

Consultatiereactie

van 13/05/2026

Reactie op de publieke raadpleging van de CREG met betrekking tot de ontwerpbeslissing tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2028-2031

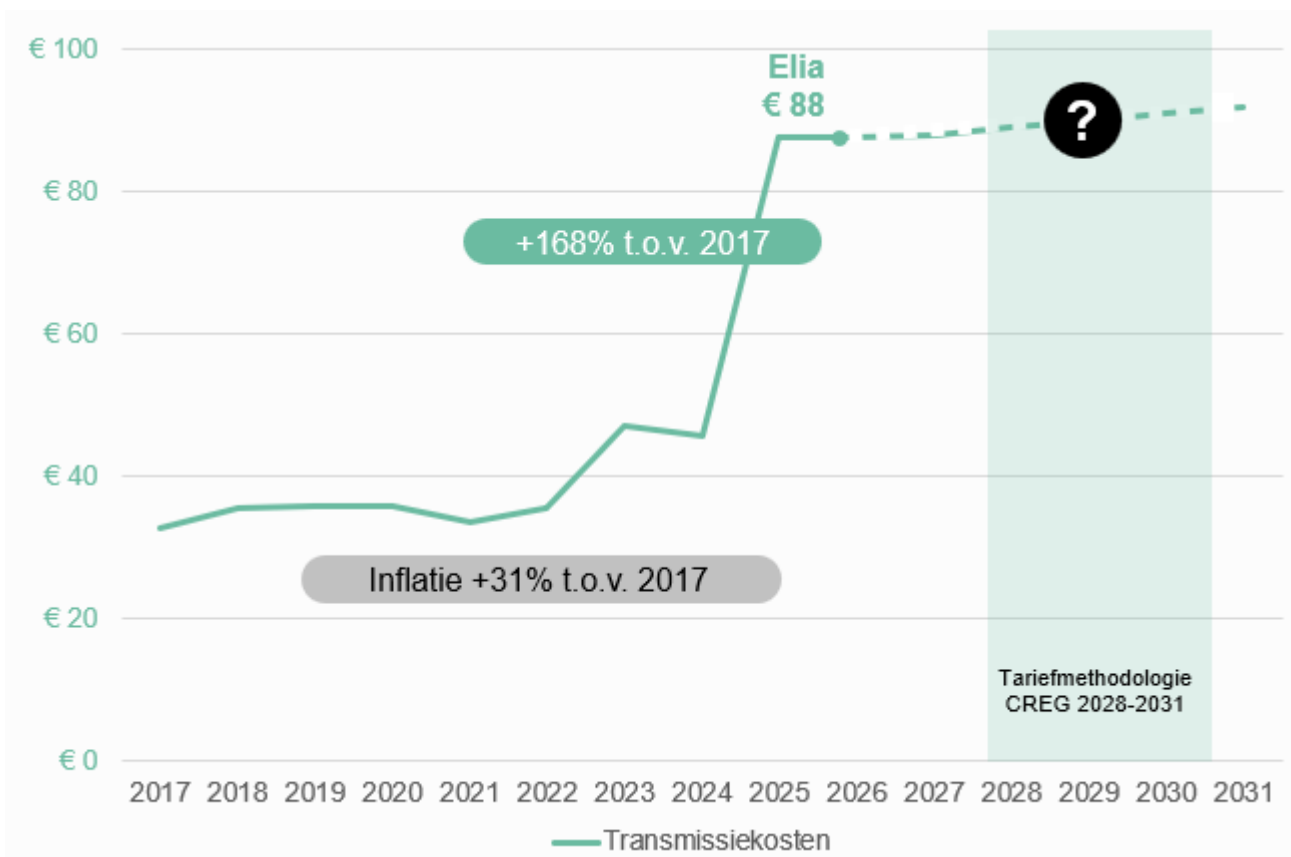
Inhoud

1. Inleiding	3
2. Inhoud consultatiereactie	4
2.1. Transparantie rond kostentoewijzing aan categorieën netgebruikers	4
2.2. Algemene stimulansen voor kostenefficiënte investeringen	6
2.3. Specifieke investeringsstimulansen	8
2.4. Tarifaire behandeling van flexibiliteit en flexibele aansluitingen	9
2.5. Tarifaire behandeling van opslagsystemen	11
2.6. Wijzigingen aan de tariefstructuur	14
2.7. Vergoeding van kapitaal – vreemd vermogen	16
2.8. Vergoeding van kapitaal – eigen vermogen	17

1. Inleiding

Met deze nota wenst de Vlaamse Nutsregulator (VNR) te reageren op de publieke raadpleging van de CREG m.b.t. haar ontwerpbeslissing over de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de reguleringsperiode 2028-2031. Die beslissing heeft, samen met de latere beslissing over het tariefvoorstel 2028-2031, **een rechtstreekse en aanzienlijke impact op de Vlaamse distributienetbeheerders en -netgebruikers.**

De transmissienettarieven kenden de afgelopen jaren een forse toename. **In 2026 betaalt een gemiddeld Vlaams huishouden €88 aan transmissiekosten (excl. ODV en toeslagen).** Die kosten vertegenwoordigen 35% van de totale netgerelateerde kosten in hun distributienettarieven.



Evolutie van de transmissiekosten (excl. ODV en toeslagen) in de distributienettarieven voor een gemiddeld Vlaams gezin met een elektriciteitsverbruik van 3.500 kWh, excl. btw

De VNR wil met deze reactie in de eerste plaats zijn bezorgdheid uiten over de verdere verwachte stijgingen van de transmissienettarieven voor de distributienetbeheerders en bijgevolg ook distributienetgebruikers. In het consultatiedocument zien we **verschillende evoluties die naar verwachting zullen leiden tot een (sterke) toename van hun tarieven:**

- De investeringen in het transmissie- en plaatselijk vervoernet gaan een nieuwe, aanzienlijke toename tegemoet;

- De billijke vergoeding voor eigen vermogen stijgt ten gevolge van marktevoluties en verschillende methodologische aanpassingen, waaronder de sterke verhoging van de vergoeding voor stimulansen ter bevordering van de prestaties;
- Via het systeem van *embedded financial costs* worden hogere rentetarieven 1-op-1 doorgerekend in de tarieven;
- De tariefvermindering voor bepaalde elektro-intensieve profielen, voorgesteld in bijlage 4 van de ontwerpbeslissing, wijzigt de kostenverdeling en verhoogt de kosten voor de andere netgebruikers.

Bijkomend dreigen de voorgestelde wijzigingen aan de tariefstructuur de kosten van Elia meer richting de distributienetbeheerders te verschuiven.

Het consultatiedocument biedt onvoldoende informatie om de impact van deze aspecten op de toekomstige transmissienettarieven in te schatten. **De totale stijging van de tarieven in de periode 2028-2031 lijkt aanzienlijk, maar is onduidelijk op dit moment.** Als de evolutie van het gereguleerd actief (RAB) van de afgelopen jaren, met name een stijging met ongeveer 1 miljard€ per jaar¹, zich doorzet, **schat de VNR dat alleen al de vergoeding voor eigen vermogen op de bijkomende RAB een gemiddeld Vlaams huishouden ongeveer €5 tot €10 per jaar extra zal kosten².** Daarbovenop komt de impact van de extra afschrijvingen en van andere aspecten van het ontwerp van tariefmethodologie zoals hierboven opgesomd. Het ontbreken van inschattingen over de verwachte evolutie van de tarieven maakt het moeilijk om de voorgestelde tariefmethodologie te kunnen beoordelen. **We roepen de CREG uitdrukkelijk op om hierover meer transparantie te bieden alvorens een beslissing te nemen.**

Hieronder bespreken we onze opmerkingen op het consultatiedocument in meer detail.

Deze reactie bevat geen vertrouwelijke informatie.

2. Inhoud consultatiereactie

2.1. Transparantie rond kostentoewijzing aan categorieën netgebruikers

In reacties op eerdere openbare raadplegingen van de CREG (RAPP-2025-061³ en RAPP-2023-222⁴) drong de VNR aan op meer publieke transparantie over de toewijzing van kosten aan de verschillende spanningsniveaus en categorieën van netgebruikers. We vroegen aan de CREG om de toegepaste principes bij de toewijzing van kosten en verdeelsleutels op te nemen in de tariefmethodologie of de bijlagen daarvan.

¹ Jaarverslag 2025 Elia Transmission Belgium, p.41, https://issuu.com/eliagroup/docs/ge_ntegreerd_jaarverslag_2025_van_elia_transmissio?fr=xKAE9_zMzMw

² We maakten deze inschatting op volgende wijze. Uitgaande van een RAB met een vergoeding van eigen vermogen van 8% (conform de inschatting in het proces-verbaal van het overleg tussen de CREG en Elia Transmission Belgium over het ontwerp van tariefmethodologie), een aandeel eigen vermogen van 40% (de richtwaarde die gehanteerd wordt in het ontwerp van tariefmethodologie) en een stijging van de RAB t.o.v. 2025 van 3 resp. 6 miljard€ in 2028 en 2031, komen we tot een vergoeding voor eigen vermogen op de extra RAB van 96 resp. 192 miljoen€, oftewel 6% resp. 12% van het totaal inkomen van Elia in 2025 (1.552 miljoen€), zoals opgenomen in het goedgekeurde tariefvoorstel 2024-2027 (beslissing (B)658E/85 van 9 november 2023 van de CREG). We veronderstellen verder dat deze tariefstijging evenredig verdeeld zou worden tussen alle klantengroepen en leiden deze bijgevolg bij benadering af door 6% resp. 12% toe te passen op de €88 die een gemiddeld Vlaams huishouden aan transmissiekosten (excl. ODV en toeslagen) betaalde in 2025 (en betaalt in 2026).

³ <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-06>

⁴ <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2023-22>

We stellen vast dat de CREG in het consultatiedocument, in het bijzonder in bijlage 2, tegemoet probeert te komen aan die vraag. **De methodologie m.b.t. kostenallocatie werd verder gestructureerd en verduidelijkt.** In vergelijking met het vorige besluit (Z1109/11) wordt het allocatieproces duidelijker omschreven aan de hand van opeenvolgende stappen waarbij kosten worden toegewezen aan diensten, vervolgens aan klantengroepen en finaal aan tariefsegmenten. Ook het cascaderingsprincipe wordt expliciet opgenomen.

De VNR verwelkomt die aanpassingen. Ze dragen bij aan een betere begrijpbaarheid van de methodologie en verduidelijken de algemene logica van de kostenallocatie. Ook is het positief dat een onderscheid wordt gemaakt tussen directe en indirecte kosten en dat de rol van de verschillende kerndiensten duidelijk wordt afgebakend. Tegelijk wijzen we erop dat de concrete toepassing van de verdeelsleutels voor indirecte kosten en de **uiteindelijke impact van de kostenverdeling over verschillende categorieën netgebruikers pas volledig zichtbaar worden in het tariefvoorstel** van Elia. Ook de concrete toepassing van het cascaderingsprincipe over de verschillende diensten en spanningsniveaus wordt pas door Elia uitgewerkt in het tariefvoorstel. Het ontwerp van tariefmethodologie bepaalt dat de fracties van kosten die doorgerekend worden tussen de verschillende infrastructuurniveaus beoordeeld worden *“op basis van waargenomen of voorspelde evolutie van de verschillende niveaus van de netinfrastructuur”* (par. 8.5 van bijlage 2). **Het is voor de VNR onduidelijk om welke specifieke evoluties het gaat: gaat dit om de getransporteerde volumes, de (synchrone) piekbelasting, bepaalde technische aspecten, ...?**

Dit draagt ertoe bij dat het op dit moment heel moeilijk is om de impact van voorliggende ontwerpbeslissing op verschillende netgebruikers, en specifiek ook de distributienetbeheerders, in te schatten. Verdere verduidelijkingen in de tariefmethodologie en/of minstens begeleidende inschattingen van de verwachte evolutie van de transmissienettarieven zouden de transparantie kunnen verbeteren.

Die nood aan transparantie wordt nog versterkt door de opname van bijlage 4 bij het consultatiedocument, waarin een **tariefvermindering voor bepaalde in aanmerking komende profielen** wordt uitgewerkt. Het consultatiedocument biedt geen enkel inzicht in de impact van de voorgestelde tariefvermindering op de andere netgebruikers, waaronder distributienetgebruikers. De CREG erkent in de preambule van bijlage 4 zelf uitdrukkelijk dat de voorgenomen tariefvermindering een impact kan hebben op *“andere klanten, ook in distributie”*. **Hoeveel kosten worden door de korting niet langer gedragen door de begunstigde netgebruikers? Hoe komen die kosten elders in de tariefstructuur terecht? En wat betekent dat concreet voor de andere categorieën van netgebruikers?** De VNR roept de CREG op om een antwoord te bieden op die vragen alvorens een beslissing te nemen.

Verder vraagt de VNR bijkomende verduidelijking over de materiële afbakening van de in aanmerking komende profielen. De tekst van bijlage 4 lijkt in de eerste plaats gericht op stabiele of anticyclische verbruiksprofielen, terwijl de toelichting tegelijk uitdrukkelijk wijst op de problematiek van profielen met tweerichtings- of cyclische stromen en opslag als voorbeeld vermeldt. De VNR vraagt daarom dat de CREG expliciet bevestigt welke types netgebruikers wel en niet binnen het toepassingsbereik van bijlage 4 kunnen vallen, zodat het mechanisme niet via interpretatie wordt uitgebreid buiten wat uit de tekst zelf blijkt.

In de preambule koppelt de CREG de toepassing van bijlage 4 aan de inwerkingtreding van een wijziging van de elektriciteitswet die daarover een tarifair richtsnoer toevoegt aan artikel 12, § 5⁵. Dat richtsnoer bepaalt dat de CREG een dergelijke tariefvermindering “kan” invoeren. Ook beklemt de CREG in diezelfde preambule de noodzaak aan beleidsmaatregelen om de impact van de tariefvermindering te verzachten voor netgebruikers die er niet van profiteren. Het is voor de VNR onduidelijk hoe dit voorbehoud moet begrepen worden en hoe het zich verhoudt tot de autonome tariefbevoegdheid van de CREG en haar discretionaire beoordelingsmarge bij de vaststelling van de tariefmethodologie.

2.2. Algemene stimulansen voor kostenefficiënte investeringen

De CREG heeft met EERA Consulting samengewerkt aan een project om ervoor te zorgen dat de netbeheerder wordt aangemoedigd om de investeringen in de door de bevoegde overheden goedgekeurde ontwikkelingsplannen tegen de laagst mogelijke prijs uit te voeren. Deze studie werd onder andere ingegeven door de significante budgetoverschrijdingen die vastgesteld werden bij het MOG II-project van Elia. In het rapport wordt aangetoond dat bepaalde modaliteiten van de lopende tariefmethodologie 2024-2027 de netbeheerder stimuleren om enerzijds lage CAPEX-budgetten te hanteren in zijn tariefvoorstellen en anderzijds deze budgetten in realiteit te overschrijden. De CREG stelt op basis van deze studie verschillende aanpassingen voor aan zijn reguleringsmethode om budgetoverschrijdingen in de toekomst te vermijden:

- afschaffing van het mechanisme waarbij het budget voor beheersbare kosten (OPEX) automatisch stijgt wanneer de werkelijke investeringsuitgaven de gebudgetteerde uitgaven (significant) overschrijden;
- koppeling van de stimulansen voor het verbeteren van prestaties aan de gebudgetteerde RAB in plaats van de reële RAB;
- stimulans om investeringsprojecten uit te voeren binnen de grenzen van het in het tariefvoorstel opgenomen budget.

We ondersteunen de algemene doelstelling van de CREG om budgetoverschrijdingen zoals die van het MOG II-project in de toekomst te vermijden. Het ontkoppelen van de OPEX- en CAPEX-budgetten lijkt ons in die zin een goede evolutie. **We zijn echter bezorgd dat met name de tweede en derde wijziging een te sterke stimulans geven aan de netbeheerder om (mogelijks onrealistisch) hoge investeringsbudgetten op te nemen in het tariefvoorstel.** Een hoger CAPEX-budget vertaalt zich ten eerste in een hogere bonus die gerealiseerd kan worden via de stimulansen voor het verbeteren van prestaties en maakt het bovendien eenvoudiger om in realiteit binnen het vooropgestelde budget te blijven. Er zijn daarnaast geen expliciete nadelen verbonden aan het opnemen van een te hoog budget in de tariefvoorstellen. Wanneer de uiteindelijke investeringsuitgaven lager zouden uitvallen, is er immers geen bijstelling naar beneden van de mogelijke bonus voor het verbeteren van prestaties én behaalt de netbeheerder een goede prestatie op de stimulans voor de uitvoering van infrastructuurprojecten binnen de grenzen van het budget.

De VNR begrijpt dat de CREG via het nazicht op de tariefplannen van Elia kan toezien op het feit dat er geen te hoge budgetinschattingen gemaakt worden. Gegeven de informatie-

⁵ 24 april 2026 - Wet tot invoeging van een nieuw tarifair richtsnoer in de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

asymmetrie die bestaat tussen netbeheerder en regulator is dit echter een zeer moeilijke taak. Dat heeft de CREG overigens zelf vastgesteld in haar rapport over de kostenstijging van het MOG-II project (p.53, eigen onderlijning)⁶:

“142. In de eerste plaats moet eraan worden herinnerd dat de ontwikkeling en uitvoering van netinfrastructuurprojecten de kernactiviteit van de transmissienetbeheerder vormt, overeenkomstig het geldende wettelijk kader en rekening houdend met de geplande budgetten en tijdschema's. Kosten-batenanalyses dienen in regel te gebeuren voorafgaand aan de beslissing tot het uitvoeren van het project. Aangezien Elia over de meest volledige en actuele informatie over de kosten en baten van een infrastructuurproject beschikt, is zij de meest aangewezen partij om deze kosten-batenanalyses uit te voeren. Bovendien beschikt Elia ook over de kennis van het Belgische en buitenlandse elektriciteitssysteem, over de ervaring en over het model om de nodige simulaties uit te voeren voor het inschatten van de impact van een project op marktprijzen in verschillende landen en op de bijdrage tot de socio-economische welvaart en de gevolgen voor de maatschappij in haar geheel.

143. De CREG daarentegen beschikt niet over de middelen (noch qua gegevens, noch qua simulatiemodellen en de ermee gepaard gaande financiële middelen, human resources en ervaring) om de simulaties die Elia uitvoert te reproduceren en zij kan de resultaten ervan bijgevolg niet valideren. Op basis van de vergelijking van de simulaties van Elia – waarbij bijkomende gerichte informatievragen aan Elia werden gesteld - heeft de CREG geprobeerd om de coherentie tussen de simulaties en het plausibele karakter van de resultaten te challengen en te beoordelen.”

De VNR vraagt zich af of de CREG bijkomende middelen en/of procedures voorziet in de controle van de tariefplannen teneinde mogelijke overschattingen van de investeringsbudgetten te voorkomen. Een andere mogelijkheid om realistische budgetinschattingen te stimuleren is een *businessplan incentive*, zoals besproken in het rapport van EERA Consulting, waarbij zowel budgetoverschattingen als budgetonderschattingen op symmetrische wijze behandeld worden.

De VNR stelt tot slot vast dat bovenvermelde aanpassingen vooral gericht zijn op het verkrijgen van meer accurate investeringsbudgetten, en minder op het verminderen van de werkelijke investeringsuitgaven. **De CREG past voor wat betreft CAPEX immers nog steeds een *cost-plus* systeem met *embedded financial costs* toe waarbij de reële afschrijvingen en financiële kosten van vreemd vermogen één-op-één doorgerekend worden in de tarieven. De VNR is bezorgd, zoals toegelicht in reacties op eerdere openbare raadplegingen van de CREG (RAPP-2025-06⁷ en RAPP-2023-22⁸), dat deze reguleringsmethodiek Elia onvoldoende aanzet tot kostenefficiëntie op CAPEX (zie ook verder in §2.7). De aangepaste stimulans voor de uitvoering van infrastructuurprojecten binnen de grenzen van het budget is een stap in de goede richting, maar bevat, net zoals de andere stimulansen, alleen een mogelijke bonus voor de netbeheerder. Op die manier loopt de netbeheerder geen enkel financieel risico in geval van (te) hoge reële investeringsuitgaven: hij kan in het slechtste geval alleen een bonus mislopen. Netgebruikers dragen daarentegen het volledige risico voor hogere investeringsuitgaven aangezien**

⁶ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Reports/RA2960NL.pdf>

⁷ <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-06>

⁸ <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2023-22>

zij deze volledig zullen dragen via de nettarieven. **De VNR suggereert om een symmetrische stimulans op reële investeringsuitgaven te onderzoeken, met zowel een bonus als een malus, aangezien dit volgens hem zou leiden tot een sterkere stimulans voor kostenefficiënte investeringsuitgaven én tot een eerlijkere verdeling van de risico's tussen netbeheerder en netgebruiker.**

2.3. Specifieke investeringsstimulansen

De CREG stelt twee nieuwe stimulansen met betrekking tot investeringen voor:

- Uitvoering van infrastructuurprojecten binnen de grenzen van het budget op het moment van de investeringsbeslissing;
- Tijdige realisatie van infrastructuurprojecten op de koppelpunten met de distributienetten en in het verticale net.

Deze twee stimulansen kunnen Elia aanzetten tot tijdige investeringen in het net en kunnen zo mee leiden tot een oplossing voor de huidige congestieproblematiek. **De VNR verwelkomt deze specifieke stimulansen voor het aanmoedigen van voldoende investeringen in het net, maar stelt zich de vraag of er, naast een bonus, ook een malus toegevoegd kan worden aan de stimulans (zie ook §2.2).**

De eerste stimulans streeft zowel een investering binnen budget als een tijdige investering na. De bijhorende nota is echter onduidelijk over hoe het aspect timing juist wordt ingevuld. De CREG geeft zelf ook aan dat dit aspect impliciet vervat zit in de stimulans. Daarnaast toont de CREG in de nota verschillende budgetranges met elk een eigen specifiek stimulanspercentage, maar geeft slechts een beperkte toelichting en motivatie bij deze werkwijze, waardoor de uiteindelijke uitwerking en impact van de stimulans moeilijk in te schatten is. Ook herhalen we hier de bedenking gemaakt in §2.2: deze stimulans kan een overschatting van budgetten aanmoedigen. **Daarentegen ondersteunt de VNR de voorwaarde die de CREG oplegt bij deze stimulans: Elia moet een link maken tussen de budgetten opgenomen in het federaal ontwikkelingsplan en in de tariefmethodologie.** We hopen dat de CREG deze bijkomende informatie kan gebruiken om de budgetten en tarieven grondiger te controleren.

Gezien heel wat congestieproblemen op het distributienet ontstaan door knelpunten op het hoger liggende net, onthaalt de VNR de introductie van de tweede stimulans positief, zeker aangezien deze stimulans rekening houdt met zowel het federale ontwikkelingsplan als de gewestelijke ontwikkelings-/investeringsplannen. De doelstelling van de stimulans kan, na goedkeuring door de CREG, echter bijgewerkt worden in geval van actualisering van de investeringsplannen, of in geval van overleg met de bevoegde instanties. **De VNR vraagt zich af of deze bepaling concreter kan worden geformuleerd en de aanleidingen tot een bijwerking van de stimulans verder kunnen worden gepreciseerd zodat deze stimulans blijft dienen om de vooropgestelde versterkingsbehoeften in de federale en gewestelijke ontwikkelings-/investeringsplannen tijdig te verwezenlijken.**

Daarnaast gebruikt de tweede stimulans een jaarlijkse doelstelling van in gebruik te nemen capaciteit op basis van de federale en gewestelijke plannen. De score varieert tussen 0% (geen nieuwe capaciteit) en 100% (jaarlijkse doelstelling bereikt). Als Elia in een bepaald jaar een score hoger dan 100% behaalt, dan komt het surplus terecht in een 'reservepot'. Elia kan zo dit surplus inzetten in de 4 volgende jaren om een score lager dan 100% te verhogen. De CREG geeft aan dat

deze regeling dient om Elia niet te bestraffen bij eerder dan geplande voltooiing van projecten. **De VNR begrijpt deze bezorgdheid, maar vreest dat Elia de reservepot kan inzetten als een joker om bepaalde projecten te kunnen uitstellen zonder verlies van bonus.** Een mogelijke oplossing hiervoor is door geen gebruik te maken van een “anonieme reservepot”, maar om de bonus voor projecten die eerder voltooid zijn dan gepland pas toe te kennen in het jaar waarin ze gepland zijn, en dus een duidelijke link te behouden tussen de projectplanning en de toegekende bonus.

Gezien de congestieproblematiek op zowel federaal als gewestelijk niveau speelt, **staan we de CREG graag bij met advies** bij het verder vormgeven en invullen van maatregelen die ook betrekking hebben op het gewestelijke niveau, zoals de tweede investeringsstimulans.

2.4. Tarifaire behandeling van flexibiliteit en flexibele aansluitingen

De huidige congestieproblematiek noodzaakt de Vlaamse distributienetbeheerders om flexibiliteit (flexibele aansluitovereenkomsten, marktgebaseerde flexibiliteit, technische flexibiliteit) in te zetten op hun netten om congesties te beheersen. (Momenteel) vinden deze congesties hun oorsprong op het Elia-net. **De VNR is in die context voorstander van het principe om de kosten gerelateerd aan de inzet van die flexibiliteit te laten dragen door de netbeheerder van het net waarop de reden van de congestieproblematiek zich bevindt.**⁹ De huidige versie van de samenwerkingsovereenkomst tussen Elia en de distributienetbeheerders toont aan dat dit principe gedragen wordt door netbeheerders en regulatoren.¹⁰

De bepalingen in de nieuwe tariefmethodologie 2028-2031 kunnen ons inziens een essentiële rol spelen om tot structurele en wederzijdse afspraken tussen Elia en de distributienetbeheerders te komen over de inzet van flexibiliteit en bijhorende compensaties, en ruimer, de aanpak van de gehele congestieproblematiek. De bepalingen in het consultatiedocument hierover zijn momenteel echter beperkt. **Het zou goed zijn om minstens bovenstaand principe expliciet op te nemen in de tariefmethodologie.** We verwijzen hier ook naar de beslissing inzake de T&C BRP¹¹, waarin de CREG al enkele bepalingen opnam die dit principe lijken te ondersteunen, we menen echter dat verdere explicitering vereist is.

In het consultatiedocument (voetnoot 26) worden alle kosten in verband met de werking, de activering en gevolgen van de flexibele aansluitingen als niet-beheersbaar beschouwd. **De VNR wijst erop dat, in het licht van het bovenstaande principe, deze voetnoot niet duidelijk stelt over welke flexibele aansluitingen het gaat.** Verwijst dit enkel naar flexibele aansluitingen op het Elia-net, of ook naar flexibele aansluitingen op distributienetten die nodig zijn omwille van een

⁹ In hoofdstuk 3.3 van de consultatie van het Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit (TRDE) in het Vlaamse Gewest – CONS-2026-02 lichten wij onze huidige visie op de tarifaire behandeling van flexibele aansluitingen toe.
<https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/cons-2026-02>

¹⁰ Zie SOK Elia-DNB's versie 2.2 – bijlage 6, bepalingen 7.1-7.3:

7.1. Principes

Indien een DNG, die beschikt over een aansluitingscontract met flexibele toegang, een Modulatieconsigne ontvangt op vraag van Elia om zijn productie te verminderen en indien de DNG recht heeft op een financiële compensatie in uitvoering van de gewestelijke reglementering, indien van toepassing, zullen de DNB en Elia de informatie uitwisselen die noodzakelijk is voor de berekening van de financiële compensatie van de DNG.

[...]

7.3. Proces van de financiële compensatie

De betaling van de financiële compensatie aan de DNG moet gebeurd zijn voor het einde van de maand X+2. Elia en de DNB coördineren de berekening van de financiële compensatie. Voor Wallonië baseren ze zich hiervoor op het Synergrid voorschrift C8/04. De DNB betaalt de financiële compensatie aan de DNG en Elia voert een terugbetaling uit aan de DNB van deze financiële compensatie binnen dezelfde termijn.

¹¹ (B)3143NL - Alinea's 117-118, <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B3143NL.pdf>

congestieproblematiek op het Elia-net? Bijkomend, bevatten de kosten waarvan sprake o.m. balanceringskosten ten gevolge van flexibiliteitsactivaties? De VNR verzoekt de CREG om dit te verduidelijken.

Daarenboven lijkt het ons aangewezen om **de netbeheerders te stimuleren om flexibele aansluitingen niet te pas en te onpas in te zetten**. Ten gevolge van voetnoot 26 kan Elia echter alle kosten die hij maakt bij flexibele aansluitingen één-op-één doorrekenen naar de netgebruiker. Elia krijgt bijgevolg geen prikkel om flexibele aansluitingen enkel in te zetten wanneer dit de gepaste oplossing is voor de problematiek in kwestie, zowel in de plannings- als operationele fase.¹²

Het consultatiedocument voorziet enkel een tarifaire korting voor permanente flexibele aansluitingen die vrijwillig zijn aangegaan. De motivatie van de CREG is dat deze flexibele aansluitingen netinvesteringen vermijden en de netgebruiker bijgevolg recht geven op een korting. De nieuwe tariefmethodologie voorziet geen tarifaire korting voor niet-vrijwillige permanente en tijdelijke flexibele aansluitingen. Voor permanente flexibele aansluitingen die niet vrijwillig zijn aangegaan wijst de VNR erop dat ook netgebruikers met dit type aansluiting netinvesteringen vermijden en dus een gelijkaardig recht lijken te hebben op een tarifaire korting. Bijkomend lijkt het niet-vrijwillige karakter een extra reden om deze netgebruikers te beschermen en naar behoren te vergoeden. De VNR is daarenboven van mening dat ook voor tijdelijke flexibele aansluitingen, in afwachting van een netinvestering, een tarifaire korting terecht kan zijn. Een dergelijke korting volgt tarifaire principes zoals kostenreflectiviteit en non-discriminatie, zoals ook toegelicht in onze visie⁹ op de tarifaire behandeling van flexibele aansluitingen. Ook de Europese Commissie bevestigt deze visie.¹³

“Aangezien dit soort aansluitovereenkomsten [flexibele aansluitingsovereenkomsten] geen onbeperkte toegang tot het net bieden, moet dit worden weerspiegeld in de nettarieven die gelden voor gebruikers met dit soort aansluitingen.”

De VNR wijst op een reeds bestaande passage in de tariefmethodologie (eigen onderlijning):

“Deze tarieven omvatten, in voorkomend geval, verhogings- of verlagingsscoëfficiënten die afhankelijk zijn van de betrouwbaarheid van het transmissienet (standaard, verhoogd, beperkt, andere), van de mobiele belasting voorzien in artikel 2, 35° of van de mate van flexibiliteit die vrijwillig wordt aangeboden in het kader van een permanente flexibele verbinding.”

Volgens de VNR geeft deze passage reeds een mogelijke basis om tarifaire kortingen te geven voor tijdelijke flexibele aansluitingen die worden afgesloten ten gevolge van de congestieproblematiek op het transmissienet. Deze aansluitingen zouden immers niet afgesloten zijn, moest het transmissienet “betrouwbaar” zijn.

De hoogte van de tarifaire korting voor vrijwillige permanente flexibele aansluitingen (de reductiecoëfficiënt) wordt niet nader bepaald, de CREG geeft enkel aan dat dit in lijn zal zijn met de hoogte van het permanent flexibiliteitsniveau. Het lijkt ons aangewezen om hier meer invulling aan

¹² Bij gebrek aan een financiële prikkel voor Elia lijkt het des te belangrijker om het kader rond flexibiliteit in het kader van congestiebeheer ten gronde uit te werken in de netstudiemethodologie, de Gedragscode en de Technische Reglementen, in het bijzonder ook het toepassingsgebied en -voorwaarden van de verschillende congestieproducten en de onderlinge samenhang van deze congestieproducten.

¹³ Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs (C/2026/126) <https://eur-lex.europa.eu/eli/C/2026/126/oj/eng>

te geven: enerzijds verhoogt dit de transparantie, anderzijds geeft dit toetsingscriteria om de tariefvoorstellen van Elia te beoordelen.

De VNR wijst erop dat de precieze modaliteiten van een vrijwillige permanente flexibele aansluiting op dit moment onduidelijk zijn. **We roepen de CREG op om dit kader evenwichtig in te vullen, zodat de distributienetbeheerders niet beperkt worden door de specifieke modaliteiten om een dergelijke aansluiting aan te gaan in vergelijking met rechtstreeks aangesloten netgebruikers.** Dit zou enerzijds de verdere ontwikkeling en inzet van flexibiliteit overheen de verschillende netten kunnen belemmeren en anderzijds de nettarieven voor distributienetbeheerders verhogen, aangezien zij de tarifaire korting voor de rechtstreeks aangesloten netgebruikers zouden financieren.

2.5. Tarifaire behandeling van opslagsystemen

De VNR vindt het een goede zaak dat de afzonderlijke tariefregeling voor opslagsystemen, waarbij nieuwe opslagsystemen gedurende 10 jaar van een vrijstelling op de transmissienettarieven genieten, wordt herzien. Een opslagsysteem met een standaard aansluitingscontract, zonder bijkomende voorwaarden voor het leveren van een mate van flexibiliteit in kader van congestiebeheer, belast het net immers niet bij voorbaat minder dan een andere netgebruiker. Een gelijke tarifaire behandeling van opslagsystemen en andere netgebruikers voor wat betreft tarieven voor het netgebruik ligt dan ook in lijn met het principe van kostenreflectiviteit.

Voor de via de tariefcomponent 'Netgebruik' aangerekende transmissienetkosten voorziet de tariefmethodologie 2025-2028 van de VNR een korting voor vrijstaande opslagsystemen. Zoals toegelicht in het consultatiedocument over het ontwerp van onze tariefmethodologie 2025-2028¹⁴, hebben wij die bepaling ingevoerd om te waarborgen dat opslagsystemen aangesloten op het distributienet in Vlaanderen niet onredelijk benadeeld worden ten opzichte van opslagsystemen aangesloten op het transmissienet in België. De VNR zal bij de voorbereiding van zijn nieuwe tariefmethodologie beoordelen in welke mate de gewijzigde behandeling van opslagsystemen op het transmissienet een bijsturing van het tarifaire kader voor opslagsystemen op het Vlaamse distributienet noodzaakt.

Concreet wordt de bestaande vrijstelling van 10 jaar voor alle nieuwe opslagsystemen in het ontwerp van tariefmethodologie 2028-2031 van de CREG beperkt tot de installaties die voor 1 april 2026 een aansluitingscontract ondertekenden. Op die manier is er een overgangstermijn van 10 jaar tot en met 2036. Nadien kunnen deze opslagsystemen nog steeds genieten van een tarifaire korting, maar alleen als ze zouden kiezen voor een permanente flexibele aansluiting waarvoor het ontwerp van tariefmethodologie een reductiefactor op het capaciteitstarief voor het ter beschikking gesteld vermogen voorziet. Via dat (vandaag nog niet bestaand) kader van permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten wordt een tarifair voordeel expliciet gekoppeld aan aansluitingsvoorwaarden die een lagere belasting van het transmissienet garanderen. Gegeven de flexibiliteit die opslagsystemen van nature bezitten, acht de VNR het mogelijk dat een significant deel van de opslagsystemen zou kiezen voor een systeem van permanente flexibele aansluitingen, weliswaar mits een gunstig kader voor hun flexibiliteit voor congestie. Gezien de onzekerheid die er mee samenhangt en het permanente karakter is het immers geen evidentie om vaste capaciteit op

¹⁴ <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/cons-2024-02>, par. 6.1.4.1.7

te geven. Onder de juiste voorwaarden kan evenwel een significant deel van de vaste aansluitingscapaciteit die momenteel toegewezen is aan opslagsystemen opnieuw vrijkomen, hetgeen een belangrijke bijdrage zou zijn voor de onthaalcapaciteit van het net.

De VNR begrijpt dat de termijn van 10 jaar behouden wordt met het oog op de individuele rechtszekerheid van de reeds aangesloten opslagsystemen (aangezien vorige tariefmethodologieën ook spreken van een termijn van 10 jaar). Gegeven de acuitheid van de huidige congestieproblematiek is de VNR van mening dat de individuele rechtszekerheid nauwkeurig afgewogen dient te worden tegenover het algemene belang. Een groot deel van de vaste aansluitingscapaciteit van opslagsystemen zou via de huidige regeling pas kunnen vrijkomen in 2034-2036, hetgeen mogelijks een grote impact heeft op bedrijven die momenteel geen vaste aansluiting op het distributienet of het plaatselijk vervoernet kunnen bekomen wegens een beperking van de beschikbare capaciteit op het hogerliggende transmissienet. **De VNR is van mening dat de maatschappelijke impact van de huidige congestieproblematiek, waarvan de omvang bij de invoering van vorige tariefmethodologieën niet voorzienbaar was, mogelijks een kortere overgangstermijn, die bijgevolg zou afwijken van de termijnen vastgelegd in vorige tariefmethodologieën, kan rechtvaardigen. De VNR vraagt de CREG daarom om de overgangstermijn van 10 jaar te heroverwegen, rekening houdende met de impact op de huidige congestieproblematiek en de wachtrijen voor aansluitingen, ook op het distributienet.**

Een andere piste die volgens de VNR onderzocht kan worden, is om voor de opslagsystemen die genieten van de bestaande vrijstelling bijkomende voorwaarden op te leggen teneinde hun flexibiliteit te kunnen aanwenden om bijkomende aansluitingscapaciteit vervroegd vrij te maken. In zijn consultatiereactie op de publieke raadpleging van Elia met betrekking tot de 'Local Redistribution of Injections and Offtakes' ("LRIO") taskforce¹⁵, het VNR-rapport RAPP 2025-25 over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025¹⁶, en zijn advies van 26 juni 2025 over het voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten¹⁷, wees de VNR eerder op de verschillende rol van opslageenheden, injectie en verbruiksinstallaties in het elektriciteitssysteem:

"Daar waar de kern van bestaan voor productie-eenheden¹⁸ en energieopslagsystemen in het elektriciteitssysteem zelf ligt, geldt dit typisch niet voor verbruiksinstallaties. Die vinden hun bestaansreden buiten het elektriciteitssysteem, maar vormen op hun beurt wel zelf de bestaansreden van dat elektriciteitssysteem. Productie-eenheden en energieopslagsystemen zijn dan weer essentiële schakels opdat het elektriciteitssysteem kan functioneren. Elk van deze drie categorieën heeft dus zijn specifieke rol in het elektriciteitssysteem, wat ook tot uiting komt in specifieke voorwaarden.

¹⁵ <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-24>

¹⁶ <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-25>

¹⁷ <https://www.vlaamsenutsregulator.be/nl/document/adv-2025-06>

¹⁸ Dit geldt niet voor procesgeneratoren, aangezien die in regel rechtstreeks gelinkt zijn aan het verbruiksproces en aldus voor het elektriciteitssysteem te beschouwen zijn als negatief verbruik.

Voorbeelden hiervan zijn de onderscheiden Europese netcodes RfG¹⁹ en DCC²⁰, en specifieke bepalingen rond energieopslagsystemen in de technische reglementen, zowel regionaal (TRPV²¹ en TRDE²²) als federaal (Gedragscode CREG). Specifiek rond capaciteitsreservering bevatten het TRPV (artikel 3.2.16) en de federale CREG Gedragscode (artikels 33 en 34) reeds een (onderling gealigneerde) aparte behandeling voor verbruiksinstallaties enerzijds, en productie-eenheden en opslag anderzijds, en dit wat betreft de timing voor aanvang van de capaciteitsreservering. Zoals aangegeven in zijn beslissing (B)289935, werkt de CREG momenteel aan een ontwerpbeslissing voor wijziging van de gedragscode waarin “de procedures voor aanvraag van aansluitingsstudies (oriëntatie- en detailstudies) en de bepalingen met betrekking tot de reservering en toewijzing van aansluitingscapaciteit” op het federale net worden behandeld. De Vlaamse Nutsregulator overweegt om bij een volgende aanpassing aan zijn technische reglementen ook het aansluitingsproces en de eraan gekoppelde modaliteiten rond capaciteitsreservatie verder te analyseren, en ziet een verdere differentiatie tussen boven genoemde categorieën hierbij als een verder te onderzoeken piste.”

Dit onderscheid ligt ook aan de oorsprong van het kader voor technische flexibiliteit zoals opgenomen in het Energiedecreet²³, met verplichte deelname voor alle injectie- en opslageenheden, ongeacht hun aansluitingsmodaliteiten²⁴. Ook op federaal niveau voorziet artikel 130 van de Gedragscode in een verplichting voor grote aan het transmissienet gekoppelde energieopslagfaciliteiten om beschikbare flexibiliteit voor redispatching aan te bieden. Volgens het begrip van de VNR houdt de huidige netstudiemethodologie van Elia²⁵ niet (significant) rekening met de mogelijkheden van redispatching en technische flexibiliteit op de volledige pool van injectie- en opslageenheden²⁶, die door de netbeheerder, in Vlaanderen als aanvulling op marktgebaseerde flexibiliteit en specifieke omstandigheden²⁷, kan ingezet worden om bijkomende onthaalcapaciteit te creëren voor bijkomende productie-eenheden of verbruiksinstallaties²⁸. **Het tarifaire kader van de CREG kan volgens de VNR de nodige stimulansen bieden om (ook de reeds aangesloten) opslagsystemen al op kortere termijn structureel netondersteunend te maken op het vlak van congestiebeheer en onthaalcapaciteit.**

¹⁹ Verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net.

²⁰ Verordening (EU) 2016/1388 van de Commissie van 17 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van verbruiksinstallaties op het net.

²¹ Technisch reglement voor het plaatselijk vervoer van elektriciteit in het Vlaamse Gewest (https://www.vlaamsenutsregulator.be/sites/default/files/document/bijlage_1_-_trpv.pdf). Bijvoorbeeld TRPV-artikel 3.3.21.

²² Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest (https://www.vlaamsenutsregulator.be/sites/default/files/document/trde_versie_2024.pdf).

²³ Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid [citeeropschrift: "het Energiedecreet"].

²⁴ Artikel 1.1.3. 56° /1/2 gereserveerde technische flexibiliteit: de flexibiliteit op verzoek van de elektriciteitsdistributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, waarbij de deelname verplicht is in het kader van de exploitatie van het elektriciteitsdistributienet of plaatselijk vervoernet van elektriciteit onder buitengewone omstandigheden, met een gereguleerde compensatie, vermeld in artikel 4.1.17/5, § 1, eerste lid;

²⁵ Zie methodologie voor netaansluitingsstudies (https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/ug/wg-belgian-grid/2025/20250905/gridstudymethodology_versionoct2025_en.pdf).

²⁶ Er is volgens het begrip van de VNR onrechtstreeks wel een zeer beperkte link via de ondergrenzen bepaald in Art. 61ter. §2 van de CREG Gedragscode: “§ 2. De transmissienetbeheerder kent een vaste aansluitingsvermogen toe voor een deel of voor het geheel van het gevraagde aansluitingsvermogen indien: 1° de verwachte preventieve afregeling per jaar in termen van tijd 0,1% of minder bedraagt; en 2° de verwachte curatieve afregeling per jaar in termen van tijd 0,1% of minder bedraagt; en onder voorwaarde dat andere middelen beschikbaar zijn voor netuitbating om operationele criteria te kunnen respecteren zonder vermindering van het beschikbare vermogen.”

²⁷ Artikel 4.1.17/5 van het Energiedecreet

²⁸ Rekening houdend met het afwegingskader beschreven in Artikel 4.1.19 van het Energiedecreet: “(...) 4° een transparante beschrijving van de toepassing van de methodologie, vermeld in artikel 4.2.1, § 2, 14°, waarmee een afweging wordt gemaakt tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten, in functie van het beheer van lokale congestie binnen hun eigen dekingsgebied, en van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en een netinvestering;”

2.6. Wijzigingen aan de tariefstructuur

Naast een reductiecoëfficiënt voor permanente flexibele aansluitingen die vrijwillig zijn aangegaan (zie §2.4) en de korting voor opslagsystemen die wordt uitgefaseerd (zie §2.5), stelt de CREG nog een aantal andere aanpassingen aan de tariefstructuur voor.

Ten eerste wordt het tarief maandpiek afgeschaft om de tariefstructuur te vereenvoudigen en een drempel weg te nemen om incompressibiliteit op te vangen. Ter compensatie wordt het gewicht van de tarieven voor de jaarpiek en het ter beschikking gesteld vermogen verhoogd. **De VNR erkent dat hiermee een mogelijke drempel voor het opvangen van incompressibiliteit wordt weggenomen, maar vraagt zich af of er zo geen prikkel verdwijnt voor netgebruikers om hun piek doorheen het jaar te beperken en congestie te vermijden.** Daarenboven zijn we bezorgd over de mogelijke impact op de distributienetbeheerders. De afschaffing van de maandpiek is immers voordelig voor zij die een vlak profiel doorheen het jaar hebben en nadelig voor zij die een meer seizoensgebonden profiel hebben. Zoals ook te zien in ons dashboard²⁹, is de afname van distributienetbeheerders meer seizoensafhankelijk dan van de rechtstreeks aangesloten netgebruikers op het transmissie- en plaatselijk vervoernet. Het lijken dus vooral de distributienetbeheerders te zijn die van deze maatregel nadeel zullen ondervinden.

Ten tweede wordt het tarief voor het ter beschikking gesteld vermogen uitgebreid naar injectie. De CREG geeft aan hiermee de factureringsbasis te vergroten. Een inschatting van de mogelijke impact op de tarieven ontbreekt echter. **Bijkomend geeft de CREG aan dat de hoogte van het nieuwe injectietarief kan variëren afhankelijk van de technologie van de productie-eenheid en van de datum waarop de eenheid in werking is gesteld. De nieuwe tariefmethodologie bevat geen principes waarop dergelijke variaties gestoeld moeten zijn, en bijgevolg beperkte handvaten om de variaties te beoordelen en beperkte transparantie om de impact ervan in te schatten.** Dit is nochtans een bepaling die mogelijk leidt tot niet-kostenreflectieve tarieven en discriminatie tussen verschillende netgebruikers tot gevolg kan hebben, zoals de Europese Commissie ook aangeeft (eigen onderlijning):³⁰

“Sommige NRI’s passen specifieke tariefregelingen en berekeningsmethoden toe op bepaalde soorten gebruikers, zoals energie-intensieve gebruikers, prosumenten, energiegemeenschappen en andere groepen. Dergelijke specifieke tariefregelingen worden vaak ingegeven door overwegingen van betaalbaarheid en concurrentievermogen van de betrokken gebruikerscategorieën. Tegelijkertijd dragen dergelijke bijzondere regelingen niet bij tot een verlaging van de totale netwerkkosten, maar verschuiven ze die kosten alleen naar andere gebruikerscategorieën.

Die bijzondere tariefregelingen zijn niet uitgesloten op grond van de desbetreffende regels, maar moeten door de betrokken NRI worden gerechtvaardigd in het licht van het bredere beginsel van kostenreflectiviteit. Zuivere volumekortingen of vrijstellingen voor specifieke gebruikers zonder enige rechtvaardiging zijn bijvoorbeeld mogelijk niet in overeenstemming met het beginsel van kostenreflectiviteit.”

²⁹ <https://www.vlaamsenutsregulator.be/elektriciteitsverbruik-en-aantal-gebruikers-dashboard>

³⁰ Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs (C/2026/126) <https://eur-lex.europa.eu/eli/C/2026/126/oj/eng>

Waar de productietechnologie mogelijk nog een impact zou kunnen hebben op het injectieprofiel en dus op de netwerkkosten, lijkt dit niet het geval bij de datum van indiening. We zien dan ook niet meteen een mogelijkheid om op een dergelijke basis een kostenreflectief en niet-discriminair tarifair onderscheid voor specifieke categorieën netgebruikers te maken. Bij lagere tarieven voor bepaalde productietechnologieën zou de uitbreiding naar injectie ook leiden tot hogere tarieven voor de distributienetbeheerders, aangezien een distributienetbeheerder per definitie niet aan één productietechnologie kan gekoppeld worden.

Ten derde wordt een nieuw aansluitingstarief voor de toewijzing van aansluitingscapaciteit voor zowel afname als injectie ingevoerd, en dit om speculatieve of te vroege blokkering van capaciteit te ontmoedigen. **We erkennen dat een dergelijk tarief nuttig kan zijn in de huidige context van de congestieproblematiek, maar de mogelijke tarifaire impact op de distributienetbeheerders lijkt hoog.** Ook zij zouden een dergelijk tarief moeten betalen, o.a. voor organische groei die geen deel uitmaakt van speculatie of te vroege blokkering. De taken van de beheerders van de distributienetten (en het plaatselijk vervoernet) omvatten immers het aanhouden van voldoende netcapaciteit om het vervoer van elektriciteit naar de distributienetten mogelijk te maken.³¹ Bijkomend kan de vraag gesteld worden of er met de invoering van een dergelijk tarief meer garanties gegeven kunnen worden over het tijdig beschikbaar zijn van de toegewezen capaciteit. Het is voor de VNR verder niet duidelijk hoe deze bepaling zich verhoudt tot het ‘*gebruik- of verliesbeheersysteem*’, zoals opgenomen in artikel 60 §1 8°bis van de Gedragscode en de financiële waarborg, waarvan sprake in punt 2°bis van hetzelfde artikel.

M.b.t. tot het tarief voor de aanvullende afname of injectie van reactieve energie stelt de VNR vast dat er geen significante wijzigingen doorgevoerd zijn. Het ontwerp van tariefmethodologie stelt dat het tarief “*per toegangspunt of per koppelpunt of per elektrische zone*” bepaald kan worden (bijlage 2, artikel 5.4). In de huidige reguleringsperiode 2024-2027 worden er, op basis van een overeenkomstige bepaling in de tariefmethodologie 2024-2027, twee tarieven voor reactieve energie vastgesteld voor de distributienetbeheerders: een tarief per koppelpunt en een tarief per elektrische zone. Rechtstreekse netgebruikers van het transmissienet betalen daarentegen slechts één tarief voor reactieve energie. Gelet dat het lokaal en zonaal tarief op dezelfde tariefdrager én dezelfde kosten betrekking hebben en dat het zonaal tarief enkel geldt voor de distributienetbeheerders, bestaat het gevaar van een dubbele aanrekening van kosten en/of een ongelijke behandeling van netgebruikers. De kostenreflectiviteit hiervan werd in het verleden onvoldoende aangetoond volgens de VNR. De VNR kan op basis van de algemene bepaling in het ontwerp van tariefmethodologie alleen vermoeden dat de tarieven voor reactieve energie in de reguleringsperiode 2028-2031 op dezelfde wijze ingevuld zullen worden in de definitieve tariefbeslissing. **De VNR pleit ervoor om reeds in de tariefmethodologie, en niet pas in de tariefbeslissing, de specifieke invulling van de tarieven voor reactieve energie te verduidelijken en te motiveren, onder andere rekening houdende met bovenvermelde bezorgdheden van de VNR over dubbele aanrekening en ongelijke behandeling.**

³¹ Energiedecreet, artikel 4.1.6 §1, 2°

2.7. Vergoeding van kapitaal – vreemd vermogen

In het ontwerp van tariefmethodologie blijft de CREG de volledige recuperatie van financiële kosten via de nettarieven waarborgen door middel van het principe van de *embedded financial costs*. De VNR herhaalt zijn bedenkingen bij deze methode zoals toegelicht in reacties op eerdere openbare raadplegingen van de CREG (RAPP-2025-06 en RAPP-2023-22).

Zoals toegelicht in RAPP-2023-22 is de kredietscore van Elia Transmission Belgium (ETB) gekoppeld aan de kredietscore van de holdingmaatschappij Elia Group. Dit werd nogmaals bevestigd in het nieuwsbericht van 16 december 2024 van S&P Global over de kredietscores van Elia Group, Eurogrid en ETB (eigen onderlijning):³²

“ETB (BBB+/Stable/--)

The stable outlook on ETB reflects our expectation that the group will continue to benefit from reliable cash flow from its fully regulated power transmission operations and that it will receive significant equity injection from its owners on a pro rata basis through its parent Elia Group in 2025 to support upcoming investments. We expect ETB's adjusted FFO to debt to average 10.6% over 2025-2027, based on underlying numbers. Our stable outlook also indicates that we expect ETB to secure new committed lines or cash flow injection to comfortably support its adequate liquidity.

Downside scenario: We could lower the rating if credit metrics deteriorate, with FFO to debt falling below 9% based on underlying numbers. This could occur if ETB doesn't receive equity in a timely manner to support the high investment program.

We could also lower our rating if we lower our rating on Elia Group by one notch to 'BBB-' or below. This is because the rating on ETB can be only up to one notch above the rating on Elia Group.”

Een verlaging van de kredietscore van Elia Group zou dus tot een verlaging van de kredietscore van ETB leiden. Dit zou leiden tot hogere rentelasten voor ETB die via het systeem van *embedded costs* integraal ten laste van de netgebruikers zouden vallen. Deze stijging zou niet het gevolg zijn van markteffecten of van het feit dat de activiteiten van de Belgische transmissienetbeheerder ETB zelf risicovoller zouden zijn geworden, maar wel van de activiteiten van de moedermaatschappij. Het specifieke criterium voor de beoordeling van het redelijk karakter van de kosten dat in dergelijk geval een doorrekening van de extra financiële kosten in de tarieven zou kunnen voorkomen (art. 30, 1e criterium, h), 5)³³, biedt volgens de VNR onvoldoende zekerheid omdat het bijzonder complex is om op objectieve basis vast te stellen welke financiële kosten bijkomend zijn ten gevolge van een ratingverlaging. Daarnaast kunnen ratingverlagingen toegeschreven worden aan een samenloop van verschillende oorzaken, waardoor het in de praktijk moeilijk kan zijn om een causaal verband met niet-gereguleerde activiteiten aan te tonen.

Vanuit die optiek stelt de VNR zich de vraag of het systeem van *embedded costs* wel te allen tijde in lijn ligt met Artikel 8, §2 van de Elektriciteitswet. Artikel 8, §2 van de Elektriciteitswet

³² <https://www.spglobal.com/ratings/en/regulatory/article/-/view/sourceld/13354171>

³³ “indien een verlaging van de financiële rating van de netbeheerder in verband kan worden gebracht met de voortzetting van één of meerdere niet-gereguleerde activiteiten, hetzij door de netbeheerder, hetzij door zijn moedermaatschappij, dan worden de bijkomende financiële lasten die uit deze verlaging van de rating voortvloeien, als onnodig beschouwd voor de in België gereguleerde activiteiten en integraal ten laste van de niet-gereguleerde activiteiten gelegd;”

bepaalt immers dat “Overeenkomstig zijn maatschappelijk doel, kan de netbeheerder elke andere activiteit uitoefenen op of buiten het Belgisch grondgebied, onverminderd de bepalingen van artikel 9, § 1. [...] Deze werkzaamheden mogen slechts worden uitgeoefend, hetzij rechtstreeks hetzij door participatiedeelnames, indien zij geen negatieve invloed hebben op de onafhankelijkheid van de netbeheerder of op het vervullen van de taken die hem bij de wet zijn toevertrouwd.” De VNR leidt daaruit af dat de niet-gereguleerde of gereguleerde activiteiten in het buitenland van Elia Group geen negatieve invloed mogen hebben op de financiering en kredietwaardigheid van ETB.

Een mogelijk alternatief voor embedded costs is een normatieve kapitaalkostvergoeding voor zowel eigen als vreemd vermogen. Een normatieve kapitaalkostvergoeding is een vergoeding voor een netbeheerder die zich op een efficiënte wijze weet te financieren. De kost van vreemd vermogen wordt hierbij typisch afgeleid van de rentes op obligaties uitgegeven door andere nutsbedrijven met een gelijkaardig risicoprofiel. De vergoeding voor vreemd vermogen wordt op die manier afgeleid van objectieve cijfers die niet rechtstreeks beïnvloed worden door de netbeheerder zelf. Er is dus geen gegarandeerde doorrekening van de werkelijke financiële kosten. Een verhoogd risicoprofiel t.g.v. niet-gereguleerde activiteiten van de holdingmaatschappij zou op die manier automatisch ten laste komen van de aandeelhouders van de netbeheerder en niet van de netgebruikers. Een bijkomend voordeel is dat dergelijke normatief systeem een sterke prikkel geeft aan de netbeheerder om zich op kostenefficiënte wijze te financieren (zie ook §2.2). **De VNR verzoekt de CREG om dit verder te onderzoeken.**

2.8. Vergoeding van kapitaal – eigen vermogen

De VNR ziet verschillende elementen die zullen leiden tot een stijging van de vergoeding voor eigen vermogen in de reguleringsperiode 2028-2031 ten opzichte van 2024-2027. Zo zal de risicovrije rente mogelijk stijgen, gegeven de rechtstreeks koppeling met de rendementen op door de Belgische overheid uitgegeven lineaire obligaties op 10 jaar (OLO10), die volgens de huidige inschattingen van het Federaal Planbureau in 2028-2031 hoger zullen liggen dan in 2024-2027. Verder schrapt de CREG de gedeeltelijke aftopping van de risicovrije rente wanneer de OLO10 boven de 2,87% ligt. In de tariefmethodologie 2024-2027 werden rentes boven 2,87% slechts voor de helft doorgerekend voor investeringen die voor 1 januari 2022 in dienst werden genomen. Met een OLO10 die in de periode 2028-2031 volgens de huidige inschatting van het Federaal Planbureau rond de 3,4%-3,5% zal liggen, leidt de schrapping van deze aftopping ook effectief tot een niet te verwaarlozen stijging van de vergoeding voor eigen vermogen. Bovenstaande evoluties zullen vermoedelijk leiden tot een stijging van de “basis” vergoeding voor eigen vermogen.

Naast de “basis” vergoeding, die alleen aangepast wordt in functie van de OLO10, is er ook een variabele vergoeding voor eigen vermogen die afhangt van hoe goed Elia scoort op de verschillende stimulansen ter bevordering van de prestaties. In artikels 22 t.e.m. 28 van het ontwerp van tariefmethodologie worden een 15-tal stimulansen gedefinieerd. **De maximale bijkomende vergoeding voor eigen vermogen die Elia kan behalen via stimulansen bedraagt 3,75%. Dit is een stijging met 1,32pp (van 2,43%) ten opzichte van de tariefmethodologie 2024-2027.** Uitgaande van een gemiddelde score van 63,5% op de stimulansen (overeenkomstig de inschatting in het proces-verbaal van het overleg tussen de CREG en Elia Transmission Belgium over het ontwerp van tariefmethodologie) leidt dit tot een uiteindelijke stijging van de vergoeding voor eigen vermogen met 0,84pp.

Verder worden er ten opzichte van de tariefmethodologie 2024-2027 nog een aantal kleinere bijstellingen aan het mechanisme van de stimulansen voorgesteld die uiteindelijk ook in een hogere vergoeding kunnen resulteren:

- Er worden geen maximum €-bedragen per stimulans meer vastgesteld.
- De stimulansen worden vergoed op basis van de gebudgetteerde RAB in plaats van de reële RAB. Zoals besproken in §2.2 wordt Elia via dit mechanisme geprikkeld om investeringsbudgetten te overschatten, hetgeen zou leiden tot een hogere vergoeding voor eigen vermogen.
- De stimulansen worden vergoed op basis van de eindwaarde van de (gebudgetteerde) RAB in plaats van de gemiddelde waarde.

Samenvattend stelt de VNR vast dat verschillende aanpassingen t.o.v. de tariefmethodologie 2024-2027 zullen leiden tot een hogere vergoeding voor eigen vermogen. Op basis van de aanwezige informatie in de ontwerpbeslissing is het echter moeilijk om te beoordelen wat de impact is op de tarieven die de netgebruikers zullen betalen. De ontwerpbeslissing bevat bovendien geen duidelijke motivatie voor de sterke stijging van de “variabele” vergoeding eigen vermogen die via stimulansen behaald kan worden. Het is voor de VNR dus onduidelijk of de voordelen van de sterkere prikkels, nl. naar verwachting betere prestaties van de netbeheerder (bijvoorbeeld meer kostenefficiënte investeringen), de hogere vergoeding voor eigen vermogen (hogere tarieven) rechtvaardigen vanuit het oogpunt van de netgebruikers. De VNR verzoekt de CREG om de hogere vergoeding voor stimulansen duidelijker te motiveren en daarbij de verwachte impact op de tarieven van netgebruikers te kwantificeren.

Tot slot vraagt de VNR zich af of de CREG ook symmetrische stimulansen heeft overwogen, waarbij de netbeheerder niet alleen een bonus, maar bij slechte prestaties ook een malus kan realiseren. Zoals toegelicht in §2.2, kan dergelijk systeem leiden tot sterkere stimulansen voor de netbeheerder met minder hoge kosten voor de netgebruiker.