

Raadplegingsverslag

(RA)1109/11

2 juni 2022

Raadplegingsverslag over het ontwerp van besluit (Z)1109/11 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteits-transmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2024-2027

Artikel 12^{ter} van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING	3
1. WETTELIJKE BASIS	4
2. ONTVANGEN REACTIES	4
3. SAMENVATTING VAN DE ONTVANGEN REACTIES EN VAN DE STELLINGNAME VAN DE CREG	5
3.1. Procedure voor de vaststelling van de tarieven	5
3.2. De tariefmethodologie als voornaamste beleidsinstrument van de regulator	6
3.3. Definities en toepassingsgebied (artikelen 2 en 3 van het ontwerpbesluit)	7
3.4. Algemene tariefstructuur (artikelen 4 tot 7 van het ontwerpbesluit).....	7
3.4.1. De invoering van een nieuw specifiek tariefkader voor industriële verbruikers met een specifiek afnameprofiel.....	7
3.4.2. Het tarifair kader voor de installaties voor de opslag van elektriciteit.....	8
3.5. Het totaal inkomen te dekken door de tarieven (artikelen 8 tot 28 van het ontwerpbesluit)	11
3.5.1. Noodzakelijke kosten	11
3.5.2. Investerings en de evolutie van de RAB	12
3.5.3. Het rendementspercentage	12
3.5.4. De stimulansen.....	14
3.6. De criteria voor de beoordeling van het redelijk karakter van de kosten (artikelen 29 tot 34 van het ontwerpbesluit)	17
3.7. Procedure inzake controle en toepassing van tarieven (artikelen 35 tot 42 van het ontwerpbesluit)	18
3.7.1. De evolutie van de regulatoire rekeningen.....	18
3.8. Beschrijving van de diensten en van de transmissietarieven (bijlage 2 van het ontwerpbesluit)	18
3.8.1. Het tarief voor het ter beschikking gestelde vermogen	18
3.8.2. De injectietarieven	19
3.8.3. Het tarief voor <i>offshore</i> aansluitingen	20
3.8.4. Het tarief voor de onevenwichten	20
3.8.5. Het tarief voor aanvullende reactieve energie	21
3.8.6. Component dynamisch tarief.....	21
3.8.7. De compensatie van de netverliezen in natura	22
3.9. De tariefmethodologie NEMO (bijlage 3 van het ontwerpbesluit).....	22
BIJLAGE 1	24
BIJLAGE 2	24

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (hierna: CREG) heeft een openbare raadpleging georganiseerd over haar ontwerp van besluit (Z)1109/11 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de periode 2024-2027 (hierna: het ontwerpbesluit).

Deze raadpleging liep van 22 april tot en met 12 mei 2022. De documenten gebruikt in het kader van deze raadpleging worden als bijlage 1 aan onderhavig raadplegingsverslag toegevoegd.

Dit verslag bevat een samenvatting van de individuele reacties voor elk onderdeel (en indien nodig voor elk artikel of elke groep artikelen) van het ontwerpbesluit, gevolgd door het standpunt van de CREG ter zake en eventuele aanpassingen die aan het ontwerpbesluit werden aangebracht.

De opmerkingen over het document "Nota over de modaliteiten voor het vaststellen van de stimulansen om de prestaties van de elektriciteitstransmissienetbeheerder tijdens de regulatoire periode 2024-2027 te verbeteren » worden in het voorliggend document niet behandeld. Inderdaad, zoals verder in dit document toegelicht, zal de CREG die modaliteiten hernemen in een ontwerpbeslissing die onderworpen wordt aan een openbare raadpleging die plaats zal vinden voor de indiening van het tariefvoorstel 2024-2027.

Bijlage 2 van dit verslag bevat een kopie van de niet-vertrouwelijke reacties van de respondenten.

Het directiecomité van de CREG heeft onderhavig raadplegingsverslag goedgekeurd in zijn vergadering van 2 juni 2022.

1. WETTELIJKE BASIS

1. Artikel 12ter, laatste lid van de elektriciteitswet bepaalt dat de CREG in uitvoering van haar opdrachten krachtens artikel 12 tot 12quinquies "aan haar definitieve handeling een commentaar [hecht] dat de beslissing om de commentaren van de geconsulteerde partijen al dan niet in aanmerking te nemen rechtvaardigt".

2. In overeenstemming met de overeenkomst van 22 december 2021¹ (hierna : de overeenkomst van 22 december 2021) die de CREG en Elia hadden gesloten werd het ontwerp van tariefmethodologie dat werd opgemaakt naar aanleiding van het overleg met de netbeheerder ter openbare raadpleging voorgelegd van 22 april tot en met 12 mei 2022.

3. Met toepassing van artikel 12ter van de voormelde elektriciteitswet is dit document het antwoord van de CREG op de opmerkingen die werden gegeven in het kader van de openbare raadpleging. Het zal als bijlage aan de beslissing met de tariefmethodologie worden gevoegd.

2. ONTVANGEN REACTIES

4. Naar aanleiding van haar raadpleging over het ontwerpbesluit heeft de CREG niet-vertrouwelijke reacties ontvangen van 6 respondenten:

- BELGIAN OFFSHORE PLATFORM (hierna : BOP);
- BSTOR;
- FEBEG, de Belgische federatie van elektriciteits- en gasbedrijven (hierna: FEBEG);
- FEBELIEC, de Belgische federatie van grote energieverbruikers (hierna: FEBELIEC);
- VIRYA ENERGY;
- WATERSTOFNET.

Bijlage 2 van dit verslag bevat een kopie van deze niet-vertrouwelijke reacties.

¹ Overeenkomst over de procedures voor de goedkeuring van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie en voor de goedkeuring van tariefvoorstellen en van wijzigingen van tarieven en tarifaire toeslagen, 22 december 2021

3. SAMENVATTING VAN DE ONTVANGEN REACTIES EN VAN DE STELLINGNAME VAN DE CREG

5. In de volgorde van de hoofdstukken van het ontwerp van de eigenlijke tariefmethodologie heeft de CREG in dit hoofdstuk de ontvangen reacties samengevat en haar eigen standpunt op elke reactie geformuleerd. In de gevallen waar deze reacties leiden tot een aanpassing van het initiële ontwerpbesluit vermeldt de CREG dit expliciet.

3.1. PROCEDURE VOOR DE VASTSTELLING VAN DE TARIEVEN

Samenvatting van de antwoorden

6. Een respondent (FEBEG) betreurt dat de raadpleging slechts 3 weken heeft geduurd en beveelt aan in de toekomst een raadpleging van 4 tot 6 weken te houden over de inhoud van de tariefmethodologie. Deze respondent betreurt ook dat de impact op het totaal inkomen niet wordt gekwantificeerd in het raadplegingsdocument.

7. Een respondent (BOP) betreurt dat in het akkoord over de procedures voor de goedkeuring van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie en voor de goedkeuring van de tariefvoorstellen en de wijziging van de tarieven en tarifaire toeslagen dat op 22 december 2021 tussen de CREG en Elia werd gesloten, geen enkele mogelijkheid wordt geboden aan de netgebruikers en de marktdeelnemers om in het kader van een openbare raadpleging hun mening te geven over de bedragen die concreet zijn opgenomen in het tariefvoorstel van Elia. Deze respondent vraagt dat een vervolledigd tariefrooster zou worden gepubliceerd in het kader van de openbare raadpleging over de belangrijkste elementen van de in het toekomstige tariefvoorstel overwogen wijzigingen, die Elia in het voorjaar van 2023 moet organiseren voorafgaand aan de indiening van het voorstel.

8. Een respondent (FEBELIEC) is ingenomen met het feit dat de tarieven voor 2024-2027 al in november 2023 bekend zullen zijn, omdat dit de netgebruikers, in geval van relevante wijzigingen in de tariefstructuur en/of de tarieven, enige tijd geeft om hun acties aan te passen. Deze respondent meent echter dat het nog beter zou zijn dat de nieuwe tarieven nog sneller zouden worden bekendgemaakt, zoals dit het geval is voor aardgas. Deze respondent benadrukt ook dat, hoewel hij begrijpt dat de tariefmethodologie de CREG en Elia een zekere mate van vrijheid laat om het hoofd te bieden aan uitzonderlijke omstandigheden, elke wijziging van de tarieven onderworpen moet worden aan een raadpleging van de netgebruikers.

Opmerkingen van de CREG

9. De door de CREG gekozen duur van de openbare raadpleging van drie weken wordt verklaard door de afwezigheid van fundamentele wijzigingen ten opzichte van de tekst van de huidige methodologie. Voor de toekomst neemt de CREG evenwel nota van de suggestie om te voorzien in een periode tussen 4 en 6 weken.

10. De kwantificering van het effect op het totaal inkomen zal in 2023 plaatsvinden in het kader van de procedure voor de goedkeuring van het tariefvoorstel. De onzekerheden rond bijvoorbeeld de ontwikkeling van de kosten van de ondersteunende diensten of de inhoud van de investeringsplannen (en dus het bedrag van de RAB) maken elke kwantificering momenteel zeer hypothetisch.

11. In overeenkomst tussen Elia en de CREG van 22 december 2021 wordt als volgt bepaald: "*Voorafgaand aan de indiening van het tariefvoorstel organiseert Elia een openbare raadpleging in*

verband met de beslissende elementen van de ontwikkelingen voorzien in het toekomstige tariefvoorstel en stelt een raadplegingsverslag op waarin wordt uitgelegd waarom al dan niet rekening werd gehouden met de geformuleerde opmerkingen. De opmerkingen van de geraadpleegde partijen en het raadplegingsverslag worden bij het tariefvoorstel gevoegd.” Hoewel dit niet uitdrukkelijk in deze overeenkomst is bepaald, is de CREG van oordeel dat het inderdaad een goed idee zou zijn dat Elia begin 2023 haar beste raming publiceert van wat de tarieven voor 2024-2027 zouden moeten zijn, rekening houdend met de bepalende elementen die het voorwerp uitmaken van de openbare raadpleging en met de ramingen van de kosten en de beschikbare volumes. Het is uiteraard mogelijk dat de tarieven die uiteindelijk eind 2023 door de CREG zullen worden goedgekeurd, aanzienlijk afwijken van de beste raming die Elia begin 2023 heeft gemaakt, onder meer als gevolg van de resultaten van de openbare raadpleging die Elia begin 2023 organiseert, van de controle door de CREG van de redelijkheid van de kosten die in het tariefvoorstel zijn begroot, ...

12. In de overeenkomst die Elia en de CREG op 22 december 2021 hebben gesloten, is bepaald dat de tarieven voor 2024-2027 uiterlijk in de eerste helft van november 2023 bekend moeten zijn. In geval van tariefwijzigingen tijdens de tariefperiode, bevestigt de CREG dat de overeenkomst die op 22 december 2021 tussen Elia en de CREG werd gesloten, inderdaad bepaalt dat Elia eerst een openbare raadpleging moet organiseren over de beslissende elementen van de ontwikkelingen waarin is voorzien in het toekomstige tariefvoorstel.

3.2. DE TARIEFMETHODOLOGIE ALS VOORNAAMSTE BELEIDSINSTRUMENT VAN DE REGULATOR

Samenvatting van de antwoorden

13. Een respondent (FEBELIEC) herinnert eraan dat de gereguleerde activiteiten van Elia gericht moeten zijn op het in stand houden van een betrouwbaar en efficiënt net en op de residuele balancerings van het net, en dit tegen de laagst mogelijke kost voor de gebruikers. De niet-gereguleerde activiteiten mogen geen invloed uitoefenen op of genieten van de gereguleerde activiteiten. Deze respondent steunt de CREG in haar inspanningen om de gereguleerde en niet-gereguleerde perimeters in deze tariefmethodologie te scheiden.

14. Een respondent (FEBEG) beklemtoont dat de nieuwe activiteiten van Elia niet mogen worden ontwikkeld ten koste van de netgebruikers, noch ten koste van de hoofdopdracht, namelijk het in stand houden van een betrouwbaar en efficiënt net. Elia mag uit de gereguleerde activiteiten geen concurrentievoordeel halen voor het ontwikkelen van andere activiteiten die ook door andere onafhankelijke marktdeelnemers zouden kunnen worden uitgevoerd.

15. Een respondent (BOP) wijst eveneens op het belang om de activiteiten van netbeheer goed te scheiden van de andere commerciële activiteiten die Elia uitvoert. De respondent verwijst in het bijzonder naar onderzoeks- en ontwikkelingsactiviteiten waarvan de kosten worden gedekt door het tarief voor marktintegratie.

Opmerkingen van de CREG

16. De CREG deelt de bezorgdheden van de respondenten over de risico's van kruissubsidiëring tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten. De CREG besteedt hieraan de grootste aandacht en heeft voorzien in criteria van redelijkheid van de kosten, zodat ze in staat is hierop toezicht uit te oefenen.

17. Wat de kosten betreft die door het tarief voor marktintegratie worden gedekt, wijst de CREG erop dat het gaat om de kosten die noodzakelijk zijn voor de opdrachten van de TNB zoals bepaald in artikel 8, § 1bis van de elektriciteitswet, alsook in de kosten voor activiteiten van onderzoek en

ontwikkelings. Richtsnoer 20 van artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet bepaalt dat de tarieven de transmissienetbeheerder moeten aanmoedigen om "*aan onderzoek en ontwikkeling te doen die nodig zijn voor zijn activiteiten*". De CREG benadrukt dat de criteria van redelijkheid van de kosten, in het bijzonder met betrekking tot kruissubsidies, ook van toepassing zijn op O&O-kosten. De innovatiestimulans gaat gepaard met criteria voor de selectie van projecten die net moeten garanderen dat er geen kruissubsidies worden verleend en dat de belangen van de netgebruikers worden behartigd.

3.3. DEFINITIES EN TOEPASSINGSGBIED (ARTIKELEN 2 EN 3 VAN HET ONTWERPBESLUIT)

18. Naar aanleiding van de denkoefeningen tijdens de openbare raadpleging en het opstellen van dit verslag, achtte de CREG het noodzakelijk de definities met betrekking tot het vermogen en de energie aan te vullen. De CREG voegt ook een definitie toe van "elektrische zone", die wordt vermeld in kader van het tarief voor aanvullende reactieve energie.

3.4. ALGEMENE TARIEFSTRUCTUUR (ARTIKELEN 4 TOT 7 VAN HET ONTWERPBESLUIT)

3.4.1. De invoering van een nieuw specifiek tariefkader voor industriële verbruikers met een specifiek afnameprofiel

Samenvatting van de antwoorden

19. Een respondent (FEBELIEC) dringt erop aan dat de CREG, zoals reeds het geval is voor de elektriciteitsproductie-eenheden, een benchmarking uitvoert van de transmissietarieven die worden aangerekend aan bepaalde industriële verbruikers met een specifiek afnameprofiel (baseload, anticyclisch, ...) en op basis daarvan verminderingen van de transmissietarieven toekent, zoals het geval is in Duitsland, Frankrijk of Nederland.

Opmerkingen van de CREG

20. De CREG herinnert eraan dat in artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet de richtsnoeren die de CREG moet naleven bij de uitwerking van de tariefmethodologie, worden beschreven. Zo bepaalt richtlijn 17°: "*de tarieven voor het gebruik van het transmissienet of voor de netten met een transmissiefunctie, die van toepassing zijn op productie-eenheden, kunnen verschillen naar gelang van de technologie van deze eenheden en van de datum van de ingebruikname ervan. Deze tarieven worden bepaald rekening houdend met ieder criterium dat door de commissie relevant wordt geacht, zoals een benchmarking met de buurlanden, teneinde 's lands bevoorradingszekerheid door een daling van de concurrentiekracht van de betrokken productie-eenheden niet in het gedrang te brengen.*" De CREG ziet geen gelijkaardige bepaling in de elektriciteitswet betreffende industriële verbruikers met - of zonder - een specifiek afnameprofiel (*baseload*, anticyclisch, ...).

21. Ten slotte wenst de CREG er ook op te wijzen dat de implementatie in België van het steunmechanisme dat momenteel in Duitsland van kracht is, ongewenste perverse effecten kan hebben. Zoals het Duitse ministerie van Energie en Economische Zaken² heeft benadrukt, zal het Duitse

² German Federal Ministry for economic affairs and energy, *An electricity market for Germany's energy transition – White paper*, juli 2015, p.66-67

German Federal Ministry for economic affairs and energy, *An electricity market for Germany's energy transition – Green paper*, oktober 2014, p.24

steunmechanisme, aangezien het de begunstigden ertoe aanzet onder alle omstandigheden een profiel te volgen dat zo *baseload* mogelijk is, waarschijnlijk de ontwikkeling van flexibiliteit van een deel van de vraag afremmen. Met de invoering van een steunmechanisme dat vergelijkbaar is met het Duitse, zouden de Belgische begunstigden van een dergelijk steunmechanisme er in de toekomst dus toe worden aangezet hun afname niet te verminderen in perioden waarin de bevoorradingszekerheid van het land in gevaar is en hun afname niet te verhogen in perioden van onsamendrukbaarheid, d.w.z. wanneer de in het net geïnjecteerde elektriciteit aanzienlijk groter is dan de afname van het net, wat indruist tegen de nagestreefde doelstelling inzake balancering van het net. Tot slot wijst de CREG erop dat dit mechanisme ook een rem kan zetten op de investeringen in lokale elektriciteitsproductie-eenheden (in voorkomend geval hernieuwbare elektriciteit), aangezien deze uitrustingen een impact kunnen hebben op de minimumhoeveelheden energie die nodig zijn om de vrijstellingsmaatregelen te kunnen genieten of zelfs het afnameprofiel volatieler kunnen maken. Het Nederlandse model biedt enkele oplossingen voor de in het Duitse model vastgestelde nadelen, met name door rekening te houden met de mogelijke aanwezigheid van lokale productie en door een progressief en lineair degressiviteitspercentage toe te passen op basis van het verbruik van de industriële site. Een van de nadelen van het Nederlandse model is dat het complexer is en gericht is op de daluren. In dit verband moet de vraag worden gesteld of in het elektriciteitssysteem dat momenteel een revolutie doormaakt, een onderscheid tussen periodes van daluren en van piekuren nog wel relevant is, dan wel of integendeel niet moet worden gestreefd naar een grotere flexibiliteit in het afnameprofiel, afhankelijk van de op dat moment beschikbare productie.

22. Concluderend kan de CREG geen gunstig gevolg geven aan het verzoek van de respondent.

3.4.2. Het tarifair kader voor de installaties voor de opslag van elektriciteit

Samenvatting van de antwoorden

23. Een respondent (FEBEG), die het risico benadrukt dat een onevenwicht wordt teweeggebracht tussen de nieuwe en de oude opslaginstallaties, is van mening dat de vrijstelling van het toegangstarief voor de elektriciteitsopslaginstallaties onbeperkt moet zijn in de tijd. Een andere respondent (BSTOR) neemt een soortgelijk standpunt in, specifiek voor de batterijparken die vanaf 1 juli 2018 in bedrijf zijn gesteld. Volgens deze respondent zou het ontbreken van een vrijstelling in strijd zijn met het Belgische wettelijke kader, de *Green Deal* en het Europese *Clean Energy Package*, alsook met de doelstellingen van de energietransitie.

24. Een respondent (BSTOR) is van mening dat de tarieven voor de openbare dienstverplichtingen (ODV), toeslagen en heffingen niet mogen worden toegepast op elektriciteit die wordt afgenomen door een batterijpark met een specifiek toegangspunt, omdat deze elektriciteit per definitie bestemd is voor herinjectie, op de efficiëntieverliezen na, en bijgevolg niet wordt geleverd aan een eindafnemer. Bovendien zou de richtlijn inzake de taxatie van energie uitdrukkelijk voorschrijven dat deze elektriciteit moet worden vrijgesteld van enige toeslag of heffing.

25. Een respondent (FEBELIEC) is van mening dat er geen onderscheid zou mogen worden gemaakt tussen de opslaginstallaties die rechtstreeks op het net zijn aangesloten en die welke achter de meter van een industriële gebruiker zijn aangesloten.

26. Twee respondenten (VIRYA ENERGY en WATERSTOFNET) zijn van mening dat het tariefkader dat specifiek voor elektriciteitsopslagfaciliteiten is ontwikkeld op grond van artikel 12, § 5, 27° van de elektriciteitswet, moet worden uitgebreid tot alle energieopslagfaciliteiten, inclusief PowertoGas. Een respondent (VIRYA ENERGY) wijst erop dat de elektriciteitswet op 8 maart 2022 is gewijzigd om in artikel 2, 62° *bis*, een nieuwe definitie van energieopslag op te nemen. Deze respondent verwijst ook naar artikel 4, § 4 van de tariefmethodologie. Een andere respondent (WATERSTOFNET) verwijst ook

naar de federale strategie inzake waterstof, die in 2021 is ontwikkeld, en naar het specifieke tariefkader dat in Duitsland is ontwikkeld voor elektrolyse-eenheden.

Opmerkingen van de CREG

27. Artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet beschrijft de richtsnoeren die de CREG moet naleven bij de uitwerking van de tariefmethodologie. Een richtlijn die is ingevoegd door de wet van 13 juli 2017 bepaalt als volgt: "*27° Voor de installaties voor de opslag van elektriciteit die aangesloten zijn op het transmissienet of op de netten met een transmissiefunctie, bevat de tariefmethodologie prikkels om op niet discriminerende en proportionele wijze de elektriciteitsopslag te bevorderen. Een apart tariefregime voor de opslag van elektriciteit kan daarbij worden bepaald door de Commissie.*"

28. In haar besluit 1718 van 29 maart 2018³ heeft de CREG er nogmaals op gewezen dat de tariefmethodologie die op dat moment gold, al een soort stimulans bevatte die de opslag van elektriciteit op niet discriminerende en proportionele wijze bevorderde. Immers, sinds 1 januari 2016, dus vóór de hierboven vermelde wijziging van de elektriciteitswet, bevat de tariefstructuur een tarief voor de jaarlijkse piek voor de afname. De jaarlijkse piek voor de afname wordt ex post bepaald als de maximale piek tijdens de kwarturen van de voorbije 12 maanden die in de tarifaire piekperiode vallen: de periode van januari tot maart en van november tot december, van 17 uur tot 20 uur, uitgezonderd het weekend en feestdagen. Aangezien deze jaarpiekperiode overeenstemt met - ongeveer - 300 uur per jaar waar de globale belasting op het net statistisch het hoogst is, is de CREG van mening dat de opslageenheden tijdens deze jaarlijkse piekperiode normaal in injectiemodus werken en zo in feite van een tarief kunnen genieten voor de jaarlijkse piek voor de afname gelijk aan nul euro per jaar. Hoewel de geldende tariefmethodologie volgens de CREG dus reeds beantwoordde aan de doelstelling van de hierboven vermelde nieuwe tariefrichtlijn, achtte de CREG het, gelet op de voorbereidende werkzaamheden voor de elektriciteitswet, wenselijk om de stimulansen waarin de destijds geldende tariefmethodologie voorzag, verder te versterken teneinde de ontwikkeling van de elektriciteitsopslag in België te bevorderen. Daarom heeft de CREG een studie bij de consultant Deloitte⁴ besteld om de gefactureerde transmissietarieven en de kosten van het beheer van het transmissienet op 1 augustus 2017 die een ideale opslagcentrale die rechtstreeks op het transmissienet van Elia is aangesloten moet betalen in België, te vergelijken met de tarieven die in verschillende andere Europese landen worden gefactureerd aan dezelfde ideale opslagcentrale gekoppeld aan hetzelfde spanningsniveau. Uit deze studie, die vooraf werd nagelezen door de betrokken buitenlandse regulatoren, alsook door en Elia en exploitanten van opslagcentrales op het Belgische grondgebied, kwamen de volgende vaststellingen naar voren:

- i. de transmissietarieven en verbonden kosten die een eenheid voor de opslag van elektriciteit in België draagt zijn 22 tot 45 % lager dan het gemiddelde van de transmissietarieven en verbonden kosten die de landen in de zone Noordwest-Europa dragen;*
- ii. de hoogte van de transmissietarieven en verbonden kosten verschilt echter sterk van land tot land binnen de zone Noordwest-Europa: die varieert van 0 €/MWh tot 85,1 €/MWh afgenomen in functie van de ouderdom van de opslagcentrale of de ouderdom van de uitgevoerde uitbreidingswerken ervan;*
- iii. in Duitsland worden de opslagcentrales die na 2011 in dienst werden gesteld, om de ontwikkeling ervan te bevorderen, vrijgesteld van transmissietarieven tijdens een periode van 20 jaar na hun indienststelling. De opslagcentrales van het type pomp-turbinecentrale die voor 2011 in dienst werden gesteld kunnen eveneens genieten van een vrijstelling van de*

³ CREG, Besluit (Z)1718 tot wijziging van het besluit (Z)141218-CDC-1109/7 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het transmissienet voor elektriciteit en de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie, 29 maart 2018

⁴ Deloitte, *Comparison of Belgian transmission network costs incurred by an idealized storage facility with those in other European countries*, 15 december 2017

transmissietarieven tijdens een periode van (slechts) 10 jaar als de energie die er kan worden opgeslagen, als gevolg van de uitbreidingswerken die na 2011 werden uitgevoerd, met minstens 5 % is gestegen en/of als het vermogen van de opslagcentrale met minstens 7,5 % is gestegen.

29. Aangezien de doelstelling van de wetgever is om de ontwikkeling van de opslag van elektriciteit te bevorderen in het kader van de energietransitie, en op een gelijkaardige manier als het mechanisme met stimulansen dat in Duitsland werd ingevoerd, heeft de CREG een vrijstelling van de transmissietarieven gedurende een periode van tien jaar voor de opslagcentrales die na 1 juli 2018 in dienst werden gesteld, ingevoerd, evenals een vrijstelling van 80% gedurende vijf jaar voor de bestaande centrales waarvan de geïnstalleerde capaciteit en de opgeslagen energie als gevolg van uitbreidingswerken werd verhoogd met meer dan 7,5% in vergelijking met hun niveau dat werd vastgesteld op 1 juli 2018. De installaties voor elektriciteitsopslag die in aanmerking komen om dit apart tariefregime te genieten, zijn die waarvan de injecties en afnames niet het voorwerp zijn, wat betreft de facturering van de transmissietarieven, van 'netting' met de injecties en/of afnames van een andere netgebruiker, zoals een industriële gebruiker en/of een productie-eenheid. Zoals de CREG aantoonde in deel VI.1.1.3 van haar studie (F)1412⁵, ondergaat de rentabiliteit van de opslaginstallaties die aangesloten zijn achter de meter van een gebruiker met een voldoende verbruik, veel minder de impact van de facturering van transmissietarieven in vergelijking met een installatie voor elektriciteitsopslag die rechtstreeks is aangesloten op het transmissienet: in vergelijking met een rechtstreekse aansluiting op het transmissienet kan een batterij met een rendement van 90%, als ze is aangesloten achter de meter van een gebruiker met een voldoende verbruik, de variabele kosten in verband met zijn afnames delen door circa een factor 10 en de variabele kosten in verband met zijn injecties volledig wegwerken.

30. De CREG stelt vandaag vast dat de doelstellingen die met dit nieuwe tariefkader werden nagestreefd, zijn bereikt: zoals door verschillende respondenten op de raadpleging werd erkend, heeft dit tariefkader investeringen aangemoedigd in zowel de uitbreiding van elektriciteitsopslagcentrales die vóór 1 juli 2018 in dienst werden gesteld als in nieuwe elektriciteitsopslagcentrales.

31. In tegenstelling tot wat door sommige respondenten wordt gesuggereerd, stelt de CREG vast dat de elektriciteitswet op dit vlak niet is aangepast sinds de invoering van het specifieke tariefkader voor elektriciteitsopslag, namelijk op 29 maart 2018. Met andere woorden, de richtlijn voor de opslag van elektriciteit in artikel 12, § 5, van de elektriciteitswet is ongewijzigd gebleven. De wetgever heeft wel, zoals benadrukt door bepaalde respondenten, recent, parallel met de definitie van 'electriciteitsopslag', ook de definities van 'energieopslag' en 'energieopslagfaciliteit' ingevoerd; de CREG stelt vast dat de wetgever, ondanks de invoering van deze begrippen, ontleend aan verordening 2029/943, het niet nodig noch opportuun heeft geacht om richtlijn 27° in artikel 12, § 5, van de elektriciteitswet aan te passen. De CREG is, *a contrario*, van oordeel dat de wetgever het nodig heeft geacht deze richtlijn ongewijzigd te laten om de toepassing ervan voor te behouden aan elektriciteitsopslaginstallaties en niet aan alle energieopslagfaciliteiten.

32. Bovendien vereist artikel 18.1 van verordening nr. 2029/943, zoals door een respondent wordt aangevoerd, onder meer het volgende: "*door middel van de netwerktarieven vindt noch op positieve, noch op negatieve wijze discriminatie plaats ten opzichte van energieopslag*". De CREG merkt op dat deze bepaling, voor zover ze de positieve gevolgen zou hebben, vermeld door één van de respondenten, eerder tot gevolg lijkt te hebben dat het stimulerende tariefstelsel dat voortvloeit uit richtlijn 27° van artikel 12, § 5, van de elektriciteitswet, wordt opgeheven.

⁵ CREG, Studie (F)1412 over de rentabiliteit van de elektriciteitsopslag in België, 23 april 2015

33. De andere instrumenten die door de respondenten in dit verband worden vermeld (studie van de Europese Commissie, algemene beleidsnota, parlementaire resolutie, enz.) zijn niet bindend en verplichten de CREG niet rechtstreeks om het tariefregime voor elektriciteitsopslag uit te breiden.

34. Wat de vrijstelling van taksen, heffingen en toeslagen voor de opslag van energie of elektriciteit betreft, herinnert de CREG eraan dat het overeenkomstig artikel 172 van de Grondwet niet tot haar bevoegdheid behoort om vrijstellingen van belastingen vast te stellen en dat alleen de wetgever ter zake bevoegd is.

35. Wat tot slot de tarieven voor de openbare dienstverplichtingen betreft, heeft de CREG steeds het principe toegepast dat het uitsluitend aan de bevoegde overheid is om, met het oog op de vaststelling van de betrokken openbare dienstverplichting, in voorkomend geval enerzijds rekening te houden met de specifieke elementen inzake de wijze waarop het tarief voor deze verplichting moet worden doorgerekend, en anderzijds met de noodzaak om voor dit tarief verminderingen of vrijstellingen in te voeren voor bepaalde categorieën van netgebruikers. Indien dit niet het geval is, is de CREG van oordeel dat geen enkele vrijstelling of vermindering mag worden toegepast en dat het tarief moet worden doorgerekend in verhouding tot de afgenomen elektriciteit.

36. De CREG wijst er tenslotte op dat geen van de elektriciteitsopslagcentrales die vanaf 1 juli 2018 in dienst zijn gesteld, haar tiende exploitatiejaar zal hebben bereikt op 31 december 2027, dit is de laatste dag van de regulatoire periode waarop de tariefmethodologie die momenteel wordt aangenomen, betrekking heeft. Evenzo zal geen van de elektriciteitsopslagcentrales die vóór 1 juli 2018 in dienst zijn gesteld en momenteel worden uitgebreid, op 31 december 2027 haar vijfde exploitatiejaar hebben bereikt. Indien de elektriciteitswet op dit punt niet wordt gewijzigd, zal de CREG dus in 2026, in het kader van de uitwerking van haar tariefmethodologie die van toepassing zal zijn in de periode 2028-2031, opnieuw kunnen evalueren of het opportuun is om de vrijstelling die momenteel van kracht is, in de tijd te verlengen.

3.5. HET TOTAAL INKOMEN TE DEKKEN DOOR DE TARIEVEN (ARTIKELEN 8 TOT 28 VAN HET ONTWERPBESLUIT)

3.5.1. Noodzakelijke kosten

Samenvatting van de antwoorden

37. Een respondent (FEBEG) is van mening dat het risico van onbetaalde facturen op evenredige wijze moet worden gedragen door de verschillende deelnemers aan de elektriciteitsmarkt: met andere woorden de leveranciers dragen het risico van niet-betaling van de 'energiecomponent' van de factuur, de netbeheerders dragen het risico van de component 'transmissie en distributie' van de factuur en de Staat draagt het risico van de component 'belastingen en taksen' van de factuur.

38. Een respondent (BOP) merkt op dat in de “noodzakelijke kosten” kosten voor *seabed surveys* en opnieuw ingraven van kabels worden opgenomen. De respondent zou verwachten dat er een voldoende provisie wordt aangelegd voor deze en dat Elia zich voldoende verzekert tegen schade van derden aan het platform en kabels waardoor deze herstellkosten gedekt zijn.

Opmerkingen van de CREG

39. De CREG stelt vast dat het in België geldende marktmodel al deze risico's van niet-betaling bij de leverancier legt: de leverancier kan uiteraard vrij zijn prijzen bepalen rekening houdend met dit risico, waarover hij trouwens een zekere controle uitoefent. Voor de CREG is het dan ook uiteraard niet gerechtvaardigd om Elia een deel van de onbetaalde facturen van de leveranciers te doen dragen.

40. De CREG merkt op dat er enkel een (wettelijk verplichte) ontmantelingsprovisie wordt aangelegd voor de behandeling, de ontmanteling en het weghalen van de assets van de *Modular Offshore Grid*. Kosten voor *seabed surveys* tijdens de operationele fase worden gedekt door de OPEX kosten. Indien er schade door derden is aan assets van het *Modular Offshore Grid*, worden de herstelkosten na aftrek van de tussenkomst van de verzekeringen ook opgenomen in de OPEX kosten. Dit betreft bijvoorbeeld het franchise bedrag. Daarom worden al deze kosten wel opgenomen in de noodzakelijke kosten.

3.5.2. Investerings en de evolutie van de RAB

Samenvatting van de antwoorden

41. Een respondent (FEBEG) merkt op dat de RAB van Elia is gestegen van € 3,9 miljard tot € 5,1 miljard. Deze respondent begrijpt dat de behoefte aan meer interconnecties (NEMO, Alegro) heeft geleid tot een steeds hogere RAB voor de TNB. Deze respondent wenst echter ook te benadrukken dat bijkomende interconnecties zorgvuldig moeten worden onderzocht en dat transparante kosten-batenanalyses moeten worden uitgevoerd alvorens grote investeringen te doen die uiteindelijk door de Belgische netgebruikers worden gedragen.

Opmerkingen van de CREG

42. In de eerste plaats wijst de CREG erop dat NEMO onderworpen is aan een specifiek tarifair kader dat wordt gedefinieerd in bijlage 3 van de tariefmethodologie en, zoals expliciet vermeld in artikel 14 van de tariefmethodologie, niet is opgenomen in de RAB van Elia.

43. De CREG merkt op dat het initiële onderzoek van de kosten-baten van een bijkomende interconnectie gebeuren in kader van het Federaal Ontwikkelingsplan. De CREG heeft hierin een adviesbevoegdheid en zal dan ook de kosten-baten van een bijkomende interconnectie grondig bekijken. Indien echter een bijkomende interconnectie is opgenomen in het goedgekeurde ontwikkelingsplan (ook na een negatief advies van de CREG) kan de CREG de kosten voor deze bijkomende interconnectie niet weigeren. Ze kan enkel de kosten checken op basis van de redelijkheidscriteria.

3.5.3. Het rendementspercentage

Samenvatting van de antwoorden

44. Wat de hoogte van de vergoeding betreft, dringt een respondent (FEBELIEC) erop aan dat de vergoeding van de netwerkbeheerder, gezien zijn status van gereguleerd monopolie, wordt gehandhaafd op een niveau dat deze relatieve afwezigheid van risico voor de investeerder weerspiegelt.

45. Wat de afschaffing van de illiquiditeitspremie betreft, steunt een respondent (FEBELIEC) deze beslissing van de CREG.

46. Met betrekking tot de risicovrije rentevoet verklaart een respondent (FEBELIEC) dat hij geen bezwaar wil maken tegen de in aanmerking genomen waarde en juicht hij het toe dat de herziening die nog naar boven kan worden doorgevoerd, beperkt is.

47. Wat de marktrisicopremie betreft, deelt een respondent (FEBELIEC) de mening van de CREG dat de waarde van 3,5 % duidelijk niet onderschat is: deze respondent suggereert dat het zelfs om een overschatting zou kunnen gaan, aangezien de in Nederland en Duitsland gehanteerde risicopremies lager zijn. Een andere respondent (FEBEG) verwijst ook naar de risicopremies die in Nederland en Duitsland worden gehanteerd en vraagt om verduidelijking van de redenen waarom de CREG bij het

begin van de regulering en uit drie studies de hoogste marktrisicopremie koos. Deze respondent stelt voor het gemiddelde te gebruiken van de resultaten die in deze drie studies zijn vastgesteld.

48. Wat de bèta betreft, steunt een respondent (FEBELIEC) de nieuwe waarde van 0,69 voor zover deze berekend werd rekening houdend met de financiële structuur van Elia Transmission Belgium, die onafhankelijk is van de niet-gereguleerde activiteiten. Een andere respondent (FEBEG) vraagt wat de waarde van de bèta in de afgelopen jaren is geweest en wil weten wat het effect van de doorgevoerde veranderingen op het vlak van de bèta zal zijn.

49. Wat de specifieke risicopremie voor het MOG betreft, dringt een respondent (FEBELIEC) erop aan dat deze risicopremie niet wordt toegepast op investeringen in het *onshore* net.

Opmerkingen van de CREG

50. De CREG streeft naar een billijke vergoeding van het in het net geïnvesteerde kapitaal, die marktconform is en rekening houdt met het reële risico dat door de investeerders wordt gedragen. Wat de kosten van eigen vermogen betreft, beantwoordt het zogeheten Capital Asset Pricing Model (hierna: CAPM) aan deze kenmerken. Dit financieel model houdt specifiek en objectief rekening met de relatie tussen enerzijds het door een investeerder verwachte rendement en anderzijds het risiconiveau van een investering in de aandelen van de netbeheerder. Op basis van de CAPM is de vergoeding voor het deel van het eigen vermogen dat dient om het in het net geïnvesteerde kapitaal te financieren, dus gelijk aan een risicoloze rentevoet plus de marktrisicopremie, vermenigvuldigd met de relevante bèta-parameter voor de betrokken netbeheerder.

51. De marktrisicopremie is sinds het begin van de regulatoire periode vastgesteld op 3,5 %. Om elke onderschatting te vermijden heeft de CREG deze risicopremie twee decennia geleden vastgesteld op 3,5 %, op basis van de hoogste waarde die werd waargenomen in drie studies waartoe zij opdracht had gegeven. In het kader van de goedkeuring van de huidige tariefmethodologie heeft de CREG uiteraard gecontroleerd of dit bedrag nog redelijk is. Deze controle werd gebaseerd op de meest recente werkzaamheden van professoren Elroy Dimson, Paul Marsh en Mike Staunton van de London Business School, waarvan de resultaten jaarlijks door Crédit Suisse worden gepubliceerd. Voor de periode 1900-2020 komt de publicatie van Crédit Suisse in 2021⁶ tot een Belgische marktrisicopremie van 2,0 %, wanneer ze wordt berekend op basis van een geometrisch gemiddelde, en van 4,1 % bij berekening op basis van een rekenkundig gemiddelde. Het gemiddelde van deze geometrische en rekenkundige gemiddelden, i.e. de indicator die wordt gebruikt als referentie door inzonderheid de Nederlandse en de Duitse regulator, is gelijk aan 3,05 %. Aangezien deze waarde zeer dicht in de buurt blijft van de 3,5 % die de CREG sinds het begin van de regulering hanteert, heeft de CREG de voorkeur gegeven aan stabiliteit en aan het behoud van deze risicopremie op 3,5 %. De CREG merkt op dat, in tegenstelling tot wat twee respondenten laten verstaan, de marktrisicopremies die door de regulator in Nederland (ACM) en de regulator in Duitsland (Bundesnetzagentur) worden gehanteerd, niet lager zijn dan de 3,5 % die door de CREG voor België wordt gehanteerd: de marktrisicopremie bedraagt namelijk 5 % in Nederland voor de regulatoire periode 2022-2026⁷ en 3,7 % in Duitsland voor de periode 2024-2028⁸.

52. Wat de bèta van de netbeheerder betreft, heeft de waarde die de CREG elk jaar op basis van de dagelijkse gegevens over een periode van 3 jaar berekent, de voorbije jaren nooit het in de tariefmethodologie gewaarborgde minimumniveau van 0,53 overschreden: de waarde van de bèta is

⁶ Crédit Suisse, *Crédit Suisse global investment returns yearbook 2021*, februari 2021

⁷ ACM, Bijlage 3 bij het methodebesluit Transporttaken Tennet 2022-2026, 2021

⁸ Bundesnetzagentur, *Beschluss In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Verbindung mit § 7 Abs. 6 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung, 2021*

de voorbije jaren dus steeds 0,53 geweest. De CREG wijst er echter op dat de afgelopen jaren de bèta, berekend op basis van dagelijkse gegevens over een periode van 3 jaar, sterk is gestegen: van 0,32 in 2018 en 0,31 in 2019 tot 0,49 in 2020 en 0,51 in 2021. In deze opwaartse en volatiele context biedt het feit dat de waarde van de bèta gedurende een regulatoire periode voortaan vóór het begin van die periode wordt vastgesteld, dus een garantie van stabiliteit voor zowel de netbeheerder als de netgebruikers.

53. Gelet op de wijzigingen die de CREG heeft doorgevoerd in de verschillende parameters van het CAPM, wijst de CREG erop dat, voor het eigen vermogen dat overeenstemt met 40 % van de RAB, de vergoeding na belastingen van de in het net geïnvesteerde kapitalen zal dalen van 4,68 % tijdens de regulatoire periode 2020-2023⁹ tot ergens tussen 4,02 % en 4,10 % tijdens de regulatoire periode 2024-2027¹⁰.

54. Tot slot bevestigt de CREG dat de bijkomende risicopremie om de risico's in verband met het *Modular Offshore Grid* te dekken, niet bedoeld is om te worden toegepast op *onshore* investeringen.

3.5.4. De stimulansen

3.5.4.1. Algemeen

Samenvatting van de antwoorden

55. Aangezien de ervaring uit het verleden heeft aangetoond dat deze aanpak tot positieve resultaten kan leiden, verklaart een respondent (FEBELIEC) zich pragmatisch te willen opstellen en zich niet te verzetten tegen het behoud van de stimulansen, op voorwaarde dat de doelstellingen ervan worden geselecteerd op basis van criteria betreffende kostenefficiëntie voor het systeem en/of noodzaak en/of redelijkheid van de budgetten en/of toegevoegde waarde voor de netgebruikers boven op de normale activiteiten van de transmissienetbeheerder, en/of een duidelijk verband met de snelle uitvoering van de projecten, ten voordele van de netgebruikers, de marktwerking en de marktintegratie.

56. Een respondent (FEBEG) is theoretisch voorstander van de regulering met stimulansen, maar meent dat de ervaring van de voorbije jaren aantoont dat dit mechanisme eerder bedoeld is om de netbeheerder een extra bron van inkomsten te bezorgen en dat de stimulansen door de CREG worden bepaald zonder dat de positieve impact van deze stimulansen voor de betrokken marktdeelnemers echt wordt aangetoond. Deze respondent is de volgende meningen toegedaan:

- er zouden geen stimulansen mogen worden gegeven voor activiteiten die tot de opdrachten van de netbeheerder behoren en die de netbeheerder hoe dan ook moet uitvoeren;
- er zou niet alleen in een bonus, maar ook in een malus moeten worden voorzien;
- de stimulansen zouden ook meetbaar en controleerbaar moeten zijn en er zou geen bonus mogen worden toegekend als de netbeheerder zijn dienstverlening niet verbetert;
- de marktdeelnemers zouden meer moeten worden betrokken bij het ontwerpen van stimulansen, zodat de voorgestelde maatregelen werkelijk ten goede komen aan de hele samenleving.

⁹ 4,68 % = (2,40 % + 0,53 * 3,5 %) * 1,1

¹⁰ 4,02 % = (1,60 % + 0,69 * 3,5 %)

4,10 % = (1,68 % + 0,69 * 3,5 %)

Opmerkingen van de CREG

57. De CREG neemt nota van het feit dat de respondenten, hoewel zij bepaalde voorwaarden stellen waaraan deze stimulansen moeten voldoen, over het algemeen voorstander zijn van het behoud van de regulering met stimulansen.

58. De CREG herinnert eraan dat de stimulansen tot doel hebben de belangen van de gebruikers op één lijn te brengen met die van de beheerder. Hoewel dit ook zou kunnen worden bereikt door de invoering van een malus, merkt de CREG op basis van haar ervaring uit het verleden op dat dit geen onontbeerlijke voorwaarde is. De CREG wijst erop dat de vergoeding van de netbeheerder in haar geheel moet worden beoordeeld, met andere woorden door de billijke winstmarge op te tellen bij het resultaat van de stimulansen: een lagere billijke winstmarge in combinatie met stimulansen in de vorm van bonussen kan dus tot dezelfde resultaten leiden als een hogere billijke winstmarge in combinatie met beperktere stimulansen in de vorm van een bonus/malus.

59. De CREG wenst de marktdeelnemers te betrekken bij de ontwikkeling van de stimulansen. De huidige raadpleging had betrekking op de hoofdlijnen van de stimulansen die in de periode 2024-2027 zal worden toegepast: de details daarvan zullen tegen het einde van dit jaar aan een openbare raadpleging worden onderworpen. De CREG heeft echter reeds een eerste indicatie gegeven van het merendeel van de details van deze regulering met stimulansen in een nota die zij in het kader van deze raadpleging heeft gepubliceerd: de marktdeelnemers hebben dus verschillende maanden de tijd om hierover na te denken en, indien nodig, met de CREG hierover in interactie te treden. Tot slot herinnert de CREG eraan dat bepaalde stimulansen elk jaar het voorwerp uitmaken van een ontwerpbesluit dat voor openbare raadpleging wordt voorgelegd.

60. De CREG deelt uiteraard de mening van de respondenten over de noodzaak om het bedrag van de stimulansen te berekenen op basis van meetbare en controleerbare gegevens.

3.5.4.2. Stimulans tot beheersing van de beheersbare kosten

Samenvatting van de antwoorden

61. Wat de stimulans betreft om de beheersbare kosten onder controle te houden, is een respondent (FEBEG) van mening dat de 50 % te hoog is en Elia ertoe zou kunnen aanzetten de budgetten voor beheersbare kosten te overschatten. Een andere respondent (FEBELIEC) wijst erop dat de huidige zeer hoge inflatie in de komende jaren niet noodzakelijk zal aanhouden.

Opmerkingen van de CREG

62. Specifiek met betrekking tot de stimulans om de beheersbare kosten onder controle te houden, herinnert de CREG eraan dat dit percentage van 50 % ongewijzigd is gebleven sinds 2016 en dat het vóór 2016 zelfs 100 % was. Voor de CREG moet een significant percentage worden gehandhaafd, zodat Elia een reële stimulans heeft om de beheersbare kosten onder controle te houden. Wat de budgetten van beheersbare kosten betreft, is de redelijkheid ervan uiteraard onderworpen aan de controle van de CREG. Wat de inflatie betreft, zal de CREG de door Elia voorgestelde tarieven voor de periode 2024-2027 slechts goedkeuren indien ze zijn berekend op basis van de meest recente inflatievooruitzichten die door het Federaal Planbureau gepubliceerd zullen worden rond de zomerperiode van 2023, maar de stimulans om de beheersbare kosten onder controle te houden, zal wel degelijk worden berekend door rekening te houden met de daadwerkelijk vastgestelde inflatie tijdens elk van de jaren van de periode 2024-2027.

3.5.4.3. Stimulans tot beheersing van de beïnvloedbare kosten

Samenvatting van de antwoorden

63. Een respondent (FEBELIEC) is van mening dat de stimulans om de beïnvloedbare kosten onder controle te houden, niet ambitieus genoeg is. De stimulans zou met name moeten voorzien in een grotere jaarlijkse kostenvermindering (in het ontwerp van methodologie vastgesteld op 10 % per jaar ten opzichte van de gemiddelde van FCR- en aFRR-kosten over de periode 2020-2023) gezien het zeer hoge kostenniveau in 2021.

64. Met betrekking tot de nieuwe stimulans om de energie-efficiëntie van gebouwen in de onderstations te verbeteren, ingevoerd in artikel 22, § 5 van de tariefmethodologie, is een respondent (FEBEG) van mening dat er geen stimulans moet worden gegeven aan Elia om de energie-efficiëntie van zijn gebouwen te verbeteren: deze respondent is van mening dat er geen stimulans nodig is opdat Elia naar de energietransitie zou toewerken.

Opmerkingen van de CREG

65. De stimulans om de beïnvloedbare kosten te beheersen is gewijzigd in het kader van de tariefmethodologie voor de periode 2024-2027 om rekening te houden met de evolutie van de middelen die de FCR- en aFRR-reserves leveren. Een efficiëntie-inspanning van 10 % per jaar ten opzichte van de gemiddelde kosten voor de periode 2020-2023 is eraan toegevoegd. Deze efficiëntie-inspanning van 40 % over de hele regulatoire periode vormt een grote uitdaging voor Elia, gezien de vele onzekerheden over de toekomstige marktvoorwaarden voor de balanceringsreserves. Voorbeelden hiervan zijn de komst van nieuwe actoren, zoals opslag, en de ingebruikname van de Europese platformen Mari en Picasso, maar het belangrijkste element van onzekerheid is evenwel de ontwikkeling van de gasprijzen. Sinds medio 2021 en ook in 2022 heeft de sterke stijging van de gasprijzen de prijzen van de reserves tot ongekende hoogten opgedreven. Het is dus mogelijk, zoals een respondent opmerkt, dat wanneer de gasprijzen naar een normaler niveau terugkeren, en indien gasgestookte productie-eenheden het leeuwendeel van de balanceringsreserves blijven leveren, Elia automatisch en zonder bijzondere inspanningen een aanzienlijke winst zal ontvangen. Om dit risico van een 'windfall profit' te beperken, heeft de CREG daarom, in overleg met Elia, beslist om een algemene bovengrens van € 5.000.000 per jaar toe te voegen aan de stimulans om de beïnvloedbare kosten onder controle te houden.

66. Wat meer bepaald het nieuwe mechanisme betreft dat de netbeheerder aanzet tot een beperking van de volumes aan energieverliezen die te wijten zijn aan de slechte energie-efficiëntie van de gebouwen in een groot aantal van zijn onderstations, raamt Elia deze energieverliezen die aldus zouden kunnen worden vermeden op ongeveer 15 GWh/jaar. Deze energieverliezen worden momenteel grotendeels beschouwd als verliezen op het net, en dus als beïnvloedbare kosten. Hoewel Elia wordt gestimuleerd om de aankoopprijs per eenheid van de energie die nodig is om deze verliezen op het net te compenseren, zo laag mogelijk te houden, geeft de stimulans om de beïnvloedbare kosten onder controle te houden Elia geen enkele stimulans om investeringen te doen om de volumes aan verliezen op het net te beperken. Naast een positieve milieu-impact zal de energierenovatie van deze gebouwen ook toelaten de energievolumes te beperken die de netbeheerder in de toekomst zal moeten aankopen tot dekking van zijn verliezen op het net.

3.5.4.4. Innovatiestimulans

Samenvatting van de antwoorden

67. Een respondent (FEBEG) benadrukt dat het belangrijk is dat de innovatiestimulans wel degelijk gericht is op echt innovatieve projecten die duidelijke voordelen voor de samenleving opleveren.

Opmerkingen van de CREG

68. De CREG sluit zich aan bij deze opmerking van de respondent. Zoals aangegeven in eerdere beslissingen over het onderzoeks- en ontwikkelingsplan van Elia¹¹ en de opeenvolgende actualisering ervan, heeft de CREG criteria uitgewerkt voor de selectie van de door Elia voorgestelde innovatieve projecten. Tot deze criteria behoren het innovatieve karakter van de projecten, de onzekerheden en de kosten-batenanalyse uit het oogpunt van de eindgebruiker.

69. De CREG herinnert er ook aan dat onderzoek en ontwikkeling door TNB's de laatste jaren een prioriteit is geworden voor de Europese Commissie en ACER, zoals blijkt uit recente studies en aanbevelingen¹². De innovatiestimulans maakt deel uit van dit streven om netbeheerders in staat te stellen de energietransitie en de klimaatdoelstellingen op de meest efficiënte manier te ondersteunen.

3.5.4.5. Stimulans voor de marktintegratie en de bevoorradingzekerheid

Samenvatting van de antwoorden

70. Met het oog op een tijdige en gegarandeerde aansluiting van bijkomende *offshore* wind productie in het Belgische deel van de Noordzee, vindt een respondent (BOP) het belangrijk om alle projecten, die nodig zijn voor de aansluiting van de *offshore* parken (zoals Ventilus, Boucle du Hainaut en MOGII), op te nemen in de lijst van projecten die worden onderworpen aan de stimulans "Tijdige realisatie van belangrijke infrastructuurprojecten". De respondent stelt voor om één stimulans te voorzien in functie van tijdige realisatie van bijkomende *offshore* aansluitingscapaciteit voor de Prinses Elisabethzone in plaats van project-specifieke stimuli.

Opmerkingen van de CREG

71. De modaliteiten voor het bepalen van de stimulansen ter verbetering van de prestaties van de elektriciteitstransmissienetbeheerder tijdens de regulatoire periode 2024-2027 zullen door de CREG worden opgenomen in een ontwerpbesluit dat ter openbare raadpleging zal worden voorgelegd vóór de indiening van het tariefvoorstel 2024-2027.

3.6. DE CRITERIA VOOR DE BEOORDELING VAN HET REDELIJK KARAKTER VAN DE KOSTEN (ARTIKELN 29 TOT 34 VAN HET ONTWERPBESLUIT)

Samenvatting van de antwoorden

72. Een respondent (FEBELIEC) herinnert eraan dat de niet-gereguleerde activiteiten op geen enkel moment een impact mogen hebben op de gereguleerde activiteiten en de daaruit voortvloeiende nettarieven. Deze vaststelling geldt ook voor de taksen en toeslagen die, met name vanwege hun potentieel gewestelijke karakter, de rating van de netbeheerder niet negatief mogen beïnvloeden.

¹¹ Zie meer bepaald hoofdstuk 4 van beslissing (B)658E/74 van 23 december 2021 over de doelstellingen die Elia Transmission Belgium nv in 2022 moet behalen in het kader van de stimulans ter bevordering van het systeemevenwicht zoals bedoeld in artikel 27 van de tariefmethodologie

¹² Zie bijvoorbeeld de studie van de EU Commissie « Do current regulatory frameworks in the EU support innovation and security of supply in electricity and gas infrastructure?» de mars 2019 ; Het verslag van de CCER « CEER Status Review Report on Regulatory Frameworks for Innovation in Electricity Transmission Infrastructure» van oktober 2020 ; Position paper van ACER : "Position on incentivising smart investments to improve the efficient use of electricity transmission assets" van november 2021.

Opmerkingen van de CREG

73. De CREG deelt de mening van deze respondent.

3.7. PROCEDURE INZAKE CONTROLE EN TOEPASSING VAN TARIEVEN (ARTIKELN 35 TOT 42 VAN HET ONTWERPBESLUIT)

3.7.1. De evolutie van de regulatoire rekeningen

Samenvatting van de antwoorden

74. Aangezien de netgebruikers moeilijke tijden doormaken, benadrukt één respondent (FEBELIEC) dat de regulatoire rekeningen, indien ze positief zijn, volledig gebruikt worden in de loop van de volgende regulatoire periode om de tarifaire druk op de netgebruikers te beperken en de accumulatie van een belangrijke positieve regulatoire rekeningen te vermijden.

75. Een andere respondent (FEBEG) vermeldt dat het huidige ongewijzigde artikel 38 onvoldoende garanties geeft dat de overschotten op de regulatoire rekeningen niet steeds blijven stijgen indien de inkomsten van Elia de kosten overtreffen. Daarnaast wordt gesteld dat overschotten zo snel mogelijk aan de netgebruikers moeten worden teruggegeven teneinde discriminatie tussen de netgebruikers te voorkomen: netgebruikers die momenteel een contract hebben met Elia en te veel zouden betaald hebben zouden moeten kunnen genieten van de lagere tarieven.

Opmerkingen van de CREG

76. De CREG merkt vooreerst op dat beide respondenten voornamelijk spreken over overschotten/positieve regulatoire rekeningen (dit is wanneer de inkomsten de kosten overtreffen of de reële kosten lager zijn dan de geraamde kosten met volledig correct geraamde volumes) terwijl het evenzeer mogelijk is dat er tekorten of negatieve regulatoire rekeningen zijn, zoals dat voor de tariefperiode 2019-2022 het geval zal zijn, op basis van de actuele gegevens..

77. De tarieven worden zo opgebouwd dat het totaal inkomen van Elia gedurende vierjaarlijkse tariefperiode wordt gedekt en de tarieven over de tariefperiode heen stabiel blijven. Op het einde van de tariefperiode kunnen regulatoire saldi ontstaan enerzijds omwille van afwijkingen tussen het reële en het geraamde totaal inkomen en anderzijds omwille van verschillen tussen de volumes die voor de berekening van de tarieven in aanmerking werden genomen. Regulatoire rekeningen van een voorgaande tariefperiode worden bij Elia steeds verrekend in de tarieven van de volgende periode. Indien vastgesteld wordt dat belangrijke verschillen bestaan tussen de geraamde en de reële kosten en/of hoeveelheden voorziet de overeenkomst van 22 december 2021 in artikelen 18 en 19 in een procedure voor een geactualiseerd tariefvoorstel tijdens de regulatoire periode.

3.8. BESCHRIJVING VAN DE DIENSTEN EN VAN DE TRANSMISSIETARIEVEN (BIJLAGE 2 VAN HET ONTWERPBESLUIT)

3.8.1. Het tarief voor het ter beschikking gestelde vermogen

Samenvatting van de antwoorden

78. Een respondent (BOP) vraagt om compensatie van de boetes voor overschrijding van het beschikbaar gestelde vermogen als gevolg van de levering van de dienst voor de regeling van de spanning en van het reactieve vermogen.

Opmerkingen van de CREG

79. Zoals momenteel in de T&C VSP is bepaald, kunnen de tariefkosten van het extra ter beschikking gestelde vermogen dat nodig is voor de levering van de dienst voor de regeling van de spanning en voor de reactieve energie in compenserende modus, aan de biedprijs voor de dienst worden toegevoegd.

3.8.2. De injectietarieven

Samenvatting van de antwoorden

80. Een respondent (FEBEG) is tegen het behoud van de injectietarieven (uitgedrukt zowel in MWh als in MW) omdat ze de rendabiliteit van de productie-eenheden die op het Belgische net zijn aangesloten, verminderen. Wat de benchmarking met de buurlanden van de tarieven voor injectie betreft, vraagt dezelfde respondent dat (i) de netgebruikers bij de uitvoering ervan worden betrokken, (ii) de buurlanden worden beperkt tot die waarmee België een interconnectie deelt en (iii) rekening wordt gehouden met alle tarieven die aan de productie-eenheden worden aangerekend (zowel de capaciteitstarieven als de tarieven die afhangen van de geïnjecteerde energie, zonder dat deze worden beperkt tot de tarieven voor het beheer van de infrastructuur). Tot slot is de respondent het niet eens met de mogelijkheid om de tarieven voor het beheer van de netinfrastructuur ook toe te passen op de geïnjecteerde actieve vermogens.

Opmerkingen van de CREG

81. Artikel 12, § 5, 17° van de elektriciteitswet, dat een benchmarking van de tarieven met de buurlanden invoert, verwijst naar "de tarieven voor het gebruik van het net". De CREG verwacht dan ook dat Elia opnieuw een tarifaire benchmarking zal voorstellen die van toepassing is op alle zogeheten toegangstarieven, d.w.z. de tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van de netinfrastructuur, voor het beheer van het elektriciteitssysteem, voor de compensatie van onevenwichten - met uitzondering van het tarief voor het handhaven en herstellen van het individueel evenwicht van de toegangsverantwoordelijken - en voor de diensten inzake integratie van de elektriciteitsmarkt.

82. De doorslaggevende elementen van de wijzigingen in het tariefvoorstel van Elia, met inbegrip van een eventuele benchmarking van de tarieven, zullen aan een raadpleging van de markt worden voorgelegd. De netgebruikers zullen bijgevolg de gelegenheid krijgen om hun mening te geven over de benchmarking van de tarieven. In het kader van haar beslissing zal de CREG erop toezien dat naar behoren rekening wordt gehouden met de opmerkingen die de marktdeelnemers tijdens de raadpleging van Elia hebben gemaakt.

83. Het begrip 'buurlanden' moet in ruime zin worden opgevat. Overeenkomstig het arrest van het Brusselse hof van beroep van 6 februari 2013 had Elia voorgesteld om voor de tarifaire benchmarking in zijn tariefvoorstellen voor de periodes 2016-2019 en 2020-2023 rekening te houden met de landen van de zone NWE. Hoewel de CREG in dit stadium niet kan vooruitlopen op de landen die door Elia in aanmerking zullen worden genomen voor de benchmarking van de periode 2024-2027, kan redelijkerwijs worden verwacht dat zij meer landen zullen omvatten dan de landen die een rechtstreekse interconnectie met België delen.

84. De CREG wijst erop dat de mogelijkheid om injectietarieven op vermogenstermen toe te passen, reeds bestaat in de tariefmethodologie voor de regulatoire periode 2020-2023, hoewel ze niet is geïmplementeerd in het tariefvoorstel 2020-2023.

3.8.3. Het tarief voor *offshore* aansluitingen

Samenvatting van de antwoorden

85. Een respondent (BOP) maakt bezwaar tegen de specifieke aansluitingstarieven voor *offshore*-aansluitingen en vindt ze onredelijk en discriminerend, maar onderbouwt zijn standpunt niet. De respondent pleit voor meer zichtbaarheid op lange termijn inzake de eventuele tarieven voor *offshore*-aansluitingen en om een transparante kostentoewijzing.

Opmerkingen van de CREG

86. De CREG ziet geen risico op discriminatie bij het vaststellen van specifieke aansluitingstarieven voor *offshore* aansluitingen. Deze tarieven hebben een individuele draagwijdte, aangezien zij slechts een forfaitair bedrag dekken dat de kosten van de aansluiting (installatie en beheer) vertegenwoordigt. Momenteel (regulatoire periode 2020-2023) is alleen het eerste aansluitingsveld onderworpen aan een specifiek tarief voor de *offshore* activiteiten. Anderzijds spreekt het voor zich dat *offshore*-aansluitingen sterk verschillen van *onshore* verbindingen en dat zij dus ook heel verschillende kosten met zich meebrengen. Volgens de CREG is het veeleer het ontbreken van een afzonderlijk tarief dat een bron van discriminatie zou vormen.

87. De CREG zal de specifieke tarieven analyseren die Elia in het kader van het tariefvoorstel zou kunnen voorstellen, in het bijzonder met betrekking tot de beginselen van niet-discriminatie, proportionaliteit en transparantie. De CREG zal er ook op toezien dat naar behoren rekening wordt gehouden met de opmerkingen die de marktdeelnemers hebben gemaakt tijdens de raadpleging van Elia over de doorslaggevende elementen voor de veranderingen in het tariefvoorstel van Elia.

3.8.4. Het tarief voor de onevenwichten

Samenvatting van de antwoorden

88. Een respondent (BOP) suggereert dat het onevenwichtstarief te hoog is en dat het de evenwichtsverantwoordelijken uit de markt duwt, wat de concurrentie schaadt.

Opmerkingen van de CREG

89. De CREG merkt op dat het onevenwichtstarief zoals vastgelegd in het ontwerp van tariefmethodologie en zoals het momenteel bestaat, in overeenstemming is met de relevante bepalingen van verordening (EU) 2017/2195 van de Europese Commissie van 23 november 2017 tot vaststelling van richtsnoeren voor elektriciteitsbalancerings (EBGL-verordening).

90. De keuze van een tarief op basis van de marginale prijs van de activeringen van de balanceringsreserves moedigt de evenwichtsverantwoordelijken ertoe aan hun posities te allen tijde zo goed mogelijk te beheren. De kwartieronevenwichten van de BRP's brengen niet alleen de bevoorradingszekerheid in gevaar, maar hebben ook een aanzienlijke invloed op de hoeveelheid balanceringsreserve die moet worden gecontracteerd en dus op de kosten van de netbeheerder en de tarieven.

91. Wat de incentiveparameter alfa betreft, is de CREG van mening dat deze zou kunnen verdwijnen indien er een markt van reserves in real time wordt ingevoerd.

3.8.5. Het tarief voor aanvullende reactieve energie

92. Naar aanleiding van de overwegingen tijdens de openbare raadpleging en de opstelling van dit verslag, heeft de CREG de mogelijkheid toegevoegd dat het tarief voor de aanvullende reactieve energie kan worden toegepast per 'elektriciteitszone'. Er is ook een definitie van 'elektriciteitszone' toegevoegd.

3.8.6. Component dynamisch tarief

Samenvatting van de antwoorden

93. Een respondent (FEBEG) heeft bedenkingen bij de mogelijkheid om een dynamische component, gebaseerd op de prijzen op de elektriciteitsmarkt, toe te passen op de tarieven voor de netto afgenomen/geïnjekteerde actieve energie. Volgens deze respondent is de toevoeging van een dergelijke component een fundamentele wijziging van de tarieven die, zonder een grondige studie van de kosten en baten in overleg met de marktdeelnemers, tal van risico's inhoudt en tot contraproductieve effecten kan leiden.

94. Een andere respondent (FEBELIEC) is in principe niet gekant tegen een dynamische component op basis van de marktprijzen, maar maakt zich zorgen over de stabiliteit en de voorspelbaarheid van de tarieven, alsmede over het risico van contraproductieve effecten indien die component niet naar behoren wordt gekalibreerd.

Opmerkingen van de CREG

95. De CREG wijst erop dat de tariefmethodologie een kader en de mogelijkheden op het vlak van tarieven vaststelt, maar dat de tarieven worden bepaald in het kader van het tariefvoorstel. Dit wordt voorafgegaan door een openbare raadpleging over de doorslaggevende elementen van de overwogen wijzigingen, met name wat de tarieven betreft. Uiteindelijk is het aan de CREG om elk tarief dat haar wordt voorgelegd, specifiek goed te keuren.

96. De CREG deelt de bezorgdheid die tijdens de openbare raadpleging werd geuit, maar benadrukt dat van Elia wordt verwacht dat het voorstel aan de CREG voor een dergelijke component wordt voorafgegaan door een grondig overleg met de marktdeelnemers. De CREG zal met dit overleg rekening houden bij de analyse van het tariefvoorstel van Elia en zal het indien nodig aanvullen.

97. De redenering achter deze dynamische component kan als volgt worden samengevat. In het kader van de energietransitie zal het verbruik zich meer moeten aanpassen aan de productie. Tot op heden ondersteunen de tarieven deze verandering niet, aangezien zij op een vaste basis zijn vastgesteld, ongeacht het tijdstip waarop de elektriciteit wordt verbruikt. Het tarief dat wordt toegepast op de jaarlijkse piek tijdens de piektariefperiode, vormt een stimulans voor de netgebruikers om de piek te beperken, met name de synchrone systeempeik. De dynamische component op de energie zou het mogelijk maken verder na te denken over een stimulans om elektrische energie te verbruiken op momenten van overvloed en het verbruik te beperken op momenten van schaarste. De verwijzing naar de grondstofprijzen is a priori de beste indicator voor de overvloed of de schaarste van elektriciteit. Een betere afstemming tussen verbruik en productie zal waarschijnlijk de kosten voor de netbeheerder ter zake beperken en maakt deel uit van de aanmoediging tot een efficiënt beheer van het elektriciteitssysteem.

3.8.7. De compensatie van de netverliezen in natura

Samenvatting van de antwoorden

98. Een respondent (FEBEG) is tegen het behoud van de compensatie in natura voor verliezen van actieve energie op het federale transmissienet door de BRP's. Volgens deze respondent heeft de compensatie in natura veel nadelen, waaronder toetredingsdrempels voor potentiële nieuwe leveranciers, financiële en regulatoire risico's, gebrek aan transparantie voor de netgebruikers en een asymmetrische behandeling van gecentraliseerde en gedecentraliseerde productie-eenheden. Deze respondent is er voorstander van dat de transmissienetbeheerder de verliezen aan actieve energie op het federale transmissienet compenseert. Dit standpunt wordt ondersteund door Europese regelgeving.

Opmerkingen van de CREG

99. Het al dan niet behouden van de compensatie in natura voor verliezen van actieve energie op het federale transmissienet door de BRP's valt niet enkel onder de bevoegdheid van de CREG. De tariefmethodologie voorziet in de dekking van de kosten van energieaankopen door de netbeheerder ter compensatie van de verliezen op het net. Er wordt ook een stimulans gegeven, aangezien deze kosten onder de categorie beïnvloedbare kosten vallen.

100. Het nieuwe federale technisch reglement (2019) bepaalt in artikel 202 nog steeds dat de verliezen aan actieve energie moeten worden gecompenseerd in natura door de BRP's, maar onder voorbehoud van de T&C BRP. Daarom kan van deze bepaling worden afgezien als de T&C BRP niet langer een compensatie in natura opleggen. De T&C BRP worden voorgesteld door Elia en goedgekeurd door de CREG.

101. In het kader van de stimulans ter bevordering van het systeemevenwicht¹³ is in 2022 een studie aan de gang die tot doel heeft de mechanismen voor de raming en de compensatie van de actieve verliezen op het federale net opnieuw te evalueren en eventueel te verbeteren. De eerste conclusies van deze studie worden verwacht tegen 30 juni 2022.

102. Indien de T&C BRP en/of het federale technisch reglement zouden evolueren in de richting van de afschaffing van de vergoeding in natura van de verliezen aan actieve energie op het federale transmissienet door de BRP's, zullen de kosten van de bijkomende aankopen van actieve energie op dezelfde manier worden behandeld als die van de gewestelijke verliezen, zonder dat de tariefmethodologie hoeft te worden gewijzigd.

3.9. DE TARIEFMETHODOLOGIE NEMO (BIJLAGE 3 VAN HET ONTWERPBESLUIT)

Samenvatting van de antwoorden

103. Een respondent (FEBELIEC) verwijst naar de opmerkingen die hij heeft gemaakt tijdens de openbare raadpleging die tot de invoering van deze bijlage heeft geleid. Die respondent dringt erop aan dat de impact van de 'floor' op de netgebruikers zo beperkt mogelijk wordt gehouden.

¹³ Beslissing (B)658E/73 over de doelstellingen die nv Elia System Operator in 2022 moet behalen in het kader van de stimulans ter bevordering van het systeemevenwicht zoals bedoeld in artikel 27 van de tariefmethodologie; 9 december 2021

Opmerkingen van de CREG

104. Hoewel de CREG tussen 31 oktober en 17 november 2014 een openbare raadpleging heeft gehouden over de tariefmethodologie Nemo die in bijlage 3 van het ontwerp van besluit is opgenomen, heeft de CREG geen reactie van FEBELIEC ontvangen op deze openbare raadpleging.

////

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:

Laurent JACQUET
Directeur

Koen Locquet
Wvd. Voorzitter van het Directiecomité

BIJLAGE 1

De documenten die de CREG heeft gebruikt voor de raadpleging over het ontwerpbesluit van de tariefmethodologie voor de transmissie van elektriciteit voor de regulatoire periode 2024-2027

- Ontwerp van besluit tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2024-2027
- Nota over de modaliteiten voor het bepalen van de stimulansen tot verbetering van de prestaties van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit in de loop van de regulatoire periode 2024-2027
- Etude de l'introduction d'une prime d'illiquidité dans un modèle de type CAPM (Solvay Brussels School) (enkel beschikbaar in het Frans)

BIJLAGE 2

De ontvangen antwoorden van de individuele respondenten

- 1) BELGIAN OFFSHORE PLATFORM
- 2) BSTOR
- 3) FEBEG
- 4) FEBELIEC
- 5) VIRYA ENERGY
- 6) WATERSTOFNET