

Nota VREG over eenheidstarief voor de distributienetbeheerders in Vlaanderen

Inhoud

1	Samenvatting	2
2	Feedback VREG op Commissie Energie van 20 april 2022.....	2
2.1	Verwachtingen over toekomstige evolutie distributienettarieven.....	2
2.2	Regionaal objectiveerbare verschillen (ROV's)	4
3	Standpunt VREG over eenheidstarief.....	4
4	Juridische en methodologische beoordeling eenheidstarief	6
4.1	Inleiding.....	6
4.2	Juridische beoordeling	7
4.3	Methodologische beoordeling	8
4.3.1.	Types nettarieven voorzien in tariefmethodologie 2021-2024	8
4.3.2.	Geen éénmaking netgerelateerde kosten	9
4.3.3.	Impact éénmaking niet-netgerelateerde ODV-kosten	11

1 Samenvatting

Op 1 juni nodigt de Commissie voor Leefmilieu, Natuur, Ruimtelijke Ordening en Energie van het Vlaams Parlement (hierna: Commissie Energie) de VREG uit voor de bespreking van een conceptnota over een **eenheidstarief voor de distributienetbeheerders** in Vlaanderen.

Het concept van een eenheidstarief voor de distributienetbeheerders in Vlaanderen kwam eerder al enkele keren aan bod. Wij hebben daarbij altijd het standpunt ingenomen dat toewerken naar een **volledig eengemaakt nettariaf** pas kan wanneer **alle distributienetbeheerders voorafgaand fuseren tot 1 distributienetbeheerder**. We wijzen erop dat ook in die situatie lokaal gedifferentieerde nettarieven nog noodzakelijk kunnen blijken.

Uit onze juridische analyse besluiten we dat verder onderzoek nodig is over de mate waarin een eenheidstarief de toets van de verschillende richtsnoeren in het Energiedecreet doorstaat.

De distributienetbeheerders maken netgerelateerde kosten en niet-netgerelateerde kosten. Rekening houdend met het verschillend karakter van die kosten, beperken we ons in deze nota tot de **niet-netgerelateerde kosten van openbardienstverplichtingen** (hierna: ODV-kosten). We beoordelen de impact van een solidarisering van die kosten. Daarbij maken we een onderscheid tussen volgende scenario's:

- **Scenario 1:** Geen niet-netgerelateerde ODV-kosten via de nettarieven verrekenen;
- **Scenario 2:** Tarifaire gelijkstelling van de niet-netgerelateerde ODV-kosten.

We concluderen dat beide scenario's een **beperkte impact** hebben **op de huidige spreiding** in de nettarieven voor elektriciteit tussen de verschillende distributienetbeheerders. Dat betekent dat vooral de netgerelateerde kosten die spreiding veroorzaken. Uiteraard hebben beide scenario's wel een verschillende impact op de hoogte van de nettarieven per distributienetbeheerder.

2 Feedback VREG op Commissie Energie van 20 april 2022

2.1 Verwachtingen over toekomstige evolutie distributienettarieven

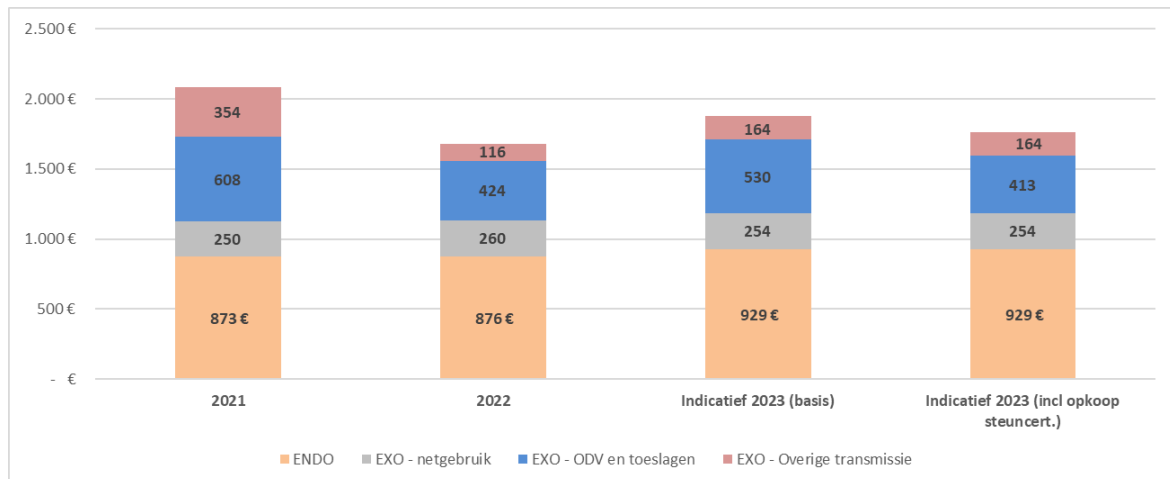
In de conclusie van de begeleidende presentatie tijdens de Commissie Energie van 20 april 2022 staat dat de VREG een daling van de distributienettarieven verwacht voor de komende jaren. Dat is niet correct.

Tijdens eerdere parlementaire hoorzittingen hebben wij aangegeven dat de distributienettarieven in de afgelopen jaren een dalende trend vertoonden. We deden geen uitspraak over de **toekomstige evolutie** van de nettarieven. Die toekomstige evolutie is onder meer afhankelijk van de inflatie, de investeringen in het kader van de energietransitie en de middelen die vanuit de Vlaamse Overheid ter beschikking worden gesteld ter gedeeltelijke compensatie van de financiële ODV's.

In de figuur hieronder tonen we onze verwachtingen voor het toegelaten inkomen elektriciteit voor 2023: enerzijds zonder en anderzijds met tussenkomsten (op hetzelfde niveau als voor 2022) vanuit de Vlaamse Overheid voor de kosten van steuncertificaten. Voor 2024 verwachten we op dit moment een toegelaten inkomen voor elektriciteit vergelijkbaar met 2023. Over het

toegelaten inkomen voor 2025 en verder kunnen we nog geen uitspraken doen. Dat komt onder meer door de lopende voorbereidingen van de nieuwe tariefmethodologie vanaf 2025, de ontwikkeling van het nieuwe investeringsbeleid door Fluvius in het kader van de energietransitie en de ontwikkelingen op vlak van flexibiliteit.

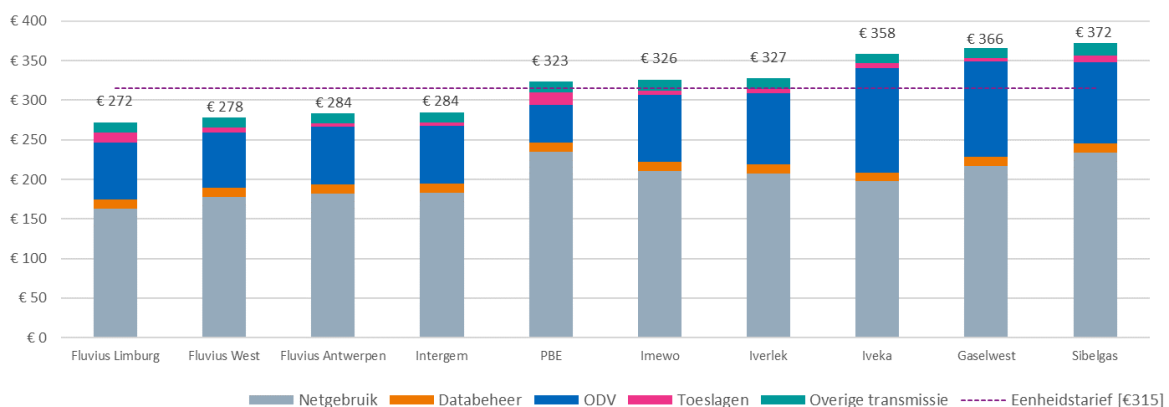
Figuur 1 Verwachte evolutie toegelaten inkomen elektriciteit



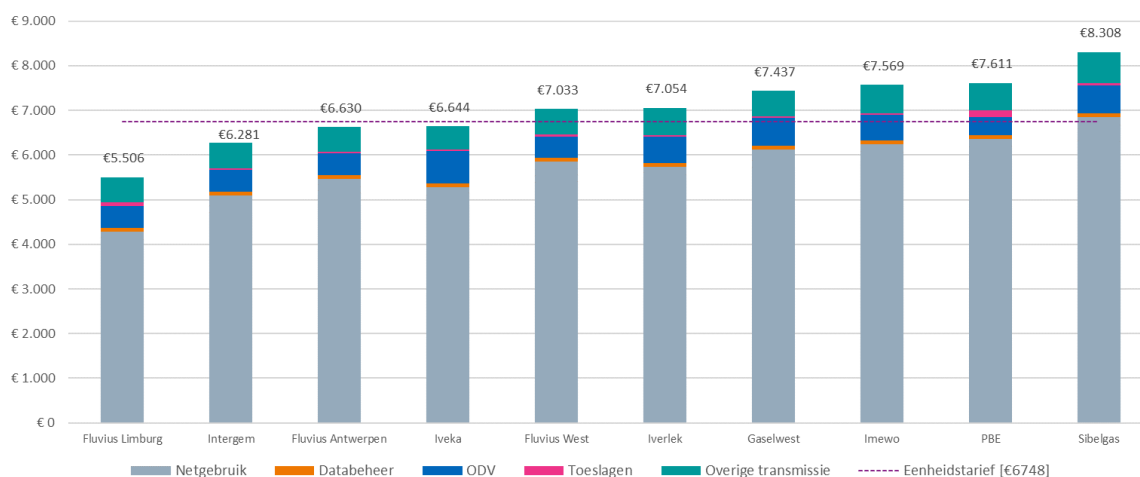
In de Commissie Energie van 20 april 2022 werd ook aangegeven dat een volledig eengemaakt nettatarief er in de huidige context niet toe zal leiden dat individuele netgebruikers significant hogere nettarieven betalen dan vandaag. Dat is niet correct.

In de figuren hieronder tonen we per distributienetbeheerder de **impact van een volledig eengemaakt nettatarief** voor elektriciteit. We gaan daarbij uit van de nieuwe tariefstructuur en het toegelaten inkomen voor 2022. Een gemiddeld Vlaams gezin zou met een volledig eengemaakt nettatarief in 2022 € 315 aan distributienettarieven betalen. Voor een gemiddeld industrieel bedrijf aangesloten op het middenspanningsnet zouden de nettarieven dan neerkomen op € 6.748. In combinatie met het (hogere) verwachte toegelaten inkomen voor 2023 leiden we af dat een volledige eenmaking van de nettarieven wel degelijk een belangrijke impact kan hebben voor individuele netgebruikers.

Figuur 2 Impact volledig eengemaakt nettatarief voor elektriciteit voor een gemiddeld gezin met digitale meter, gemiddelde maandpiek van 4,26 kW en jaarverbruik van 3.500 kWh (exclusief btw)



Figuur 3 Impact volledig eengemaakt nettatarief voor elektriciteit voor een industriële klant op middenspanning met jaarverbruik van 160 MWh, maandpiek van 85 kW en toegangsvermogen van 105 kW (exclusief btw)



2.2 Regionaal objectiveerbare verschillen (ROV's)

In de bespreking tijdens de Commissie Energie van 20 april 2022 werd vermeld dat er volgens een studie van de VREG¹ geen ROV's bij de Vlaamse distributienetbeheerders kunnen geïdentificeerd worden.

We formuleren twee aandachtspunten daarbij:

- Par. 11.7.3 van de tariefmethodologie 2021-2024 geeft aan dat er voor de **reguleringsperiode 2021-2024 geen ROV's** werden geïdentificeerd. Par. 11.7.2 van de tariefmethodologie 2021-2024 voorziet dat de ROV's telkens voor de volgende reguleringsperiode worden vastgelegd. Uit de studie van de VREG kunnen dus geen conclusies worden getrokken voor de toekomstige reguleringsperiode(s).
- De studie onderzocht zowel verschillen binnen een netgebied als tussen netgebieden, maar niet tussen een deel van netgebied A en een deel van netgebied B. Voor de aflijning van eventuele ROV-bronnen nam de studie het volledig netgebied waarin een distributienetbeheerder actief is als startpunt. Een andere aflijning (m.a.w. een deel van een netgebied) kon maar worden voorzien voor zover de corresponderende betrouwbare en geschikte data op een efficiënte manier te identificeren waren. In het geval van een **fusie tussen distributienetbeheerders** kan een ROV-studie dus tot **andere conclusies** leiden dan die in het rapport van 2019.

3 Standpunt VREG over eenheidstarief

Het concept van een eenheidstarief voor de distributienetbeheerders in Vlaanderen kwam eerder al enkele keren aan bod.

Zo ontvingen wij in de consultatie over de tariefmethodologie 2021-2024 een gelijkaardige zienswijze van zowel de Vlaamse Ombudsdienst, Gezinsbond als Samenlevingsopbouw, namelijk dat het aangewezen is om de tarifaire verschillen tussen netgebieden weg te werken². Als reactie op die zienswijze argumenteerden we dat:

¹ https://www.vreg.be/sites/default/files/19-0990_dnv_gl_-_vreg_-_rov_-_finaal_rapport.pdf

² Zienswijze 63 in het consultatieverslag over de tariefmethodologie 2021-2024 ([RAPP-2020-17](#)).

‘De (lokale) distributienettarieven weerspiegelen altijd de kosten van de (lokale) distributienetbeheerder (afschrijvingskosten, kapitaalkosten, operationele kosten, kosten van openbaardienstverplichtingen, 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 regulatorisch 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 de 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 vooropstelt.’

Wij hebben altijd het standpunt ingenomen dat toewerken naar een **volledig eengemaakt nettarieef** pas kan wanneer **alle distributienetbeheerders voorafgaand fuseren tot 1 distributienetbeheerder**. We wijzen erop dat ook in die situatie lokaal gedifferentieerde nettarieven nog noodzakelijk kunnen blijken.

De distributienetbeheerders maken netgerelateerde kosten en niet-netgerelateerde kosten. In de volgende paragraaf beoordelen we de impact van een **verhoogde eenmaking** van de nettarieven voor de **niet-netgerelateerde ODV-kosten**.

Wij pleiten al verschillende jaren om de **ODV-kosten niet via de nettarieven** te verrekenen. Het zou beter zijn om die kosten te financieren via de algemene middelen of via een heffing, liefst met een andere grondslag dan het elektriciteitsverbruik³. Waarom is dat zo?

- De kosten voor ODV’s worden momenteel vooral doorgerekend via de elektriciteitsfactuur. Met het oog op de energietransitie geeft dat een verkeerd signaal. In de evolutie naar een CO₂-arme samenleving zullen we voor ons vervoer (elektrische wagens) en voor de verwarming van onze huizen (warmtepompen) altijd meer gebruik maken van elektriciteit. Ook de lokale productie van hernieuwbare energie zal nog verder toenemen. Elektriciteit is dus een energiedrager van de toekomst.
- De doorrekening van ODV-kosten in de distributienettarieven is maar in overeenstemming met art. 18(1) Verordening 2019/943⁴ voor zover die kosten geen ‘ongereleerde kosten ter ondersteuning van ongereleerde beleidsdoelstellingen’ zijn. Die bepaling laat ruimte voor interpretatie, in het bijzonder over de kwalificatie van het woord ‘(on)gereleerde’. De meeste sociale en ecologische ODV’s veroorzaken hoe dan ook ‘ongereleerde kosten ter ondersteuning van ongereleerde beleidsdoelstellingen’. Die kosten zouden dus via een belasting (eventueel onder de vorm van toeslagen in aanvulling op de nettarieven) moeten worden gefinancierd.

In paragraaf 4.3.3 beoordelen we de impact op de nettarieven wanneer de niet-netgerelateerde ODV-kosten uit de nettarieven worden gehaald (**Scenario 1**).

³ Zie bijvoorbeeld ons [memorandum voor de Vlaamse verkiezingen 2019](#) en ons rapport over de Vlaamse openbare dienstverplichtingen inzake elektriciteit en aardgas uit 2019 ([RAPP-2019-11](#)).

⁴ Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit

Verder laten de Europese regels niet toe dat de regering of de decreetgever regels vastlegt die de **bevoegdheid van de regulator** op vlak van tariefregulering beperken. De Europese regels stellen duidelijk dat het vaststellen en/of goedkeuren van de distributienettarieven en de achterliggende berekeningsmethodes tot de exclusieve en autonome bevoegdheid van de regulator behoort. De regulator mag niet onderworpen zijn aan een hiërarchische overheid.

Wij concluderen daaruit dat de decreetgever niet bevoegd is om een solidariseringsmaatregel op te leggen die zich begeeft op het domein van de technische tariefregulering. Dat geldt voor alle kosten die onderdeel zijn van de nettarieven van de netbeheerders: endogene en exogene kosten. Enkel de onafhankelijke energieregulator is exclusief bevoegd om over de gehele of gedeeltelijke solidarisering van de endogene en exogene kosten te beslissen als hij dat nodig vindt. **Bestaande of toekomstige solidariseringsregelingen** opgelegd door de regelgever zijn daarmee in strijd.

De conceptnota bevat verschillende voorstellen om tot een eengemaakt nettatarief te komen. Eén van die voorstellen verwijst naar de decretaal⁵ opgelegde solidarisering van kosten die vandaag tussen de Vlaamse distributienetbeheerders bestaat. Het voorstel bestaat erin om een extra ODV in te voeren die de exogene en endogene kosten solidariseert. Dat zou gebeuren door een aanpassing van het Energiedecreet of -besluit. Volgens onze vaststelling hierboven moeten de aangehaalde decretale bepalingen (i.e. Art 7.1.6, §2 (GSC) en art 7.1.7, §2 (WKC) Energiedecreet) echter geschrapt worden in het Energiedecreet. De VREG kan de solidariseringsoefening dan zelf maken, via zijn tariefmethodologie.

In paragraaf 4.3.3 beoordelen we de impact op de nettarieven wanneer de niet-netgerelateerde ODV-kosten worden gelijkgesteld tussen de verschillende distributienetbeheerders (**Scenario 2**).

4 Juridische en methodologische beoordeling eenheidstarief

4.1 Inleiding

In 2016 heeft ook CWaPE, de Waalse regulator van de elektriciteits- en gasmarkt, een studie uitgevoerd over de mogelijkheden tot het harmoniseren van de distributienettarieven in Wallonië⁶.

De studie beschrijft 3 manieren waarop die harmonisatie kan gebeuren. In onze impactanalyse voorzien wij een vergelijkbare opdeling:

- **Tarifaire harmonisatie:** het toepassen van identieke regels op vlak van kostentoewijzing, zonder dat dit noodzakelijk aanleiding geeft tot een identiek nettatarief voor alle distributienetbeheerders.
- **Tarifaire uniformisering:** het vaststellen van een identiek nettatarief (of een onderdeel ervan) voor alle distributienetbeheerders, inclusief een compensatiemechanisme van de kosten binnen eenzelfde distributienetbeheerder (m.a.w. verschuiving kosten tariefcomponent X naar tariefcomponent Y om een identiek nettatarief voor tariefcomponent X te bekomen).

⁵ Art 7.1.6, §2 (GSC) en art 7.1.7, §2 (WKC) Energiedecreet

⁶ <https://www.cwape.be/sites/default/files/cwape-documents/2792.pdf>

Dit mechanisme is enkel mogelijk wanneer niet voor alle onderdelen van de nettarieven een identiek tarief voor alle distributienetbeheerders wordt toegepast. Is dat wel het geval? Dan is enkel het mechanisme van tarifaire gelijkstelling (zie hieronder) mogelijk.

- **Tarifaire gelijkstelling:** het vaststellen van een identiek nettarieven (of een onderdeel ervan) voor alle distributienetbeheerders, inclusief een compensatiemechanisme van de onderliggende kosten tussen de distributienetbeheerders.

4.2 Juridische beoordeling

De bijzondere wet van 6 januari 2014 met betrekking tot de Zesde Staatshervorming voorzorg de regionalisering van de distributienettarieven. Die regionalisering had als doel om de VREG en de andere regionale regulatoren in staat te stellen een coherent beleid te voeren op vlak van het toezicht op en de regulering van de distributienetten voor elektriciteit en aardgas. De uitoefening van de **tarifaire bevoegdheid** kan niet los gezien worden van de **andere taken van de regulator** in dat verband.⁷ Elke tarifaire aanpassing moet beschouwd worden in dat grotere geheel. Daarbij moeten alle deelaspecten ten opzichte van elkaar afgewogen worden en met elkaar in verband staan.

Er bestaat **geen Europeesrechtelijk principe** dat oplegt dat er ‘één set aan nettarieven per distributienetbeheerder’ moet bestaan. De Europese regelgeving bevat overigens meer procedurele dan inhoudelijke regels over tarieven. Zo zijn er onder meer garanties op vlak van de onafhankelijkheid van de regulator en bestaan er regels over de rechtsbescherming van de stakeholders bij de opmaak en de wijziging van de tariefmethodologie. Op inhoudelijk vlak bepaalt de Europese regelgeving dan weer dat nettarieven o.a. niet-discriminerend, voorzienbaar, niet-retroactief, evenredig en kostenreflectief moeten zijn.

In artikel 4.1.32 van het Energiedecreet heeft de decreetgever tarifaire **richtsnoeren** opgenomen. Die richtsnoeren zijn algemene beleidsrichtlijnen die zich niet mogen begeven op het domein van de technische tariefregulering. De VREG houdt er rekening mee bij de opmaak van de tariefmethodologie en de goedkeuring van de distributienettarieven. Alle 21 richtsnoeren zijn onverkort van toepassing. Het is daarom onvermijdbaar dat de regulator die tegen elkaar moet afwegen.

Een aantal richtsnoeren zijn in dit kader relevant:

- Het vierde richtsnoer bepaalt dat nettarieven niet mogen discrimineren. Momenteel bestaan er **niet-discriminerende nettarieven** per netgebied. Binnen elk netgebied worden de netkosten gesolidariseerd. Dat leidt tot de vaak gehoorde kritiek dat de netgebruiker ‘aan de overkant van de straat’ andere nettarieven betaalt dan zijn overbuur. Dat wordt als onrechtvaardig en onlogisch gepercipieerd. Nochtans is het grondgebied van de distributienetbeheerder wel degelijk een objectief verschil, dat juridisch een niet-discriminerende verschillende behandeling van die netgebruikers toestaat. Aan de andere kant is ook een solidarisering van de kosten op het niveau van het Vlaams Gewest denkbaar (in plaats van op het niveau van de huidige 10 distributienetgebieden). Dat zou kunnen in het

⁷ Zo bepaalt richtsnoer 15 van artikel 4.1.32 van het Energiedecreet dat de tariefmethodologie rekening houdt met o.a. de investeringsplannen van de distributienetbeheerders bij de tarifaire incentivering van de distributienetbeheerders om hun efficiëntie te verbeteren, de integratie van de markt en de bevoorradingszekerheid te bevorderen en aan onderzoek en ontwikkeling te doen die nodig zijn voor hun activiteiten.

licht van de gelijke behandeling van de gebruikers van de openbare dienst die distributie van elektriciteit en aardgas is.

- Het vijfde richtsnoer bepaalt: *‘de tarieven zijn een afspiegeling van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte vergelijkbare entiteit of activiteit’*. Eenvoudig gezegd komt dat erop neer dat de inkomsten uit de nettarieven moeten volstaan om de kosten van de netbeheerder te dekken. Het herverdelen van kosten en/of opbrengsten tussen netbeheerders zou op gespannen voet kunnen komen te staan met dit richtsnoer. Er moet verder onderzocht worden of nettarieven op een hoger niveau (eengemaakt tarief) de kosten van de verschillende netbeheerders samen zouden weerspiegelen. Het principe van kostenreflectiviteit zou bij een eengemaakt tarief dan worden beoordeeld over het hele grondgebied van Vlaanderen en over 10 netbeheerders samen.
- Het negende richtsnoer bepaalt ten slotte: *‘de vergoeding van in de gereguleerde activa geïnvesteerde kapitalen moet de distributienetbeheerder toelaten om de noodzakelijke investeringen te doen voor de uitoefening van zijn opdrachten en maakt een toegang tot kapitaal mogelijk’*. Concreet moeten de nettarieven en de achterliggende tariefmethodologie ervoor zorgen dat de distributienetbeheerders de noodzakelijke investeringen in hun netten kunnen uitvoeren. Die investeringen moeten de levensvatbaarheid van de netten kunnen waarborgen. De tariefmethodologie moet ervoor zorgen dat de normale vergoeding van in de gereguleerde activa geïnvesteerde kapitalen de netbeheerder toelaat om de noodzakelijke investeringen te doen voor de uitoefening van zijn opdrachten. Dit richtsnoer is ook een doorvertaling van een Europeesrechtelijke bepaling⁸. Het is een belangrijke kanttekening bij elke denkoefening om tot (meer) uniforme tarieven te komen en moet verder onderzocht worden.

4.3 Methodologische beoordeling

4.3.1. Types nettarieven voorzien in tariefmethodologie 2021-2024

Conform artikel 4.1.30, §1 van het Energiedecreet stelt de VREG een tariefmethodologie op en oefent hij zijn tariefbevoegdheid uit om zo een stabiele en voorzienbare regulering te bevorderen. Die regulering moet bijdragen tot de goede werking van de vrijgemaakte markt en moet de distributienetbeheerders in staat stellen de noodzakelijke investeringen in hun distributienetten uit te voeren. De VREG stelt daarbij ook de tariefstructuur vast van de verschillende nettarieven die de distributienetbeheerders kunnen aanrekenen.

We onderscheiden volgende **types nettarieven**:

- Niet-periodieke distributienettarieven elektriciteit en aardgas:
 - Daarvoor wordt een tarifaire uniformisering toegepast.
- Periodieke distributienettarieven elektriciteit:
 - Voor de *afnametarieven* wordt een tarifaire harmonisatie toegepast. Voor sommige onderdelen van de tariefstructuur wordt een tarifaire uniformisering vastgesteld (bv. tarief databeheer);
 - Ook voor de *injectietarieven* wordt een tarifaire harmonisatie toegepast.
- Periodieke distributienettarieven aardgas:

⁸Zie bijvoorbeeld art. 59, 7, a Vierde Elektriciteitsrichtlijn.

- Voor de *afnametarieven* wordt een tarifaire harmonisatie toegepast. Voor sommige onderdelen van de tariefstructuur wordt een tarifaire uniformisering vastgesteld (bv. tarief databeheer);
- Ook voor de *injectietarieven* wordt een tarifaire harmonisatie toegepast.

4.3.2. Geen éénmaking netgerelateerde kosten

Uit onze juridische analyse in paragraaf 4.2 besluiten we dat verder onderzoek nodig is over de mate waarin een eenheidstarief de toets van de verschillende richtsnoeren in het Energiedecreet doorstaat.

De distributienetbeheerders maken netgerelateerde kosten en niet-netgerelateerde kosten. Rekening houdend met het verschillend karakter van die kosten, beperken we ons in deze nota tot de **niet-netgerelateerde ODV-kosten**. We beoordelen in paragraaf 4.3.3 de impact van een solidarisering van die kosten.

We vinden de **netgerelateerde kosten minder geschikt** voor een solidarisering omwille van volgende redenen:

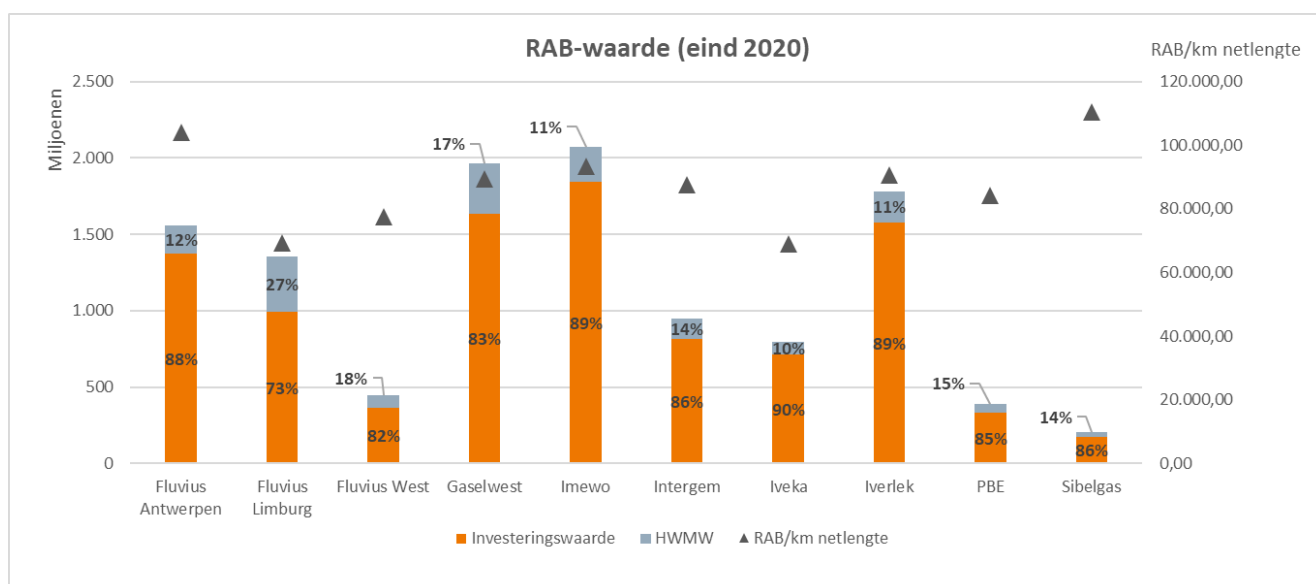
- Zoals ook aan bod kwam tijdens de bespreking in de Commissie Energie van 20 april 2022, is het **investeringsbeleid** in handen van de individuele distributienetbeheerders. Bepaalde distributienetbeheerders hebben in het verleden sterker op investeringen ingezet. Andere distributienetbeheerders zullen in de komende jaren sneller tot investeringen moeten overgaan. Dat brengt onder meer met zich mee dat de afschrijvingsbasis voor de verschillende distributienetbeheerders significant verschillend kan zijn. Een solidarisering zou dat teniet doen.
Verder leidt het historisch investeringsbeleid mogelijk tot een verschillend niveau van onderhoudskosten tussen de distributienetbeheerders. De tariefmethodologie 2021-2024 onderwerpt die onderhoudskosten aan een incentiveregulering. Bij een volledig eengemaakt distributienettarief zouden die onderhoudskosten gesolidariseerd worden.
De historische investeringen bepalen ook in sterke mate het toekomstig investeringsbeleid of de nood tot investeringen. In het geval van een volledig eengemaakt distributienettarief zouden netgebruikers uit andere netgebieden moeten bijdragen aan de toekomstige investeringen in netgebieden die in het verleden minder investeerden. Ook het toekomstig investeringsbeleid kan dus niet volledig gealigneerd worden tussen de verschillende distributienetbeheerders.
- We stellen vast dat onder de tariefregulering van de CREG herwaarderingsmeerwaarden op de RAB werden toegekend aan de distributienetbeheerders:
 - De zogenaamde **historische meerwaarde**. Die ontstond door een jaarlijkse herwaardering op basis van de evolutie van prijsindices. Vanaf de liberalisering, concreet met ingang van boekjaar 2003, werd die praktijk afgeschaft. Onder toezicht van de CREG werd toen een éénmalige herwaarderingsmeerwaarde aan deze activa toegekend.
 - De meerwaarde die het verschil tussen de **iRAB-waarde** en de netto afgeschreven boekwaarde (die laatste bevatte nog historische meerwaarden) weergeeft. De **iRAB-waarde** is een door de CREG erkende economische reconstructiewaarde voor het distributienet per 31 december 2001.

De hoogte van de iRAB-herwaarderingsmeerwaarde was dus afhankelijk van de nettoboekwaarde van de betrokken activa. Die nettoboekwaarde was op haar beurt aan het investeringsbeleid gelinkt.

- Voor enkele belangrijke netgerelateerde kostenrubrieken hanteert Fluvius wel al een uniforme aanpak. Ook een solidarisering daarvan lijkt ons niet aangewezen:
 - o Zo worden bijvoorbeeld de hoeveelheden elektriciteit voor **netverliezen** contractueel voor alle distributienetbeheerders samen aangekocht. Het niveau van de kosten verschilt daarbij per distributienetbeheerder. Dat komt onder meer door de afwijkende netverliespercentages per distributienetbeheerder. Die netverliespercentages zijn onder meer een gevolg van het investeringsbeleid. Daarom vinden we ook voor deze kosten een solidarisering niet geschikt.
 - o Ook het voornaamste deel van de **schuldfinanciering** wordt in hoofde van Fluvius aangegaan met de externe partijen. Daarna staan de individuele distributienetbeheerders daarvoor garant, als aandeelhouders van Fluvius. De voornaamste financieringskosten zijn dus gelijklopend voor de verschillende distributienetbeheerders. De financieringsnood per distributienetbeheerder is onder meer afhankelijk van het dividend- en investeringsbeleid per distributienetbeheerder. We wijzen erop dat de tariefmethodologie 2021-2024 per distributienetbeheerder een theoretische (normatieve) vergoeding op basis van de RAB bepaalt. De winstmarge van de distributienetbeheerder wordt dus bepaald door het verschil tussen het toegelaten budget en de werkelijke kosten. Elke distributienetbeheerder is daarna individueel verantwoordelijk voor het dividend dat hij jaarlijks aan de aandeelhouders uitkeert. Dat leidt tot afwijkende financieringsnoden voor het investeringsbeleid en operationeel beleid per distributienetbeheerder. En dat kan op zijn beurt doorwegen in de financiële rating van de kredietratingbureaus voor Fluvius. Uit deze overwegingen concluderen we dat ook de normatieve kapitaalkosten niet geschikt zijn voor een solidarisering, omwille van hun link met de RAB en het investeringsbeleid.

Ter illustratie tonen we in de figuur hieronder voor elke distributienetbeheerder de samenstelling van de RAB voor elektriciteit volgens hun investeringswaarde eind 2020, aangevuld met de oorspronkelijke waarde van de herwaarderingsmeerwaarden. Ook werd de totale RAB afgezet t.o.v. het aantal km netlengte (zie rechtse y-as in figuur hieronder) waarbij we belangrijke verschillen tussen de distributienetbeheerders vaststellen. Mogelijks is het net in bepaalde distributienetgebieden dus beter voorbereid op de uitdagingen die de energietransitie in de komende jaren met zich zal meebrengen.

Figuur 4 Samenstelling van de RAB voor elektriciteit, eveneens uitgedrukt in RAB per kilometer netlengte



Bij de analyse van de RAB voor aardgas bekomen we trouwens vergelijkbare conclusies.

4.3.3. Impact éénmaking niet-netgerelateerde ODV-kosten

Zoals in paragraaf 3 aangegeven, beoordelen we de impact van **volgende scenario's**:

- Scenario 1: Geen niet-netgerelateerde ODV-kosten via nettarieven verrekenen;
- Scenario 2: Tarifaire gelijkstelling niet-netgerelateerde ODV-kosten.

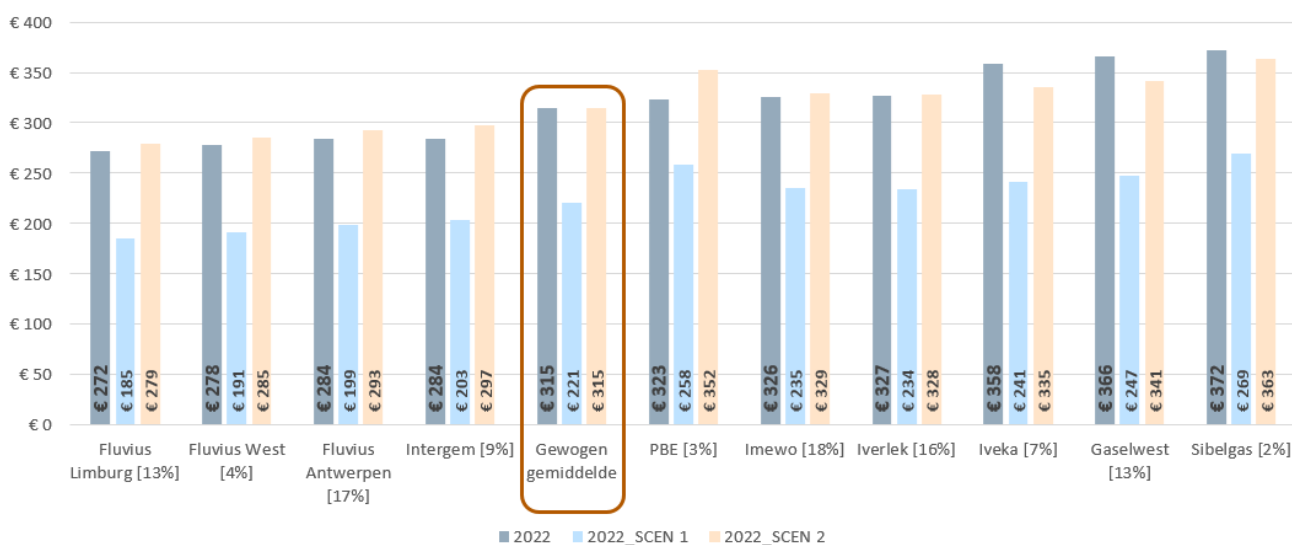
Scenario 2 brengt voor de onderliggende kosten een compensatiemechanisme tussen de distributienetbeheerders met zich mee.

Onder **niet-netgerelateerde ODV-kosten** vallen volgende kosten:

- Netto-kosten van de financiële ODV's (budget van € 475 miljoen in nettarieven 2022). De financiële ODV's zijn:
 - o de ODV's m.b.t. het stimuleren van rationeel energiegebruik en het gebruik van hernieuwbare energiebronnen opgelegd in het Energiebesluit;
 - o de decretaal verplichte aankoop, aan minimumsteun, van de aan de elektriciteitsdistributienetbeheerder aangeboden groenestroom- en warmtekrachtcertificaten (samen 'steuncertificaten' genoemd) afkomstig van op zijn distributienet aangesloten productie-installaties, de opbrengst bij hun verkoop (incl. aan de Vlaamse Overheid), de wijziging in waardering van hun voorraad in de boekhouding en de solidarisering van de meerkosten;
- Kosten van sociale leveringen en noodleveringen door de distributienetbeheerders (budget van € 18 miljoen in nettarieven 2022).

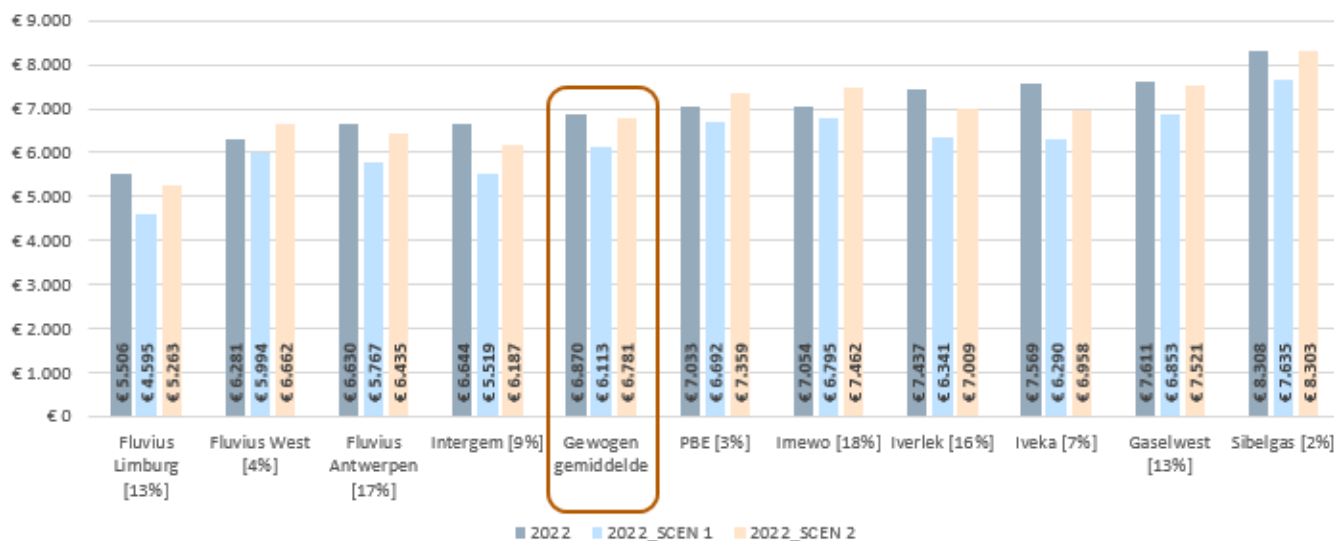
In de figuren hieronder tonen we per distributienetbeheerder de impact van beide scenario's op de hoogte van de nettarieven voor elektriciteit⁹. Op de horizontale as geven we per distributienetbeheerder ook zijn aandeel weer in het totaal aantal EAN's in Vlaanderen.

Figuur 5 Impact beide scenario's op nettarieven elektriciteit van een gemiddeld gezin met digitale meter, gemiddelde maandpiek van 4,26 kW en jaarverbruik van 3.500 kWh (exclusief btw)



⁹ Merk op dat beide scenario's geen impact hebben op de hoogte van de injectietarieven voor elektriciteit.

Figuur 6 Overzicht impact beide scenario's op nettarieven elektriciteit van een industriële klant op middenspanning met jaarverbruik van 160 MWh, maandpiek van 85 kW en toegangsvermogen van 105 kW (exclusief btw)



Hieruit leiden we **volgende conclusies** af:

- Beide scenario's hebben een **bepaalde impact op de spreiding** in de nettarieven tussen de verschillende distributienetbeheerders. Dat betekent dat vooral de netgerelateerde kosten die spreiding veroorzaken.
- Voor een **gemiddeld gezin** stellen we voor de nettarieven 2022 een spreiding van € 36 vast. Het verschil tussen de goedkoopste en duurste distributienetbeheerder bedraagt € 100. Zowel in scenario 1 als scenario 2 daalt de spreiding in de nettarieven tussen de verschillende distributienetbeheerders beperkt naar € 28. Het verschil tussen de goedkoopste en duurste distributienetbeheerder daalt in beide scenario's naar ongeveer € 85. We merken op dat de twee duurste distributienetbeheerders Sibelgas en PBE (cfr. Scenario 2) een relatief klein aandeel in Vlaanderen vertegenwoordigen. Wanneer we deze distributienetbeheerders buiten beschouwing laten, daalt het verschil tussen de goedkoopste en duurste distributienetbeheerder voor beide scenario's naar € 62.
- Voor een **industriële klant op middenspanning** stellen we voor de nettarieven 2022 een spreiding van € 749 vast. Het verschil tussen de goedkoopste en duurste distributienetbeheerder bedraagt € 2.802. Zowel in scenario 1 als scenario 2 stijgt de spreiding in de nettarieven tussen de verschillende distributienetbeheerders naar ongeveer € 797. Het verschil tussen de goedkoopste en duurste distributienetbeheerder stijgt in beide scenario's naar ongeveer € 3.040. We merken op dat de duurste distributienetbeheerder Sibelgas een relatief klein aandeel in Vlaanderen vertegenwoordigt. Wanneer we Sibelgas buiten beschouwing laten, daalt het verschil tussen de goedkoopste en duurste distributienetbeheerder voor beide scenario's naar € 2.258.
- Uiteraard hebben beide scenario's wel een **verschillende impact op de hoogte van de nettarieven** per distributienetbeheerder.

Gezien het **bepaalde aandeel van de niet-netgerelateerde ODV-kosten** in het totale nettariaf voor aardgas voerden we voor aardgas geen verder onderzoek uit.