijke diensten op de aangerekende kW-tarieven in de praktijk. De VREG zal dit opvolgen wanneer deze producten effectief uitgerold worden en zal op basis daarvan de eventuele impact op de bepalingen in de tariefmethodologie beoordelen.

6.1.4.1.9 Studie energiedelen VITO

De VREG ontving in oktober 2021 de formele vraag van Vlaams Minister van Justitie en Handhaving, Omgeving, Energie en Toerisme Zuhail Demir om de kosten-batenanalyse uit te voeren die wordt vermeld in artikel 4.8.4, §4, eerste lid van het Energiedecreet.

Voor de uitvoering van dit onderzoek heeft de VREG zich laten ondersteunen door de consultant VITO/EnergyVille. Daarbij werd onderzocht in welke mate activiteiten van energiegemeenschappen, actieve afnemers in een gebouw en afnemers betrokken bij de verkoop van groene stroom in een gebouw (hierna collectieve activiteiten) kunnen bijdragen aan de ontlasting van het distributienet, en in welke mate relevante vergoedingen en kortingen op nettarieven desgevallend voor deze activiteiten kunnen gerechtvaardigd worden. Om de genomen assumpties met de praktijkervaring af te stemmen, werden gedurende het onderzoek

²¹ Het tarifaire richtsnoer van artikel 4.1.32, §1, 19° Energiedecreet stelt dat de tarieven geen prikkels mogen bevatten die de marktdeelname van vraagresponso i.v.m. balancerings- en nevendiensten kunnen belemmeren. Het tarifaire richtsnoer van artikel 4.1.32, §1, 20° Energiedecreet stelt dat de tarieven niet mogen beletten dat systeemdiensten beschikbaar gesteld worden voor vraagresponsomaatregelen.

²² Onder meer via het EMD-decreet, zoals op 31 maart 2021 goedgekeurd in het Vlaams Parlement (<https://docs.vlaamsparlement.be/pfile?id=1683388>) en het Besluit van de Vlaamse Regering van 20 mei 2022 tot wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010 (<https://beslissingenvlaamseregering.vlaanderen.be/document-view/62833E78479218B0ED55BA23>).

²³ RAPP-2020-17, <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2020-17>.

ook diverse stakeholders betrokken. Het rapport van VITO/EnergyVille werd na afloop van het onderzoek door de VREG gepubliceerd²⁴.

Wat zijn de vaststellingen van het onderzoek?

- Collectieve activiteiten zorgen in het algemeen niet voor een verandering in de investeringsbehoeften van de distributienetbeheerder. Sommige collectieve activiteiten kunnen op langere termijn wel de netverliezen beperkt doen dalen, als hun opzet en samenstelling aan bepaalde kenmerken voldoet.
- Collectieve activiteiten kunnen in het algemeen geen duurzame kostenbesparing opleveren voor de netbeheerder. Ze voldoen niet altijd aan alle randvoorwaarden die daarvoor noodzakelijk zijn. Zo moet een collectieve activiteit zijn flexibiliteitsoplossing voor het net op elk moment kunnen leveren, zonder enige uitzondering. Ook moet de collectieve activiteit zich situeren op een plaats waar het net al problemen van overbelasting ondervindt.

Op basis van die vaststellingen besluit het onderzoek dat een algemene aanpassing in de nettarieven voor collectieve activiteiten niet aangewezen is voor Vlaanderen. In het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 wordt bijgevolg ook niet voorzien in een specifieke behandeling van deze collectieve activiteiten ten opzichte van de overige distributienetgebruikers.

Het onderzoek stelt wel vast dat sommige collectieve activiteiten onder bepaalde omstandigheden met hun flexibiliteit een baat kunnen opleveren voor het distributienet. Die flexibiliteit kunnen zij best aan de distributienetbeheerder aanbieden onder de vorm van marktgebaseerde flexibiliteitsdiensten of ondersteunende diensten. De distributienetbeheerder koopt die diensten aan zonder onderscheid te maken tussen soorten aanbieders (collectieve activiteit of niet) en gebruikte technologieën. In dit kader verwijst de VREG eveneens naar de specifieke tarifaire bepalingen in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 voor flexibiliteits- en ondersteunende diensten ingezet voor net- of systeembeheer (par. 6.1.4.1.8 van dit document).

Aanbevelingen in het onderzoek

VITO/EnergyVille doet in de marge van het onderzoek ook enkele aanbevelingen, waarvan de VREG de impact op het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 als volgt beoordeelt:

- VITO/EnergyVille stelt vast dat actieve afnemers in een gemeenschappelijk en individueel gebouw op dit moment op dezelfde manier behandeld worden. Collectief zelfverbruik binnen hetzelfde gebouw en individueel zelfverbruik worden niet van elkaar onderscheiden. De berekeningsbasis voor aanrekening van nettarieven en heffingen is dezelfde. Het onderzoek raadt aan om na te gaan of de huidige gelijke behandeling het gewenste effect heeft. De VREG beoordeelt de behandeling van zelfverbruik vanuit technisch oogpunt. Voor beide types van actieve afnemers wordt voor elk individueel toegangspunt, de berekeningsbasis voor de aanrekening van de periodieke distributienettarieven, de zelfopgewekte stroom die zij gelijktijdig verbruiken inderdaad niet gemeten. Conform het Synergrid voorschrift C1/117²⁵ is het gedeelte van de aansluiting in eigendom, onderhoud en exploitatie van de distributienetbeheerder

²⁴ RAPP-2023-19, <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2023-19>

²⁵ <https://www.synergrid.be/nl/documentencentrum/technische-voorschriften/elektriciteit>

namelijk niet verschillend voor een toegangspunt in een gemeenschappelijk gebouw ten opzichte van een individueel gebouw, hetgeen een gelijke behandeling van actieve afnemers in een individueel en gemeenschappelijk gebouw op het niveau van het toegangspunt verantwoordt. Bovendien garandeert deze aanpak dat alle afnemers in een gemeenschappelijk gebouw vanuit tarifair oogpunt op dezelfde manier worden behandeld. Ook in Titel VII, hoofdstuk II van het Energiedecreet wordt door de regelgever bepaald dat voor o.m. actieve afnemers in een gemeenschappelijk gebouw en afnemers betrokken bij de verkoop van groene stroom in een gemeenschappelijk gebouw de gemeten energie op het toegangspunt bij de berekening van de heffingen, belastingen, toeslagen en bijdragen niet wordt gewijzigd door de toegekende of uitgewisselde energie, en dit vanuit het oogpunt van een faire financiering en marktconforme vergoeding door de gemeten stromen steeds als basis te houden. De berekening van de nettarieven volgt aldus eenzelfde aanpak. De VREG meent dat bestaande barrières m.b.t. de uitrol van hernieuwbare energie op gemeenschappelijke gebouwen niet via de nettarieven opgelost moeten worden.

- Het capaciteitstarief moedigt afnemers aan om hun individuele afnamepiek te beperken. Die prikkel volstaat op dit moment. De toenemende elektrificatie in combinatie met de huidige prikkel tot zelfverbruik kunnen er volgens het onderzoek in de toekomst voor zorgen dat die individuele afnamepieken meer samenvallen. Dat heeft dan een hogere piekbelasting van het net tot gevolg. Verder onderzoek naar aangepaste prikkels, die rekening houden met de piekbelasting van het net, is daarom aangewezen. De distributienetbeheerders voerden in de afgelopen jaren onderzoek naar het toevoegen van een tijdsafhankelijke prikkel in de distributienettarieven, waarbij tevens rekening wordt gehouden met de piekbelasting van het distributienet. Het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 voorziet dat de distributienetbeheerders dit onderzoek moeten verderzetten, waarbij ze op basis van bijkomende meetgegevens en nieuwe inzichten moeten evalueren of het opportuun en (technisch) mogelijk is om dergelijke prikkel in de distributienettarieven te integreren (par. 6.1.4.1.2).

Als laatste wijst de VREG erop dat het onderzoek van VITO/EnergyVille enkel de mogelijke voordelen van collectieve activiteiten voor de distributienetbeheerder bekijkt. Collectieve activiteiten kunnen andere voordelen hebben, bijvoorbeeld op ecologisch en sociaal vlak. Collectieve activiteiten bevorderen om die redenen moet conform art. 18(1) van de Elektriciteitsverordening²⁶ via andere mechanismen gebeuren dan de nettarieven.

6.1.4.1.10 kWh-tarief ODV voor afname exclusief nacht

In de tariefmethodologie 2021-2024 startte de VREG met de stapsgewijze afbouw van de historische korting op het kWh-tarief openbardienstverplichtingen voor afname exclusief nacht. In het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 bevestigt de VREG dit afbouwpad waarbij de stapsgewijze afbouw vanaf 2025 wordt verdergezet.

6.1.4.2 *Tariefvoorstel periodieke aardgasdistributienettarieven*

6.1.4.2.1 Toekomst aardgasdistributienetten

De omslag naar een koolstofarm energiesysteem zal ertoe leiden dat steeds meer aardgasklanten overschakelen naar niet-fossiele energiebronnen. De aardgasdistributienetten kunnen hierdoor

²⁶ Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit.

op termijn grotendeels overbodig worden of hun huidige functie verliezen. Zo kan een risico ontstaan dat een deel van die netten onbruikbaar wordt alvorens de investeringskosten zijn terugverdiend (stranded assets).

De Vlaamse overheid keurde midden 2023 een nieuw Vlaams Energie- en Klimaatplan (hierna VEKP) 2021-2030²⁷ goed. Onder meer in uitvoering van het VEKP 2021-2030, en zijn eerdere versie, werden in de afgelopen jaren door de Vlaamse overheid reeds enkele beslissingen genomen gerelateerd aan de toekomst van aardgas (bv. geen aardgasaansluiting bij nieuwbouw vanaf 1 januari 2025). In het VEKP 2021-2030 is echter geen strategie opgenomen over de uitfasering van aardgas in Vlaanderen. De snelheid en aanpak van de uitfasering van aardgas is dus op vandaag nog onduidelijk.

In zijn Memorandum voor de Vlaamse verkiezingen in 2024²⁸ beveelt de VREG dan ook aan om een toekomstvisie te ontwikkelen over de ontmanteling en herbestemming van de aardgasdistributienetten. De VREG stuurt daarbij aan op een systeemgeïntegreerde aanpak waarbij de Vlaamse overheid de coördinatie van dit proces bewaakt. Een systeemgeïntegreerde aanpak concentreert zich niet louter op de uitfasering van aardgas maar legt de focus op de manieren waarop de omslag naar een koolstofarm energiesysteem kan bereikt worden. Het actieplan van de Europese Commissie voor een versnelling van de energietransitie in haar EU-strategie voor een geïntegreerd energiesysteem²⁹ kan – voor zover dit nog niet het geval is – hierin sturing bieden. Volgens de VREG is een sectoroverschrijdende infrastructuurplanning in Vlaanderen daarbij essentieel.

De distributienetbeheerders spelen hierin een belangrijke rol. Zij moeten werk maken van een concreet plan om de uitfasering en herbestemming van hun aardgasnetten te realiseren en dat plan daarna ook in praktijk om te zetten. Zo kunnen de distributienetbeheerders ook zelf het risico op stranded assets maximaal vermijden.

Vanuit deze overwegingen besluit de VREG om in het ontwerp van Tariefmethodologie 2025-2028 geen specifieke bepalingen over de toekomst van de aardgasdistributienetten te integreren. Wel zal de VREG binnen afzienbare tijd een specifieke openbare raadpleging organiseren over dit thema. Met die raadpleging wil de VREG verder onderzoek initiëren naar o.m. de impact van de afnemende rol van aardgas binnen de verschillende fasen van de energietransitie op zijn taken en bevoegdheden, alsook mogelijke oplossingen verder in kaart brengen. De VREG heeft de intentie om de uitkomst van deze openbare raadpleging en het eventueel onderzoek dat daarop volgt, mee te nemen binnen de systeemgeïntegreerde aanpak waarop hij in zijn Memorandum aanstuurt. Daarbij zal de VREG ook de impact beoordelen op zijn instrumenten om de net- en databeheeractiviteiten van de distributienetbeheerders te sturen: o.a. de tariefmethodologie en de beoordeling van de investeringsplannen. Zo kan de VREG op basis van een geïntegreerde Vlaamse strategie over een efficiënte en rechtvaardige voorziening van de toekomstige energiebehoeften o.a. beoordelen of de ontwikkeling van de distributienetten hierop is afgestemd en onderzoek voeren naar de recuperatie van de kosten bij bestaande en toekomstige distributienetgebruikers en de distributienetbeheerders.

Er bestaan op dat vlak verschillende tarifaire denkpijlers. Zo kiezen sommige landen ervoor om de aardgasnetten versneld af te schrijven. Op die manier kunnen de resterende investeringskosten

²⁷ <https://www.vlaanderen.be/veka/energie-en-klimaatbeleid/vlaams-energie-en-klimaatplan-vekp-2021-2030>

²⁸ <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2024-04>

²⁹ Europese Commissie, Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration

verhaald worden op een momenteel nog grote groep distributienetgebruikers. Maar die aanpak heeft ook nadelen. De distributienetbeheerder draagt bij versneld afschrijven geen enkel risico voor de investeringen die hij nog aangaat. Dat risico wordt verschoven naar de distributienetgebruiker. Door niet versneld af te schrijven wordt mogelijk een stimulans behouden om stranded assets tot een minimum te beperken. De VREG wenst de voor- en nadelen van deze en andere mogelijke denkplaatjes eerst grondig te analyseren.

De verschillende uitdagingen waar de distributienetbeheerders voorstaan op vlak van elektriciteit versus aardgas zorgen in de komende reguleringsperiode voor een groter wordende kloof tussen de nettarieven voor elektriciteit en aardgas. De VREG merkt in dat opzicht op dat kruissubsidiëring tussen gereuleerde en niet-gereuleerde activiteiten verboden is.³⁰ Dat geldt ook tussen gereuleerde activiteiten onderling (elektriciteit/aardgas of andere activiteiten, zoals telecom, watervoorziening enz.).³¹ Toekomstige investeringsbehoeften voor elektriciteit kunnen bijvoorbeeld niet (deels) gefinancierd worden met middelen vanuit de nettarieven voor aardgas. Kruissubsidiëring tussen gereuleerde activiteiten onderling zou ingaan tegen de vereiste dat nettarieven kostenreflectief zijn, zoals bepaald in de Elektriciteitsverordening³² en het Energiedecreet³³. Wanneer bepaalde afnemers louter aardgas zouden afnemen en daarvoor nettarieven zouden betalen die daarna deels worden aangewend ter financiering van de elektriciteitsdistributie, zou dat ook neerkomen op discriminatie, verboden krachtens de Grondwet³⁴, de Elektriciteitsverordening³⁵ en het Energiedecreet³⁶. Zij zouden dan bijvoorbeeld voor een gelijk volume afgenomen elektriciteit verhoudingsgewijs meer kosten voor de distributie van elektriciteit betalen dan zij die enkel elektriciteit afnemen.

6.1.5 Tariefvoorstel niet-periodieke distributienettarieven

6.1.5.1 Mogelijkheid tot herziening gedurende de reguleringsperiode

Het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 voorziet in een structuur voor de niet-periodieke distributienettarieven waarbij de standaard werkwijze er net als in de vorige reguleringsperioden in bestaat dat de tarieven jaarlijks maximaal stijgen volgens de waargenomen evolutie van de consumptieprijsindex. Naast een herziening met het oog op een administratieve vereenvoudiging en transparantie voorziet het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 dat van deze standaard werkwijze kan afgeweken worden met het oog op de rol van de distributienetbeheerder in het mee mogelijk maken van de energietransitie.

6.1.5.2 Rendabel deel aardgas

Art. 4.1.16 van het Energiedecreet bepaalt dat de VREG moet beslissen over het rendabel deel van de kosten voor de aanleg van een gasleiding op het openbaar domein tussen het aardgasdistributienet en de wooneenheid, het gebouw of de verkaveling. In het verleden besliste de VREG ertoe om het rendabel deel aardgas vast te leggen voor de tarifaire reguleringsperiode

³⁰ Art. 4.1.32, §1, 14° Energiedecreet.

³¹ Zo heeft de VREG overeenkomstig art. 3.1.3, eerste lid, 1°, r) Energiedecreet als taak om kruissubsidiëring tussen activiteiten van de distributienetbeheerders en "andere activiteiten die al dan niet met het elektriciteitsgebied te maken hebben" (cf. aardgasdistributie) tegen te gaan.

³² Art. 18(1) Elektriciteitsverordening.

³³ Art. 4.1.32, §1, 5° Energiedecreet.

³⁴ Art. 10 en 11 Gw.

³⁵ Art. 18(1) Elektriciteitsverordening.

³⁶ Art. 4.1.32, §1, 4° Energiedecreet.

en bijgevolg te vervatten in de bepalingen van de tariefmethodologie (cfr. par. 9.4 in de tariefmethodologie 2021-2024).

Op het moment van de lancering van de openbare raadpleging over het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 is echter een regelgevend initiatief lopende³⁷ waarbij wordt voorzien in een schrapping van het betreffende art. 4.1.16 van het Energiedecreet. Om die reden heeft de VREG de bepalingen inzake het rendabel deel aardgas niet opgenomen in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028. Indien het verder regelgevend proces er toch niet toe zou leiden dat het betreffende artikel in het Energiedecreet wordt geschrapt, zal de VREG zijn beslissing over het rendabel deel aardgas via een afzonderlijke beslissing, losstaand van de beslissing over de tariefmethodologie 2025-2028, opvangen.

6.1.6 Regulatorische boekhoudkundige voorschriften

6.1.6.1 Proefprojecten

De VREG begrijpt dat een distributienetbeheerder, o.m. vanuit zijn rol in de energietransitie, binnen de gereguleerde activiteiten elektriciteits- en aardgasdistributie wenst deel te nemen aan of zelf initiatief neemt bij de uitbouw van verschillende proefprojecten.

De VREG legt in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 geen specifieke regulatorische boekhoudkundige voorschriften op betreffende proefprojecten. In zoverre de proefprojecten passen binnen de kerntaken van de distributienetbeheerder zoals vastgelegd in en krachtens de artikelen 4.1.6 tot en met 4.1.8/6 van het Energiedecreet en voldoen aan de bepalingen inzake redelijkheid, worden de kosten van deze projecten door de VREG beschouwd als endogene kosten. Indien de distributienetbeheerder kosten, verbonden aan het proefproject, wenst te activeren, dan gebeurt dit analoog aan de activeringsprincipes die gelden voor zijn reguliere activiteiten inzake net- en databeheer.

6.1.6.2 Regulatorische bepalingen m.b.t. kostenallocatie en methodenota

Voor de operationele werking, de opmaak en de uitvoering van investeringsprogramma's doen de Vlaamse distributienetbeheerders een beroep op de werkmaatschappij Fluvius, die haar kosten doorrekent aan de distributienetbeheerders via een beheersfactuur. Fluvius is, naast de gereguleerde activiteiten in elektriciteits- en aardgasdistributie, actief in verschillende domeinen die niet door de VREG gereguleerd worden, zoals riolering, openbare verlichting, warmtenetten, etc. Daarbij dient de VREG erover te waken dat er geen kruissubsidiëring optreedt tussen de verschillende activiteiten. Het Energiedecreet stelt namelijk dat kruissubsidiëring tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten niet toegestaan is³⁸. De (indirecte) kosten die binnen de werkmaatschappij en/of binnen gelieerde (dochter)ondernemingen gemaakt worden, dienen bijgevolg op een transparante en verantwoorde manier toegewezen te worden aan de verschillende activiteiten van Fluvius. Om het toezicht op de kostenallocatie binnen Fluvius te

³⁷ D.d. 16 februari 2024: De Vlaamse Regering keurde op 15 december 2023 voor de tweede keer het 'voorontwerp van decreet tot wijziging van het Gerechtelijk Wetboek, het decreet van 5 april 1995 houdende algemene bepalingen inzake milieubeleid en het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de uitbreiding van het EU-ETS tot scheepvaart, het invoeren van een apart EU-ETS2, netbeheer en energie-efficiëntie' principieel goed.

³⁸ Energiedecreet art. 4.1.32 §1, 14°.

verhogen, introduceerde de VREG in de tariefmethodologie 2021-2024 een methodenota die jaarlijks door Fluvius ingediend moest worden.

Op basis van de inzichten verkregen aan de hand van de methodenota introduceert de VREG in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028 bijkomende, meer gedetailleerde voorwaarden waaraan het allocatiemodel van de werkmaatschappij van de distributienetbeheerders moet voldoen. Hierbij legt de VREG o.a. op dat de distributienetbeheerder en zijn werkmaatschappij principes van 'activity-based costing' dienen toe te passen bij de toewijzing van indirecte kosten. Verder wordt benadrukt dat de allocatiemethode moet zorgen voor een transparante en consequente verdeling van de kosten, zowel over de verschillende (gereguleerde en niet-gereguleerde) activiteiten als doorheen de tijd. De VREG legt ook bepalingen op m.b.t. de gebruiksvergoedingen die binnen Fluvius gehanteerd worden voor de doorrekening van kosten tussen verschillende activiteiten en/of distributienetbeheerders wanneer een distributienetbeheerder/activiteit gebruikmaakt van een vast actief dat geboekt staat op de balans van een andere distributienetbeheerder/activiteit. Deze bepalingen hebben tot doel ervoor te zorgen dat de door de VREG vastgestelde endogene kosten bij gebruik van een vast actief dat toebehoort aan een andere activiteit/distributienetbeheerder, overeenstemmen met de endogene kosten bij gebruik van een eigen gereguleerd vast actief. Om de continuïteit van zijn reguleringsmethodiek te kunnen handhaven, legt de VREG vanaf de reguleringsperiode 2025-2028 op dat alle potentiële wijzigingen aan de allocatiemethode, gebruiksvergoedingen, etc. eerst aan de VREG moeten voorgelegd worden vooraleer ze effectief kunnen worden doorgevoerd.

De jaarlijkse methodenota blijft behouden in het ontwerp van tariefmethodologie 2025-2028. Via de methodenota dienen de distributienetbeheerders en hun werkmaatschappij aan te tonen dat voldaan is aan de bepalingen omtrent kostenallocatie. In vergelijking met de tariefmethodologie 2021-2024 wordt de minimale inhoud van de methodenota uitvoeriger omschreven. Zo wordt onder meer een gedetailleerd overzicht van de kosten, opbrengsten en investeringen van de distributienetbeheerders gevraagd. Verder dient de gehanteerde methodiek ter verdeling van de kosten en opbrengsten tussen de werkmaatschappij en/of distributienetbeheerders en externe partijen in het kader van synergiewerken, inclusief de verdere toewijzing van deze kosten en opbrengsten binnen de werkmaatschappij en/of distributienetbeheerder, beschreven te worden. De distributienetbeheerders dienen n.a.v. de bepalingen omtrent gebruiksvergoedingen ook een gedetailleerde rapportering van de doorgerekende gebruiksvergoedingen te bezorgen.

Het ontwerp van tariefmethodologie beschrijft ook de verdere acties die de VREG kan nemen o.b.v. de methodenota. Wanneer de VREG aan de hand van de methodenota niet met voldoende zekerheid kan besluiten dat er voldaan is aan de bepalingen inzake kostentoewijzing, dan kan de VREG een doorlichting/rapport van een externe deskundige vragen, teneinde bijkomende toelichting over de allocatiemethode te verschaffen en/of corrigerende maatregelen voor te stellen.