



**VERSLAG VAN DE “RAADPLEGING VAN DE BETROKKEN
ELEKTRICITEITSBEDRIJVEN OVER DE BESLISSENDE
ELEMENTEN INZAKE DE ONTWIKKELINGEN VOORZIEN IN
HET TARIEFVOORSTEL 2020-2023”**

Elia System Operator

15 mei 2019

Inhoudsopgave

1 Inleiding	4
2 Reacties bij het “Algemeen kader” en de raadplegingsprocedure	6
3 Reacties bij “Evolutie kosten, opbrengsten, opbrengsten, vergoeding en volumes”	8
3.1 Kosten	8
3.1.1 Algemene opmerkingen	8
3.1.2 Met betrekking tot de ontwikkeling van het net	8
3.1.3 Met betrekking tot de ondersteunende diensten	9
3.1.4 Met betrekking tot de digitalisering	11
3.2 Opbrengsten	12
3.2.1 Met betrekking tot internationale verkopen (“congestion rents”)	12
3.2.2 Met betrekking tot de regulatoire saldi	13
3.3 Volumes	13
3.3.1 Met betrekking tot de hypothesen voor de producties door thermische eenheden	13
3.3.2 Met betrekking tot de hypothesen in verband met de elektriciteitsopslag	14
3.3.3 Met betrekking tot de hypothesen over volumes van energieafname	15
3.4 Met betrekking tot de algemene conclusies	17
4 Reacties bij “Algemene principes voor de allocatie van kosten en tarieven”	18
4.1 Allocatie tussen injectie en afname	18
4.2 Aansluitingstarieven	19
4.2.1 Met betrekking tot het tarief voor studie voor substantiële modernisering	19
4.2.2 Met betrekking tot de tarieven voor gebruik van een eerste partieel aansluitingsveld	20
4.2.3 Met betrekking tot het aansluitingstarief offshore	21
4.2.4 Met betrekking tot de aanpassing van het onderhoudsbeleid voor de rechtstreeks op het Elia-net aangesloten netgebruikers en weerslag op de	

vergoeding voor het beheer van de aansluitingsuitrustingen	22
4.3 Tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van de netinfrastructuur	22
4.3.1 Met betrekking tot de verdeelsleutel tussen tarieven voor maandpiek, jaarpiek en ter beschikking gesteld vermogen	22
4.3.2 Met betrekking tot de tarieven van de jaar- en maandpiek voor de afname	23
4.3.3 Met betrekking tot de tarieven voor ter beschikking gesteld vermogen	24
4.4 Tarieven ter compensatie van onevenwichten	25
4.4.1 Met betrekking tot het tarief voor het behoud en het herstel van het individuele evenwicht van de toegangsverantwoordelijken.	25
4.5 Tarieven voor het beheer van het elektrische systeem	28
4.5.1 Met betrekking tot de tarieven voor de aanvullende afname en injectie van reactieve energie (MVA _r)	28
4.6 Tarieven voor de marktintegratie	29
4.7 Compensatie van actieve verliezen in het federaal transmissienet	29
5 Reacties betreffende de openbardienstverplichting, belastingen en toeslagen	31
6 Conclusie	32

1 Inleiding

In overeenstemming met de Overeenkomst (artikel 13 §1) inzake de procedures voor de goedkeuring van de Tariefvoorstellen en de wijzigingen van tarieven en tarifaire toeslagen, die op 6 februari 2018 tussen de CREG en Elia System Operator (hierna Elia) werd afgesloten, moet de netbeheerder vóór de invoering van het Tariefvoorstel een raadpleging organiseren bij de betrokken elektriciteitsbedrijven. De raadpleging gaat over de beslissende elementen van de ontwikkelingen voorzien in het toekomstige Tariefvoorstel. Verder moet de netbeheerder een raadplegingsverslag opstellen waarin wordt uitgelegd waarom al dan niet rekening wordt gehouden met de ontvangen opmerkingen. De opmerkingen van de geraadpleegde partijen en het raadplegingsverslag worden bij het Tariefvoorstel gevoegd.

Eerder organiseerde de CREG al een publieke consultatie in het kader van de opmaak van een nieuwe Tariefmethodologie 2020-2023, zoals bepaald in artikel 12 van de Elektriciteitswet van 29 april 1999. Dat document bevatte een gedetailleerde beschrijving van de concepten die deel uitmaakten van het voorstel tot aanpassing van de Tariefmethodologie. Na afloop van de consultatie heeft de CREG een aangepast ontwerpbesluit voorbereid dat op zaterdag 7 juli 2018 werd voorgesteld aan de Kamer van volksvertegenwoordigers. Omdat een reactie van de Kamer uitbleef en de wettelijke voorbereidingsprocedure was voltooid, keurde de CREG op 27 juni 2018 het besluit goed tot vaststelling van de “Tariefmethodologie voor het transmissienet voor elektriciteit en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie” (hierna de “Tariefmethodologie”).

De doelstelling van de door Elia georganiseerde raadpleging was alle betrokken bedrijven te informeren over de beslissende elementen van de ontwikkelingen voorzien in het toekomstige Tariefvoorstel 2020-2023, zodat de betrokken partijen hun standpunt konden geven. Het raadplegingsdocument werd aan de betrokken elektriciteitsbedrijven voorgelegd. De raadpleging liep van woensdag 13 februari tot woensdag 13 maart 2019. In het document werd vermeld dat de reacties van de geraadpleegde partijen op naam aan de CREG zouden worden meegedeeld, maar dat de partijen wel konden vragen hun reacties anoniem te verwerken in het raadplegingsverslag dat aan alle geraadpleegde partijen ter beschikking zou worden gesteld.

Elia ontving niet-vertrouwelijke antwoorden van 10 respondenten en vertrouwelijke antwoorden van 2 respondenten. De respondenten die op niet-vertrouwelijke wijze antwoordden zijn:

- Belgian Offshore Platform (hierna 'BOP' genoemd)
- Federatie van de Belgische Elektriciteits- en gasbedrijven (hierna 'FEBEG') en Organisatie Duurzame Energie (hierna 'ODE')
- Federation of Belgian Industrial Energy Consumers (hierna 'FEBELIEC')
- Fluvius

- Lampiris N.V.
- Ores
- Parkwind nv
- REstore
- Sibelga
- Statkraft

Te vermelden is dat de volgende respondenten verwijzen naar opmerkingen die ze gemaakt hebben bij eerdere raadplegingen:

- FEBEG & ODE en BOP in december 2018 over het “Federaal ontwikkelingsplan van het transmissienet (110kV tot 380kV) met betrekking tot de periode 2020-2030” (http://www.elia.be/nl/over-elia/publications/Publieke-consultatie/20181015_Federaal-ontwikkelingsplan-van-het-transmissienet-met-betrekking-tot-de-periode-2020-2030)
- FEBEG in september 2018 over de “Proposal for the exemption from the obligation to procure upward and downward balancing capacity for aFRR separately” (http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/Public-Consultation/2018/20180928_separated-procurement-of-FCR-and-aFRR-products-final.pdf)
- FEBELIEC in januari 2019 over de “Openbare raadpleging over de gegevens die worden gebruikt voor de studie naar de bevoorradingszekerheid en de behoefte aan flexibiliteit van het Belgische elektriciteitssysteem” (http://www.elia.be/nl/over-elia/publications/Publieke-consultatie/20190121_Public-consultation-on-the-data-used-for-the-study)

Voor zover mogelijk worden de binnengekomen antwoorden verwerkt volgens de opbouw van het raadplegingsdocument, behalve sommige antwoorden die over verschillende hoofdstukken van het document gaan.

2 Reacties bij het “Algemeen kader” en de raadplegingsprocedure

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Sommige respondenten (Parkwind nv, FEBELIEC en BOP) hadden opmerkingen bij het algemeen kader van de openbare raadpleging. Die opmerkingen gaan vooral over de principes en hypothesen die werden toegepast op elementen in die openbare raadpleging.

BOP en ParkWind hadden vragen bij het feit dat de EU-netcodes worden gezien als een onzekerheidsfactor, terwijl ze nu bekend zijn en ook de juridische vorm krijgen van een reglement dat de lidstaten geen enkele ruimte laat voor interpretatie.

FEBELIEC vindt dat Elia bij de opmaak van haar tarieven meer belang hecht aan het “Capacity Remuneration Mechanism (CRM)” dan aan de energienorm, terwijl geen van beide wetgevingen al in wet zijn omgezet.

Tot slot herinnert FEBELIEC eraan dat industriële verbruikers die aan specifieke profielen beantwoorden (stabiel, voorzienbaar, anticyclisch, groot enz.) in de buurlanden aanzienlijke kortingen genieten op hun transmissietarieven, als beloning voor hun bijdrage aan de stabiliteit en integriteit van het net. In België is dat niet zo, met volgens FEBELIEC een aanzienlijk concurrentienadeel als gevolg, zoals de jongste jaren uit verschillende studies blijkt.

Overigens vindt BOP dat, als Elia de mogelijkheid wil hebben om het Tariefvoorstel tijdens de regulatoire periode aan te passen ingeval risicofactoren haar vermogen om haar activiteiten uit te voeren sterk zouden beïnvloeden, het principe ook in de omgekeerde richting zou moeten kunnen werken. BOP zou willen dat de procedure voor aanpassing van het Tariefvoorstel op zijn minst duidelijk en transparant wordt vastgelegd.

Visie Elia:

Wat betreft de EU-netcodes geeft Elia toe dat er al EU-netcodes bekend zijn op het ogenblik van de opmaak van het Tariefvoorstel. Maar verschillende bepalingen zullen nog leiden tot aanpassingen (of de uitwerking) van concrete nationale of regionale regelgeving of regelgevende beslissingen (bijvoorbeeld, de methodologie voor de verdeling van de congestie-inkomsten), die het Tariefvoorstel aanzienlijk zouden kunnen beïnvloeden. Zo zorgen die ontwikkelingen als gevolg van de EU-netcodes voor onzekerheid bij Elia. Met dat voorbehoud moet rekening worden gehouden bij de opmaak van het Tariefvoorstel.

Wat de opmerking van FEBELIEC betreft, bevat de federale energiestrategie die de federale regering aankondigde op 30 maart 2018 onder meer een capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM) dat op de Belgische markt moet worden ingevoerd als begeleidingsmaatregel bij de kernuitstap. De federale regering besliste om

in de wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt van 29 april 1999 (“Elektriciteitswet”) een dergelijk CRM op te nemen en werkte een voorontwerp van wet uit – dat beschikbaar was op het ogenblik van de opmaak van het document dat Elia voor openbare raadpleging heeft voorgelegd – waarin de transmissienetbeheerder nieuwe taken krijgt toegewezen. In haar brief van 29 juni 2018 (cf. Bijlage V) vraagt de minister van Energie aan Elia om “verder de nodige acties te ondernemen en in de nodige middelen te voorzien om de eventuele invoering van het CRM in België binnen de voorziene termijnen voor te bereiden”. Gelet op die elementen en op de wet die uiteindelijk op 4 april 2019 is goedgekeurd, bereidt Elia zich voor op de invoering van een CRM. Elia heeft de kosten verbonden aan dat nieuwe initiatief opgenomen in de Openbaredienstverplichting (ODV) van de strategische reserve voor 2019. In dit Tariefvoorstel zijn kostenramingen opgenomen voor het jaar 2020. Wat betreft de energienorm, is het niet aan Elia om te oordelen of dergelijke maatregelen opportuun zijn. Dat is een politieke beslissing. Elia kan niet op voorhand rekening houden met taken die het reglement haar niet specifiek zou hebben toegewezen. Tot slot heeft voor zover Elia weet geen enkele politieke overheid enige rechtsnorm noch enig voorontwerp goedgekeurd voor de invoering van een mechanisme van energienorm dat een invloed kan hebben op de manier waarop het Tariefvoorstel wordt voorbereid.

Wat betreft de opmerking van BOP, is het mechanisme van de tariefaanpassingen vastgelegd in de overeenkomst tussen CREG en Elia van 6 februari 2018 betreffende de goedkeuringsprocedures voor een tariefmethodologie, tariefvoorstellen en -wijzigingen en toeslagen. Dat is terug te vinden op de website van de CREG. Aangaande de vraag naar meer transparantie bij de goedkeuringsprocedure van het Tariefvoorstel, bepaalt artikel 12 § 8, 10 van de elektriciteitswet dat de CREG "op haar website, op een transparante wijze, de stand van zaken van de goedkeuringsprocedure van de tariefvoorstellen evenals, in voorkomend geval, de tariefvoorstellen die neergelegd worden door de netbeheerders" publiceert.

3 Reacties bij “Evolutie kosten, opbrengsten, opbrengsten, vergoeding en volumes”

3.1 Kosten

3.1.1 Algemene opmerkingen

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBELIEC wenst meer duidelijkheid over de perimeter van de gereguleerde activiteiten ten opzichte van de niet-gereguleerde activiteiten en de mogelijke impact van de eerste op de tweede. Momenteel bevat de structuur van de Elia Groep immers een asymmetrie in de besluitvorming. Volgens FEBELIEC is het belangrijk om kruissubsidiëring te vermijden tussen de gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten van Elia. Tegelijk moet erop worden toegezien dat de gebruikers van het Belgische net niet worden blootgesteld aan de risico's als gevolg van die niet-gereguleerde activiteiten.

Visie Elia:

De CREG staat in voor het toezicht op een correcte opsplitsing tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten, met name volgens de redelijkheidsprincipes die de CREG daarvoor heeft vastgelegd. In elk geval moet Elia het geldende regulatoire kader respecteren, anders kan de CREG de dekking van bepaalde kosten door de gereguleerde activiteiten verhinderen. Tot slot mogen in de transmissietarieven geen kosten worden opgenomen afkomstig van niet-gereguleerde activiteiten (en omgekeerd), om elke vorm van kruissubsidie te vermijden.

3.1.2 Met betrekking tot de ontwikkeling van het net

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Naar aanleiding van de opmerkingen bij een eerdere raadpleging¹, vragen FEBEG & ODE en BOP zich af in hoeverre het feit dat daar rekening mee werd gehouden een impact heeft gehad op het door Elia voorziene investeringsbudget.

Daarnaast zou BOP willen weten welke delen van het MOG-project een deel van de investering van 370 miljoen euro/jaar in de periode 2020-2023 rechtvaardigen, in de wetenschap dat de meeste investeringsprojecten van de periode 2016-2019 grotendeels

¹ FEBEG & ODE en BOP in december 2018 over het “Federaal ontwikkelingsplan van het transmissienet (110 kV tot 380 kV) met betrekking tot de periode 2020-2030”

zijn afgerond.

Visie Elia:

De totaalcost van investeringen vermeld in het Tariefvoorstel omvat projecten op alle spanningsniveaus. Een ondergroep van die projecten, namelijk die met een spanning tussen 110 kV en 380 kV, staat inderdaad beschreven in het Federaal ontwikkelingsplan. Gelet op de regulatoire periode die door het Tariefvoorstel gedekt wordt hebben alleen de investeringsprojecten voor kapitaaluitgaven tussen 2020 et 2023 een weerslag op het Tariefvoorstel. De meeste van die projecten waren al goedgekeurd in het vorige Federaal ontwikkelingsplan 2020-2025.

Alle opmerkingen en suggesties van de belanghebbende partijen bij de publieke consultatie van het Federaal ontwikkelingsplan werden geanalyseerd en in aanmerking genomen. De opgenomen wijzigingen hebben echter geen significante weerslag op de investeringskosten voor de periode 2020-2023 zoals bepaald in het Tariefvoorstel.

Het aandeel van het MOG-project in de investeringen 2020-2023 is dan weer beperkt tot een voorlopig investeringsbedrag in 2020 verbonden aan de laatste contractuele stortingen en de laatste betaling na levering van alle contractueel voorziene deliverables.

3.1.3 Met betrekking tot de ondersteunende diensten

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Om te beginnen verwelkomen FEBEG & Ode de ontwikkelingen op de markt van ondersteunende diensten. Maar na de opmerkingen bij een vorige publieke consultatie² vinden FEBEG & ODE dat bepaalde voorstellen van Elia over het aFRR-design de liquiditeit op de markt van ondersteunende diensten dreigen te beperken.

Bovendien is FEBELIEC het niet eens met de methode die Elia voorstelt om de reservatieprijs van ondersteunende diensten te bepalen. De uitzonderlijke situatie van deze winter (2018) als referentie nemen om de toekomstige reservatieprijzen voor de periode 2020-2023 te ramen zou tot een aanzienlijke overschatting van de reservatiekosten voor Elia leiden.

Volgens Lampiris heeft de plafondprijs voor de offertes voor opregeling van de tertiaire reserve op het marktsegment van onevenwicht (“Maximumtarief van onevenwicht”) een aanzienlijke invloed op de reservatieprijzen van mFRR-producten en heeft Elia die factor niet meegenomen in haar raming van de reservatiekosten. Daarom zou Lampiris een vermindering willen van het huidige Maximumtarief voor onevenwicht van € 13.500/MWh

²FEBEG in september 2018 over “Proposal for the exemption from the obligation to procure upward and downward balancing capacity for aFRR separately”

naar een niveau van € 10.500/MWh.

Wat betreft de niet-beheersbare kosten van de ondersteunende diensten, begrijpt FEBELIEC de analyse van Elia niet. Omdat alle kosten verbonden aan de activering van de ondersteunende diensten worden doorgerekend aan de evenwichtsverantwoordelijken, ziet FEBELIEC niet in hoe een toename van de behoeften aan energievolumes leidt tot een kostenstijging voor Elia. Indien een dergelijke stijging er zou komen, zou ze in elk geval moeten worden aangerekend aan de evenwichtsverantwoordelijken en niet via toegangstarieven.

Voor het congestiebeheer zouden FEBEG & ODE en FEBELIEC graag een beter uitgewerkte argumentering zien over de stijging van die kosten. Bovendien willen ze voor de kosten verbonden aan MVAR en black start een verduidelijking over de impact van de nieuwe designs op de kostenevolutie.

Visie Elia:

Wat betreft de bekommernissen over het design van de aFRR-reserves, staat de argumentering van Elia (die kan dienen voor de invoering van de nieuwe normen van de Europese richtlijnen) uitvoerig beschreven in de designnota's en overeenstemmende raadplegingsverslagen.

Over de aanpak om de bijzondere situatie van afgelopen winter als referentie te nemen deelt Elia de mening van FEBELIEC, in die zin dat de kans dat een dergelijke uitzonderlijke situatie (namelijk de onbeschikbaarheid van een meerderheid van de nucleaire eenheden) zich opnieuw voordoet in de periode 2020-2023, heel klein is. Maar Elia moet er rekening mee houden dat de beschikbaarheid van dat park de jongste jaren regelmatig voor langere periodes is aangetast. Tot slot is er de kwestie van de keuze van het referentiescenario voor de evaluatie van de te verwachten evolutie van de reservatiekosten. Elia vindt het enerzijds redelijk om te vertrekken van een scenario op basis van een aangepaste Belgische nucleaire onbeschikbaarheid, zoals beschreven in punt 3.3.1, en anderzijds om met dat element rekening te houden bij haar evaluatie van de reservatiekosten van de ondersteunende diensten voor de periode 2020-2023, gelet op de wederzijdse beïnvloeding die is vastgesteld tussen het Belgische nucleaire productiepark en het niveau van de reservatiekosten, met name voor de aFRR- en FRR-producten. Voor alle duidelijkheid wijst Elia erop dat de hypothese waarvan is uitgegaan bij het scenario van een aangepaste Belgische nucleaire onbeschikbaarheid, beperkt is tot een onbeschikbaarheid van 1 GW nucleaire energie en daardoor sterk verschilt van de situatie in de winterperiode eind 2018.

In verband met de vermindering van het maximale onevenwichtstarief verzoekt Elia Lampiris om dat punt op de agenda te zetten van de Balancing Taskforces, die beter geplaatst zijn om dat te bespreken.

Over de verhoging van de niet-beheersbare kosten van de ondersteunende diensten geeft Elia hieronder meer uitleg.

De opmerking van FEBELIEC is inhoudelijk correct en gaat dezelfde richting uit als onderstaande uitleg. Enerzijds verwacht Elia een stijging van de kosten die nodig zijn om voor het evenwichtsbehoud op het net. Anderzijds verwacht Elia ook een stijging van het inkomen van onevenwicht afkomstig van de facturering van de compensatie van het onevenwicht aan de evenwichtsverantwoordelijken. Er is inderdaad een oorzakelijk verband vast te stellen tussen de eerste verwachting, een verhoging van kosten van balancing, en de tweede, een stijging van het inkomen uit onevenwicht. Het is belangrijk erop te wijzen dat de inhoud van paragraaf 3.1.2.2 van de consultatie alleen uitleg geeft bij de eerste verwachting, een stijging van de balancingkosten. Elia hoopt dat bovenstaande toelichting de nodige aanvulling geeft bij de tekst van de consultatie.

Wat betreft de reservatiekosten voor Black-Start denkt Elia dat die kosten stabiel zullen blijven, ongeveer op het huidige niveau. Voor de activeringskosten MVAR verwacht Elia een lichte daling, ondanks de stijgende behoefte aan spanningsregeling. Die gedaalde activeringskosten MVAR zijn het resultaat van de geplande investeringen in uitrusting voor het beheer van het spanningsniveau in het net (condensatorbatterijen, shunt reactoren e.d.). Bovendien meent Elia dat het nieuwe MVAR-design zal toelaten de activeringskosten voor MVAR op een stabiel peil te houden.

Wat betreft de kosten voor congestiebeheer verwacht Elia een exploitatie van het net die dichter tegen haar limieten aan zal zitten. Dat zal nieuwe uitdagingen inhouden op het vlak van congestiebeheer. Elia denkt dan ook dat er een stijging van de kosten voor congestiebeheer zit aan te komen. De hoofdredenen zijn, onder meer, een stijging van de invoercapaciteiten en van de geïnstalleerde capaciteit van de decentrale productie, de omvang van de geïnstalleerde capaciteit van de Offshore windmolens (sterke geografische concentratie) die momenteel boven de 2.000 MW ligt, de gevolgen van de flow-based beurskoppeling en de Clean Energy Package, meer bepaald gezien de minimummarges (MinRAM) die zijn geïmplementeerd in het kader van de flow-based beurskoppeling. Elia zoekt in de eerste plaats een zo voordelig mogelijke topologische oplossing om de congesties op te heffen en plant investeringen en/of versterkingen om structurele congesties te vermijden.

3.1.4 Met betrekking tot de digitalisering

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBELIEC heeft er niets op tegen dat Elia in IT investeert om haar wettelijke verplichtingen en hoofdtaken te vervullen. Maar wat betreft de kosten voor de digitalisering vraagt zowel FEBELIEC als FEBEG & ODE zich af in hoeverre Elia moet investeren in projecten zoals “Internet of Energy” en of die deel uitmaken van de hoofdtaken van een transmissienetbeheerder.

En omdat de IT-uitrusting ten minste voor een deel gedeeld wordt met 50Hertz, vraagt FEBELIEC zich bovendien af hoe de kosten met de niet-gereguleerde activiteiten zullen worden opgesplitst.

Visie Elia:

Elia waardeert het dat FEBELIEC de noodzaak voor Elia erkent om een gepaste IT-uitrusting te ontwikkelen voor haar verschillende wettelijke opdrachten.

Ze schenkt bijzondere aandacht aan een verdere digitalisering en de mogelijkheden ervan. Die ontwikkelingen kunnen immers zorgen voor verbeteringen in de manier waarop ze haar verschillende opdrachten uitvoert: asset management, systeembeheer, marktfacilitering.

Zo probeert Elia het potentieel van die ontwikkelingen aan te wenden in het belang van de netgebruikers en de gemeenschap. Daarvoor heeft ze een doordachte en gecoördineerde aanpak van de verdere ontwikkelingen uitgewerkt. Op het vlak van marktfacilitering biedt het project Internet of Energy op zich bijvoorbeeld al mechanismen om het aantal geanalyseerde projecten te beperken tot de meest belovende (clustering van projecten, advies van de Expert Board (vertegenwoordigers van de academische wereld en de regelgevers) over voort te zetten projecten, beslissing door de Programme Board met aandacht voor de middelen).

Tot slot wil Elia eraan herinneren dat onderzoek, ontwikkeling en innovatie integrerend deel uitmaken van de opdracht van een netbeheerder, en dat binnen haar verschillende bedrijfssegmenten. Overigens wordt ze hierin aangemoedigd door de regulering op voorwaarde dat de onderzochte projecten binnen die opdrachten vallen en redelijk blijven.

Wat betreft de samenwerking met 50Hertz, worden de kosten voor de taken in opdracht van de twee netbeheerders gedeeld volgens de mechanismen en voorwaarden die in de regulering zijn vastgelegd.

3.2 Opbrengsten

3.2.1 Met betrekking tot internationale verkopen (“congestion rents”)

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBELIEC wil verwijzen naar haar opmerking over de nucleaire beschikbaarheid. Als Elia meent dat de nucleaire beschikbaarheid in België onder het gemiddelde van de jongste jaren zal liggen, zouden de invoervolumes en, waarschijnlijk, de congestion rents moeten stijgen. Daarom vraagt FEBELIEC zich af waarom Elia denkt dat die inkomsten gaan dalen.

Visie Elia:

Elia verwijst naar sectie 3.3.1 voor meer informatie over de hypothesen rond het nucleair productiepark in België en meer bepaald de bijkomende onbeschikbaarheid van 1 GW die in aanmerking wordt genomen voor de volledige onderzochte periode (naast de zogenaamde “normale” onbeschikbaarheid). Zoals uitgelegd in sectie 3.3.1 houdt de

hypothese van Elia voor de periode 2020-2023 in dat de nucleaire beschikbaarheid algemeen genomen beter zal zijn dan in de periode 2016-2018. Elia verwacht dan ook niet dat de congestion rents in de periode 2020-2023 zullen stijgen in vergelijking met de periode 2016-2018.

Bovendien denkt Elia dat de congestion rents over de onderzochte tijdschaal tot eind 2022 zullen dalen en vervolgens zullen stijgen met de uitstap van de eerste nucleaire eenheden (zoals wettelijk bepaald). Die afname tot 2022 is voornamelijk te verklaren door een vrij stabiel Belgisch invoerpeil en een verwachte toename van de prijsconvergentie met de buurlanden.

3.2.2 Met betrekking tot de regulatoire saldi

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Tijdens de periode 2015-2018 heeft Elia regulatoire overschotten opgestapeld. Hoewel het overschot voor 2018 nog niet is goedgekeurd, wordt het totale overschot voor de periode geraamd op ongeveer 400 miljoen euro. Volgens FEBEG & ODE, FEBELIEC en Lampiris verduidelijkt Elia onvoldoende wat de overdracht van de regulatoire saldi naar de toekomstige tarieven zal zijn voor deze nieuwe tariefperiode. Bovendien vinden ze dat de tarieven en de tariefmethodologie Elia niet in staat mogen stellen om structurele massale overschotten op te stapelen en op die manier de liquiditeitspositie van de netgebruikers voor de lopende tariefperiode te beïnvloeden door de overschotten pas in de volgende tariefperiode terug te storten.

Visie Elia:

Conform de bepalingen van de tariefmethodologie voor de periode 2020-2023, moet het volledige overschot van de jaren 2015 tot 2018 worden teruggestort tegen de tarieven in de periode 2020-2023. Het tempo van restitutie is zo opgevat dat het een afvlakking en regelmatig verloop van het algemene tariefniveau in de periode 2020-2023 mogelijk maakt, ondanks de voorziene schommelingen van de te dekken lasten en andere gebeurtenissen die de verkoopvolumes kunnen aantasten. De aanpak is erop gericht alle netgebruikers voordeel op te leveren en tegelijk te proberen de kostenontwikkelingen als gevolg van de voorbije investeringsprogramma's af te zwakken.

Het tijdschema voor de verwerking van de tariefsaldo's hangt nauw samen met de toepassing van tarieven die zijn vastgelegd voor een periode van vier jaar, om de netgebruikers voorspelbaarheid en continuïteit te bieden.

3.3 Volumes

3.3.1 Met betrekking tot de hypothesen voor de producties door thermische eenheden

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBELIEC is verwonderd dat Elia rekening houdt met de sluiting van verschillende gascentrales, ook al blijken verschillende eenheden terug op de markt te zijn en verwacht Elia in de nabije toekomst een bijkomende capaciteitsbehoefte. Bovendien merkt FEBELIEC op dat geen enkele nieuwe warmtekrachtkoppelingcentrale in aanmerking wordt genomen.

Overigens stelt FEBELIEC tot haar verbazing ook vast dat Elia haar Tariefvoorstel uitwerkt met een bijkomende onbeschikbaarheid van nucleaire productie van 1 GW en begrijpt niet waarom een uitzonderlijke situatie voortaan als het nieuwe referentiegeval geldt.

Visie Elia:

Elia baseert haar hypothesen voor de thermische eenheden op de recentste informatie die is gebruikt bij de opmaak van de begrotingsprognoses betreffende de nieuwe installaties en de terugkeer / sluiting van bestaande installaties.

Voor de beschikbaarheid van de Belgische nucleaire eenheden heeft Elia de recentste historische gegevens van de periode 2007-2019 gebruikt, die op het ENTSO-E-transparantieplatform beschikbaar zijn voor het percentage ongepland stilleggen van de Belgische kerncentrales. Voor het geplande onderhoud van die eenheden neemt Elia de laatste publieke gegevens in aanmerking die op REMIT zijn gepubliceerd. Daarnaast stelde Elia in de periode 2016-2018 een opvallende stijging vast van de onbeschikbaarheid van de nucleaire eenheden (die met name gemeten is door percentages onvoorziene onderbreking en gepland onderhoud) ten opzichte van de historisch vastgestelde gemiddelden sinds 2007. Rekening houdend met die opmerkingen worden de hypothesen van cijfers van onvoorziene onderbreking en gepland onderhoud voor de periode 2020-2023 vastgesteld door aan de gemiddelde historische waarden sinds 2007 een corrigerende factor toe te voegen om de recente evolutie in de periode 2016-2018 te weerspiegelen. Dat is de corrigerende factor die “de nucleaire onbeschikbaarheid van 1 GW” wordt genoemd. Belangrijk hierbij is dat, ondanks de integratie van een dergelijke corrigerende factor, de nucleaire beschikbaarheid die in aanmerking wordt genomen voor de periode 2020-2023 beduidend beter is dan die in de periode 2016-2018.

3.3.2 Met betrekking tot de hypothesen in verband met de elektriciteitsopslag

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Verschillende respondenten hadden opmerkingen bij de hypothesen in verband met het opslagvolume voor de tariefperiode 2020-2023.

De eerste opmerking, van Parkwind, betreft de noodzaak om de vrijstelling van de transmissietarieven voor de “Power-to-gas”-projecten uit te breiden om grote projecten

voor waterstofproductie op basis van hernieuwbare energie te stimuleren.

Verder vraagt BOP zich af waarom Elia een toename van 7,5% van de geïnstalleerde capaciteit van elektriciteitsopslag en een daaruit voortvloeiende vrijstelling van 80% van de transmissietarieven in aanmerking neemt, als voor die tariefperiode geen enkel groot opslagproject gepland is.

Tot slot zou FEBELIEC meer gegevens willen over de impact van de uitbreiding van de voorzieningen voor elektriciteitsopslag op het volledige systeem, bijvoorbeeld op de balancingkosten.

Visie Elia:

Wat betreft de vrijstelling van “Power-to-gas”-projecten is het niet aan Elia om te oordelen over de opportuniteit van dergelijke maatregelen of specifieke behandelingen voor een bepaalde technologie. Dat is een politiek beslissing.

Met de verklaring “voor de tariefperiode 2020-2023 is geen enkel groot opslagproject gepland” verwijst Elia niet naar bestaande opslagvoorzieningen, maar naar eventuele nieuwe opslagvoorzieningen in België.

Inzake de impact van de uitbreiding van de installaties voor elektriciteitsopslag op de balancingkosten, verwacht Elia niet echt een impact, noch in positieve noch in negatieve zin, aangezien de waterkrachtcentrales zich in het “midden” van de markt positioneren. Met andere woorden, ze zijn noch bijzonder goedkoop, noch opmerkelijk duurder.

3.3.3 Met betrekking tot de hypothesen over volumes van energieafname

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBELIEC wil verwijzen naar haar commentaar bij een eerdere publieke consultatie³. Want Elia gaat opnieuw uit van een gemiddelde stijging van 0,59% per jaar van de totale elektriciteitsvraag in België, ook al was die stijging er niet in het verleden. Zo begrijpt FEBELIEC niet waarom Elia voor al haar studies vanuit een macro-economisch perspectief vertrekt, dat, als men terugblijkt, niet de beste voorspeller is gebleken, en die percentages blijft toepassen zonder echte bijkomende verantwoording.

Verder zou FEBELIEC verduidelijking willen over de volgende verklaring van Elia, “De capaciteiten op de internationale interconnecties, gecombineerd met gunstige marktvoorwaarden bij de uitvoer, leiden tot een lichte stijging van de netto-injectie.” Voor FEBELIEC is het immers niet duidelijk hoe België zijn injecties en zijn energie-uitvoer

³ FEBELIEC in januari 2019 over de “Openbare raadpleging over de gegevens die worden gebruikt voor de studie naar de bevoorradingszekerheid en de behoefte aan flexibiliteit van het Belgische elektriciteitssysteem”

zou kunnen doen toenemen in geval van bijkomende onbeschikbaarheid van nucleaire energie.

Visie Elia:

De projecties gebruikt voor de marktsimulaties op korte termijn (Y+1 tot Y+3) zijn gebaseerd op de gegevens van IHS Markit zoals die zijn voorgesteld in de studie van de strategische reserve. De verwachte groeicijfers van IHS Markit zijn te verklaren door de volgende elementen:

- Het model voor de groeiprognose van de vraag van IHS Markit houdt rekening met 5 sectoren (industrie, handel, residentieel, transport, landbouw), die telkens individueel gemodelleerd zijn;
- Voor België zijn de sectoren ‘industrie’ en ‘commercieel’ de komende jaren veruit de belangrijkste motoren achter de bijkomende vraag naar energie. Samen zijn ze in sommige jaren goed voor bijna 100% van de netto groei;
- De industriële vraag wordt gestimuleerd door stabiele positieve economische vooruitzichten. Waarschijnlijk zal de industriële groei tussen 2018 en 2023 de energiebesparingen verdringen. Ook de elektrificatie van bepaalde industriële processen zou een rol kunnen spelen in de stijgende vraag;
- In de commerciële sector voeden gunstige positieve vooruitzichten opnieuw de vraag naar elektriciteit in de komende jaren.

Wat betreft de trends die zijn vastgesteld in termen van totaal elektriciteitsverbruik in België, wil Elia ook wijzen op een stijging van dat verbruik in 2018 in vergelijking met de vorige jaren.

Overigens valt de evolutie van de totale elektriciteitsvraag in België niet rechtstreeks te vergelijken met de evolutie van de netto afnames op het Elia-net. Ook de evolutie van de lokale / decentrale productie beïnvloedt de netto afname op het Elia-net. Beide effecten werden meegenomen in de berekeningen.

Over de raming van de netto-injecties bevestigt Elia dat de capaciteiten van de internationale interconnecties en de beschikbaarheid van de nucleaire capaciteit (met inbegrip van de “bijkomende onbeschikbaarheid” van 1 GW) allebei zijn meegenomen in de berekening van de volumes van Elia. Hieronder zijn meer details te vinden om de evolutie van de ramingen van netto-injectie te verduidelijken.

Volgens Elia zal de netto-injectie tussen 2016-18 en 2021 om 3 redenen toenemen:

- een stijging van de nucleaire productie volgens de hypothesen over nucleaire beschikbaarheid beschreven in punt 3.3.1;
- een toename van de productie van hernieuwbare energie;
- een toename van het gebruik van eenheden voor thermische productie als gevolg van een verhoging van de limieten van uitvoercapaciteit en goede marktomstandigheden.

Elia verwacht dat de netto-injectie door de kernuitstap in 2022 licht en in 2023 in sterkere

mate zal dalen.

3.4 Met betrekking tot de algemene conclusies

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBEG & ODE, FEBELIEC en Lampiris vragen Elia om meer details (waarden, tarieven, relevante gegevens) over de beslissende elementen van de kosten om na te gaan of de omzetsijging van 2% naar 4% wel degelijk de kosten van Elia weerspiegelt en dus gerechtvaardigd is.

Visie Elia:

Het gebrek aan details, becijferde waarden of tariefvorken is te verklaren doordat de consultatie gaat over de beslissende elementen van de ontwikkelingen voorzien in het toekomstige Tariefvoorstel, en niet over het bedrag van de tarieven zelf. Dat stemt overeen met de overeenkomst over de procedure voor indiening en goedkeuring van tariefvoorstellen en voorstellen tot tariefwijzigingen. Die laatste worden ter goedkeuring voorgelegd aan de CREG in het kader van de indiening van het tariefvoorstel van Elia. Het tariefproces voorziet niet in de raadpleging van de betrokken marktspelers over de bedragen van de eigenlijke tarieven.

4 Reacties bij “Algemene principes voor de allocatie van kosten en tarieven”

4.1 Allocatie tussen injectie en afname

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Aangaande het injectietarief haalt FEBEG & ODE het punt aan dat ongeacht welk injectietarief kostencomponenten genereert die het concurrentievermogen van de Belgische voorzieningen voor elektriciteitsproductie verzwakken in vergelijking met de buurlanden, wegens de “merit order”. Bovendien ontmoedigt een op energie gebaseerd injectietarief nieuwe investeringen, terwijl een op vermogen gebaseerd injectietarief leidt tot een stijging van de vaste kosten van een elektriciteitscentrale.

Verder is volgens FEBEG & ODE de benchmarkmethode om de injectietarieven te bepalen in strijd met de Elektriciteitswet. De draagwijdte van die benchmark had moeten worden beperkt tot de landen die aan België grenzen en niet tot alle landen die worden gezien als deel van de gekoppelde day-aheadmarkt van het NWE-gebied.

FEBELIEC is dan weer helemaal niet overtuigd van de bepaling van het niveau van injectietarief voor de periode 2020-2023 en vindt dat Elia dat niveau te laag heeft gezet ten koste van de Belgische consumenten en hun concurrentievermogen.

Bovendien lijkt Elia, volgens BOP, voor het injectietarief een combinatie van EUR / kWh en EUR / kVARh te willen gebruiken en de vermindering van de eerste term (kWh) te compenseren door de tweede (kVARh). Maar BOP vindt dat dit zal leiden tot een stijging van de factuur voor de producenten of tot onzekerheid.

Visie Elia:

In de benchmarkstudie over de injectietarieven, uitgevoerd door Deloitte en terug te vinden in bijlage bij de publieke consultatie, is een deel gewijd aan de analyse van de determinanten voor de dispatchbeslissingen en van het concurrentievermogen van de Belgische centrales op korte termijn. In dat deel komt Deloitte tot het besluit dat het injectietarief zoals Elia het voorstelt op korte termijn een verwaarloosbare impact heeft op het concurrentievermogen van de Belgische centrales. Ter aanvulling besluit Deloitte dat een redelijk injectietarief, met een lager niveau dan de onzekerheid over andere essentiële parameters zoals de grondstofprijzen, de quota voor CO₂-uitstoot of de prijs ervan, geen invloed zou mogen hebben op de beslissingsstrategieën van de marktpartijen wat betreft de investering in of de sluiting van centrales en de locatie ervan.

De draagwijdte van de benchmark motiveert Elia met de volgende argumenten:

- het NWE-gebied zit midden in het marktintegratieproces dat al enkele jaren aan de gang is. De markten van die landen zijn steeds meer onderling verbonden;

- binnen die perimeter wordt de integratie nog versterkt door bijkomende investeringen in de interconnectiecapaciteit tussen de betrokken landen;
- het is weinig waarschijnlijk dat de concurrentie tussen productie-eenheden in België en die in verder gelegen landen (geografisch maar ook in termen van elektriciteitsnet) buiten de perimeter in kwestie, de bevoorradingszekerheid van België ernstig in het gedrang zal brengen;
- de keuze van die perimeter laat ook toe te zorgen voor continuïteit met de benchmark voor de regulatoire periodes 2012-2015 en 2016-2019.

Wat betreft het standpunt van FEBELIEC, wijst Elia erop dat zij bij het principe blijft van een 50%-50%-verdeling van de kosten voor de reservatie van de ondersteunende diensten en black start. Ze blijft dus bij een toepassing van een injectietarief op dezelfde principes als degene die zijn gebruikt in de voorgaande tariefdossiers.

Als antwoord op de opmerking van BOP verduidelijkt Elia dat het injectietarief wordt uitgedrukt in euro per MWh. Het tarief voor aanvullend reactief vermogen (uitgedrukt in euro per kVAr) is van een totaal andere aard en geldt alleen wanneer een netgebruiker uit een vooraf bepaalde werkingszone stapt. De gebruiker wordt dus aangemoedigd om binnen die zone te werken.

4.2 Aansluitingstarieven

4.2.1 Met betrekking tot het tarief voor studie voor substantiële modernisering

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBEG & ODE vragen zich af waarom het tarief voor een studie voor substantiële modernisering hoger zou liggen dan dat voor een gedetailleerde studie. Ze wensen dus meer duidelijkheid over de bijkomende kosten en/of werklast die dat soort studie met zich zou meebrengen bij Elia.

Volgens FEBEG & ODE en FEBELIEC moet de nieuwe federale netwerkcode nog worden voltooid en zou de beslissing van de CREG over die studies voor substantiële modernisering bijgevolg transparantie moeten brengen over het proces verbonden aan dit soort studie en het bijbehorende tarief.

Bovendien stelt FEBELIEC vast dat Elia een verminderd tarief voorstelt in geval van “minieme wijziging” van het aansluitingsveld, maar begrijpt niet waarom een minieme wijziging aanleiding moet geven tot een substantiële moderniseringsstudie.

Overigens willen Fluvius en Sibelga bevestigd zien dat dit type tarief alleen geldt voor de netgebruikers van het Elia-net en niet voor de distributienetbeheerders.

Visie Elia:

Een studie voor substantiële modernisering is een aanvullende studie bij een

detailstudie. Dat betekent dat naast de technische vragen die de detailstudie beantwoordt, Elia een advies moet uitbrengen over de modernisering. Alvorens dat advies te formuleren, moet Elia weten of het om een volledige, gedeeltelijke of ad-hoc-modernisering gaat. Afhankelijk van het antwoord moet Elia voor elke behoefte bepalen wat moet worden aangepast en waarom. Vervolgens moet dat advies naar de CREG gaan. Met andere woorden, een studie voor substantiële modernisering moet niet alleen beantwoorden aan de vereisten van een detailstudie, maar ook bijkomende vragen beantwoorden en vraagt dus een verdere uitwerking. Dat verklaart waarom het tarief van een detailstudie en moderniseringsstudie samen 150% bedraagt van dat van een detailstudie alleen. Als de vraag betrekking heeft op een minieme wijziging van de fysieke aansluitingsinstallaties en er enkel een studie voor substantiële modernisering nodig is (met verzending naar de bevoegde overheid), dan wijst Elia erop dat ze, gelet op de opmerkingen, slechts 75% van het tarief voor een gedetailleerde studie betreffende het aansluitingsveld zal aanrekenen.

Wat betreft studies voor substantiële modernisering in het geval van minieme wijzigingen is het volgens Elia mogelijk dat de minieme wijzigingen leiden tot een studie voor substantiële modernisering. Ingeval een netgebruiker een aansluitingsveld wil vervangen of verbeteren en die werken geen enkele impact hebben op het Elia-net, dan kan Elia ervan uitgaan dat daarvoor geen detailstudie nodig is. Dat neemt echter niet weg dat die minieme wijzigingen mogelijk moeten worden gemoderniseerd.

Bijvoorbeeld, een netgebruiker heeft momenteel een afname van 4 MW. Hij wil die verhogen tot 10 MW. Er is geen wijziging nodig van het Elia-net, de toevoerkabels en de beveiligingen (minieme wijziging). Maar aangezien de investeringen leiden tot een stijging van de vraagzijde van + 100%, kan het zijn dat Elia bijkomende investeringen vraagt om te voldoen aan de nieuwe reglementering (modernisering).

Elia bevestigt dat de tarieven voor studies voor substantiële modernisering niet gelden voor de distributienetbeheerders.

4.2.2 Met betrekking tot de tarieven voor gebruik van een eerste partieel aansluitingsveld

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Volgens FEBELIEC lijkt de som van alle toepasbare coëfficiënten een factor op te leveren boven de 100% en dus een hogere kostprijs dan die van een eerste volledig aansluitingsveld.

Daarnaast zouden Fluvius en Sibelga graag weten in welke mate die coëfficiënten ook van toepassing zijn op het aansluitingstarief van de distributienetbeheerders.

Visie Elia:

De coëfficiënten geven de verhouding tussen de kosten van Elia voor die partiële aansluitingsvelden ten opzichte van de volledige aansluitingsvelden. Dan kan de som

van alle coëfficiënten van een partieel aansluitingsveld inderdaad hoger liggen dan de kosten van een volledig veld. Dat komt omdat sommige kosten worden bepaald los van het aantal elementen die aanwezig zijn in een veld (en dat zowel voor de beschikbaarstelling als het beheer van de uitrusting).

Elia bevestigt dat die coëfficiënten niet van toepassing zijn voor de distributienetbeheerders.

4.2.3 Met betrekking tot het aansluitingstarief offshore

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Om te beginnen willen BOP en FEBEG & ODE meer informatie over het bijzondere karakter van de infrastructuur offshore die in aanmerking is genomen voor de aansluitingstarieven offshore en onshore.

Verder zou BOP Elia graag horen bevestigen dat ze niet van plan is hogere Opex-kosten door te rekenen in het aansluitingstarief offshore.

FEBEG & ODE vragen zich af of er alleen met de CAPEX-kosten rekening is gehouden bij de differentiatie van de tarieven tussen de onshore en offshore aansluitingen. Bovendien vragen FEBEG & ODE zich ook af hoe de infrastructuurkosten zullen worden verdeeld over de huidige, nieuwe en toekomstige gebruikers van de offshore infrastructuur.

Visie Elia:

Elia herinnert eraan dat volgens haar een deel van de platformen die zij zal beheren specifiek zal dienen voor de aansluitingen van de windmolenparken die zijn aangesloten op het MOG en dat de overeenstemmende kosten moeten worden toegewezen aan het aansluitingstarief. De in aanmerking te nemen kosten zullen overwegend betrekking hebben op infrastructuurkosten die eigen zijn aan het deel van de aansluitingen op deze platformen. De kosten zullen identificeerbaar zijn en toewijsbaar zijn aan de aansluitingen.

Om in te gaan op de opmerking van BOP, FEBEG en ODE wijst Elia erop dat, om de kosten te bepalen die verbonden zijn aan het beheer van de aansluitingsinstallaties, dezelfde methode zal worden gebruikt als die voor de kosten voor beschikbaarstelling. Elia kan dus alleen bevestigen dat de tarieven voor het beheer identiek zullen blijven aan die voor de onshore aansluitingsvelden.

De tarieven offshore zullen op eenvormige en niet-discriminerende wijze worden bepaald. Wat betreft het gebruik en het beheer van de offshore aansluitingsvelden wil Elia die principes van eenvormigheid en niet-discriminatie tussen offshore aangesloten netgebruikers behouden en dat tarief dus toepassen voor zowel de nieuwe als de toekomstige gebruikers.

4.2.4 Met betrekking tot de aanpassing van het onderhoudsbeleid voor de rechtstreeks op het Elia-net aangesloten netgebruikers en weerslag op de vergoeding voor het beheer van de aansluitingsuitrustingen

Samenvatting van de ontvangen reacties:

BOP waardeert de aanpassing van het onderhoudsbeleid ten aanzien van de netgebruikers die rechtstreeks op het Elia-net zijn aangesloten, maar wenst meer details over de impact van die wijziging op hun aansluitingspunten.

Volgens FEBELIEC is het door dat nieuwe beleid op basis van de staat van de activa eerder dan van de leeftijd, moeilijker voor de netgebruikers om prognoses te maken en dus ook om de budgettaire gevolgen en kosten te evalueren. Daarom vraagt FEBELIEC dat Elia de mogelijke gevolgen van die aanpassingen voor de netgebruikers op transparante en proactieve wijze bekendmaakt.

Visie Elia:

Elia stelt voor de vormen van onderhoudsbeleid te gebruiken die ze al op haar eigen installaties toepast. Daardoor zal de onderhoudsfrequentie niet langer vast zijn, maar variëren afhankelijk van de toestand en de technologie van de installatie. Sommige installaties zullen vaker een onderhoud krijgen dan vroeger, andere net minder vaak. Maar die aanpak houdt globaal een lichte daling in van de onderhoudsfrequentie terwijl hij de risico's beter dekt.

Daarom verwacht Elia een daling van de onderhoudskosten voor bepaalde types installaties.

Elia zal bij een latere sessie over de herziening van de aansluitingscontracten meer details geven over de veranderingen als gevolg van dat nieuwe onderhoudsbeleid, zowel wat betreft de vergoeding voor het beheer van de aansluitingsinstallatie als wat betreft het organisatorisch proces (planning, transparantie, ...). Dan zullen de rechtstreekse gevolgen duidelijker zijn voor de netgebruikers.

4.3 Tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van de netinfrastructuur

4.3.1 Met betrekking tot de verdeelsleutel tussen tarieven voor maandpiek, jaarpiek en ter beschikking gesteld vermogen

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Bij het uitblijven van een wijziging van het tariefstelsel die de ontwikkeling van de elektriciteitsopslag in België moet bevorderen, zou Lampiris bij Elia graag meer ambitie zien wat betreft het voorstel om meer kosten toe te wijzen aan de berekening van de jaarpiek.

Visie Elia:

In eerste instantie wil Elia de impact bekijken die een verandering van de verdeelsleutel heeft alvorens een nog groter deel toe te wijzen aan de jaarpiek.

4.3.2 Met betrekking tot de tarieven van de jaar- en maandpiek voor de afname

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Verschillende respondenten (BOP, FEBEG & ODE, FEBELIEC & Lampiris) wezen erop dat er in het document voor de publieke consultatie niet wordt vermeld dat de bepaling van de jaarpiek wordt toegepast op de 11^e gemeten piek van de maand. Diezelfde respondenten stipten ook het feit aan dat de uitzondering van de feestdagen in de tarifaire jaarpiekperiode niet langer wordt vermeld. Die partijen vragen van Elia dan ook de bevestiging dat die beide regels nog altijd van toepassing zullen zijn voor de tariefperiode 2020-2023.

Daarnaast stellen FEBEG & ODE voor dat de piekwaarden van meer dan vier maal het gemiddelde vermogen tijdens de jaarpiekperiode niet langer worden meegerekend voor de jaarpiek, met een beperking tot de 4 hoogste pieken.

Bovendien vraagt Ores dat de bepalingen betreffende de correcties van de activeringen van niet-gereserveerd vermogen (mFRR) op de bepaling van de jaar- en maandpiek, worden uitgebreid naar alle flexibiliteit in balancing (FCR, aFRR) die de pieken zou kunnen beïnvloeden.

Visie Elia:

Zoals al gold tijdens de vorige regulatoire periodes, bevestigt Elia, voor de rechtstreeks op het Elia-net aangesloten netgebruikers en voor de distributienetbeheerders in 30/36/70 kV die op het Elia-net zijn aangesloten, dat per maand de tien hoogste kwartierpieken niet zullen worden meegerekend bij de bepaling van de maandpiek, jaarpiek en piek voor de berekening van de overschrijding van het beschikbaar gestelde vermogen (eerst de tien hoogste kwartierpieken wissen, daarna bepaling van de maand- en jaarpiek en de piek voor berekening van de overschrijding van het beschikbaar gestelde vermogen op basis van de overblijvende kwartieren). Elia bevestigt tevens dat de feestdagen niet worden gedekt door de tarifaire jaarpiekperiode.

Over het voorstel van FEBEG & ODE om de pieken die vier maal hoger liggen dan het gemiddelde vermogen te schrappen, vindt Elia dat de regel van de 11^e piek volstaat om uitzonderlijke gebeurtenissen buiten de berekening van de jaarpiek te houden. Volgens Elia is het dan ook niet nodig die nieuwe bepaling op te nemen in de berekening van de jaarpiek.

Wat betreft de opmerkingen van Ores, vindt Elia dat de flexibiliteit van balansproducten FCR en aFRR continue activeringen van relatief kleine volumes zijn en dus slechts een

miniem materieel effect hebben op de meting van de pieken. Bovendien gebeuren die activeringen elke seconde en kan het effect ervan op het energieverbruik per kwartier (tariefbasis) niet eenduidig worden bepaald. De mFRR betreft daarentegen eerder niet-continue activeringen (per kwartier) die een groter volume dekken en dus een effectieve impact kunnen hebben op de piek van een toegangspunt. Elia wijst er nog op dat die correctie alleen geldt op het niveau van de toegangspunten.

4.3.3 Met betrekking tot de tarieven voor ter beschikking gesteld vermogen

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Ores waardeert het dat het ter beschikking gesteld vermogen die van het geïnstalleerd vermogen vervangt voor de distributienetbeheerders. Maar hij dringt erop aan dat er binnen Synergrid een gemeenschappelijke methode wordt ontwikkeld voor alle distributienetbeheerders om dat ter beschikking gesteld vermogen te bepalen, met goedkeuring van de regionale regelgevers.

Daarnaast zou Ores meer duidelijkheid willen over het tarief dat wordt toegepast bij een overschrijding van het ter beschikking gesteld vermogen.

Bovendien, gelet op de verandering in de verdeelsleutel tussen tarief voor maandpiek, jaarpiek en ter beschikking gesteld vermogen, laten Fluvius en Sibelga weten dat de distributienetbeheerders over geen enkel middel beschikken om hun jaarpiek te beïnvloeden, waardoor hun kosten voor die component dus sterk dreigen te stijgen. Daarom vinden Fluvius en Sibelga het wenselijk dat de activering van flexibiliteit wordt geneutraliseerd in de berekening van het ter beschikking gesteld vermogen.

Visie Elia:

Elia geeft toe dat het relevant is om met de distributienetbeheerders een gemeenschappelijke methodologie uit te werken om het ter beschikking gesteld vermogen te bepalen. Die zal deel uitmaken van de samenwerkingsovereenkomst tussen de distributienetbeheerders en Elia.

In geval van overschrijding van het ter beschikking gesteld vermogen bij afname, zal er een tarief worden toegepast op de overschrijding gemeten in maand M, gedurende een periode van maand M tot maand M+11. Dat tarief stemt overeen met het tarief voor het ter beschikking gesteld vermogen bij afname, vermeerderd met 50%. De referentiewaarde voor de berekening van de overschrijding zal de maandpiek zijn, gemeten in kVA. Indien tijdens de voornoemde periode van 12 maanden meerdere overschrijdingen vastgesteld worden, wordt die periode automatisch verlengd, waarbij de hoogste (overschrijdende) piek van de voorgaande 12 kalendermaanden als referentiewaarde gebruikt wordt.

Elia laat de distributienetbeheerders weten dat er geen vrijstelling van overschrijding van het ter beschikking gesteld vermogen is bij de activering van flexibiliteit. Die activeringen moeten immers worden meegenomen bij de bepaling van het ter beschikking gesteld

vermogen, zoals dat momenteel het geval is voor de rechtstreeks op het Elia-net aangesloten gebruikers. Dat past in het kader van de harmonisering van de tarieftoepassing tussen distributienetbeheerders en rechtstreeks op het Elia-net aangesloten gebruikers.

4.4 Tarieven ter compensatie van onevenwichten

4.4.1 Met betrekking tot het tarief voor het behoud en het herstel van het individuele evenwicht van de toegangsverantwoordelijken.

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Een aantal respondenten (BOP, FEBEG & ODE, Lampiris en Statkraft) menen dat er geen reden is voor een aanpassing van de alfa-parameter op basis van een sigmoïde functie ten opzichte van het systeemonevenwicht.

Lampiris wil bij de alfa-parameter de volgende opmerkingen formuleren. Om te beginnen zou die leiden tot een sterke volatiliteit van de onevenwichtstarieven ongeacht of het systeem in positief dan wel negatief onevenwicht is. Bovendien zijn de penaliteiten voor onevenwicht voldoende zwaar in België (cf. onevenwichtsprijs op € 13.500/MWh). Tot slot zou de invoering van een alfa-parameter van die omvang leiden tot een daling van het geactiveerde flexibiliteitsvolume dat bepaalde actoren op de markt ter beschikking stellen.

Volgens FEBEG & ODE zijn de verklaringen en transparantie van Elia ontoereikend wat betreft de alfa-parameter. Om te beginnen begrijpen FEBEG & ODE niet hoe de alfa-parameter Elia zal helpen om het huidige niveau van het 99^e percentiel van de historische systeemonevenwichten aan te houden als de bestaande stimulansen dat vandaag toelaten. Ten tweede werd er drie maanden geleden een nieuwe stimulans ingevoerd betreffende de onevenwichtsprijs (€ 13.500/MWh). Elia heeft dus nog maar een beperkte ervaring met die nieuwe stimulans. Ten derde, als Elia wil dat de voorgestelde verandering hen in staat stelt om beter het hoofd te bieden aan substantiële en langdurige systeemonevenwichten, zou de alfa-parameter zich over meer dan twee kwartieren moeten uitstrekken. Volgens FEBEG & ODE is een verandering van de alfa-parameter in dit stadium voorbarig. Zij stellen voor dat Elia eerst de impact van de onlangs gewijzigde regels voor balancing evalueert. Verder zouden FEBEG & ODE om verschillende redenen willen dat de alfa-parameter 0 bedraagt. Hij zorgt immers voor een vertekening op het niveau van het signaal van de onevenwichtsprijs en van de concurrentievoorwaarden onder landen. Verder is hij strijdig met de maatregelen om prijsspieken te beperken.

Zo zouden FEBEG & ODE en Lampiris willen weten welke elementen de verschillende factoren van de formule van de onevenwichtsprijs motiveren.

FEBELIEC wijst er bovendien op dat Elia zou moeten verwijzen naar een compensatie

in plaats van een mogelijke vergoeding voor de niet-geproduceerde groenestroomcertificaten, want er zal geen enkel certificaat worden afgeleverd bij een vermindering van de productie, omdat er geen energie geproduceerd zal zijn.

Daarnaast vraagt REstore aan Elia om haar publicaties van gegevens over de onevenwichtsprijzen betrouwbaarder te maken.

Tot slot zou BOP willen weten welke impact het nieuwe design zal hebben op de bepaling van de alfa-parameter bij risico op stormweer.

Visie Elia:

Als antwoord op de verschillende opmerkingen over de onevenwichtsprijs geeft Elia hieronder een meer gedetailleerde voorstelling van de wijzingen aan de alfa-parameter.

De wijziging van de alfa-component staat los van de verhoging van het plafond voor de onevenwichtsprijs. Zelfs met een lager plafond haalde de onevenwichtsprijs zelden de maximumwaarde. Hij kan worden geplafonneerd op de maximumprijs, maar het niveau daarvan heeft geen invloed op de alfa-component. Bovendien doen andere wijzigingen in het design van de balancing (activering van de merit order) de onevenwichtsprijzen dalen.

De sterkere volatiliteit van de productie van hernieuwbare energie zorgt voor een sterk verhoogd risico op situaties waarin de regelzone van Elia substantiële en langdurige onevenwichten kent. Bovendien blijkt uit de alfa-niveaus op basis van de huidige berekening dat de stimulansen voor een betere balancing door de BRP's ontoereikend zijn. Daarom verwacht Elia dat, indien een ingrijpende maatregel uitblijft, de systeemonevenwichten zullen toenemen. Een toename van het systeemonevenwicht tot het 99e centiel door een onevenwicht van de BRP kan het balancingvermogen dat Elia moet verwerven doen stijgen. Een andere berekening van de alfa-parameter zal dus helpen het huidige niveau van het 99e percentiel van de historische systeemonevenwichten te behouden, en tegelijk een sterke toename van de aankoop van opwaartse reserves (mFRR Up) te beperken en de aankoop van neerwaartse reserves (mFRR Down) te vermijden.

Uit de historische gegevens is gebleken dat het in aanmerking nemen van te veel kwartieren in de berekening van de alfacomponent (zoals vandaag het geval is), zou leiden tot een alfa die te traag reageert en dus zijn doel als stimulans niet waarmaakt. Het gebruik van alleen het betrokken kwartier zou bij een snel en hoog systeemonevenwicht onnodige sterke schommelingen in de alfa-component met zich meebrengen. Het gebruik van twee kwartieren zou dus volgens Elia beter tegemoet komen aan de doelstelling van de alfa-parameter.

Bij de balancingkosten zijn de activeringskosten en de kosten van vermogensreservering inbegrepen. De onevenwichtsprijs moet dus ook de inspanningen weerspielen die verbonden zijn aan reservaties van balancingvermogen en van dimensionering van doeltreffende reserves. Aangezien een wijziging van de alfa-parameter wordt beïnvloed

door tal van gebeurtenissen die leiden tot een stijging van de onevenwichten, leidt ze tot een onevenwichtsprijs die representatiever is voor de balancingkosten dan voordien.

Momenteel zijn er immers essentiële verschillen tussen de onevenwichtsprijzen in Europa (met inbegrip van de manier waarop de onevenwichtsprijs wordt bepaald en het gebruik van een unieke of duale prijs). In toepassing van de Europese richtlijn betreffende balancing van elektriciteit, zullen alle transmissienetbeheerders een voorstel tot harmonisering voorleggen om overleg mogelijk te maken over de bepaling van de onevenwichtsprijs en de impact van de alfa-component daarin. Elia zal zich schikken naar de regels die dat harmoniseringsproces oplevert.

Hieronder volgt een meer gedetailleerde verantwoording van de componenten van de alfa-parameter:

- De S-vormige curve vormt pas vanaf een bepaald systeemonevenwicht een stimulans, maar is beperkt tot een maximumwaarde
- $x = 2$ kwartieren: Het gebruik van alleen het betrokken kwartier zou bij een groot en snel systeemonevenwicht leiden tot onnodige hoge schommelingen in de alfa-parameter. Het gebruik van meer dan één kwartier in de berekening zou beter tegemoetkomen aan de doelstelling van de alfa-parameter. Maar uit historische gegevens is gebleken dat een te groot aantal kwartieren zou leiden tot een alfa-parameter die te traag reageert en dus zijn doelstelling als stimulans niet waarmaakt. Bijgevolg zal de alfa-parameter worden bepaald op basis van het gemiddelde van het kwartier in kwestie en het voorafgaande kwartier.
- $a = \text{€ } 0 / \text{MWh}$: parameter “a” bepaalt de minimumwaarde van de S-vormige curve, met andere woorden de alfa-waarde voor een gemiddeld systeemonevenwicht van 0 MW. De default onevenwichtsprijs (op basis van de MDP of MIP) vormt een toereikende stimulans voor de BRP bij een zwak systeemonevenwicht. De alfa-parameter hoeft dus geen bijkomende stimulansen te geven.
- $c = 450 \text{ MW}$: parameter “c” staat voor de waarde van het systeemonevenwicht waarvoor de curve een buigpunt vormt in de stijging van de alfa-parameter: links van het buigpunt vertoont de alfa een toenemende stijging, rechts ervan blijft alfa stijgen maar minder snel. Uit historische gegevens blijkt dat de meeste systeemonevenwichten (in absolute waarde) onder 450 MW blijven. Systeemonevenwichten boven 450 MW komen veel minder vaak voor. De wijziging van de alfa-parameter heeft altijd tot doel zich te richten op hetzelfde interval van systeemonevenwichten om hetzelfde niveau van noden en middelen wat betreft reserves te handhaven als vandaag.
- $d = 65 \text{ MW}$: parameter “d” geeft de helling van de curve weer en beïnvloedt dus de snelheid waarmee de alfa-parameter stijgt naarmate het systeemonevenwicht toeneemt. Ingeval het systeemonevenwicht toeneemt van de waarde “c-d” naar “c+d”, zal de alfa-parameter een sprong maken naar 46% van de maximumwaarde (parameter “b’»). Dus hoe kleiner de parameter “d”, hoe steiler

de curve. De parameter “d” zal op 65 MW worden bepaald. Dat houdt in dat, in geval het gemiddelde systeemevenwicht van de twee laatste kwartieren zou stijgen van 385 MW naar 515 MW, de alfa-waarde bijna zou verdubbelen. Bij een lagere waarde van parameter “d” zou de alfa-waarde te laag blijven voor relatief grote systeemonevenwichten. Bovendien zou dat ervoor zorgen dat de alfa haar maximumwaarde bereikt voor grote maar niet voor uitermate grote systeemonevenwichten. Een hogere waarde van de parameter “d” zou leiden tot een te hoge alfa-waarde voor relatief kleine en niet-structurele systeemonevenwichten en zou ervoor zorgen dat de maximumwaarde te traag zou worden bereikt (voor systeemonevenwichten van meer dan 1000 MW).

- $b = \text{€ } 200 / \text{MWh}$: parameter « b » bepaalt de maximumwaarde van de alfa-parameter los van elke nieuwe stijging van het systeemonevenwicht bij een reeds hoog systeemonevenwicht (ongeacht of dat positief dan wel negatief is). De risico's op onevenwicht als gevolg van stormen worden gebruikt om parameter “b” te bepalen. Er zouden grote systeemonevenwichten kunnen ontstaan indien de BRP voor een grote storm te lang wacht om de productie van windenergie op zee stil te leggen of na een storm de productie te vroeg hervat en zo inkomsten uit groenestroomcertificaten haalt. De waarde van “b” wordt bepaald om te garanderen dat de alfa-parameter een sterkere stimulans creëert dan de inkomsten uit groenestroomcertificaten.

Wat betreft de opmerking van FEBELIEC, geeft Elia toe dat de voorgestelde formule niet geschikt is. Elia zal die opmerking meenemen in haar Tariefvoorstel.

Voor de betrouwbaarheid van de publicaties over de onevenwichtsprijs is Elia voortdurend bezig met een verbetering van de informatie voor de markt. Voor vragen of specifieke verzoeken vraagt Elia aan REstore om het punt op de agenda te zetten van de ‘Transparantie’-workshops die regelmatig plaatsvinden.

Om op de opmerking van BOP te antwoorden, houdt Elia in haar voorstel tot aanpassing van de onevenwichtsprijs en de alfa-parameter rekening met het opgeworpen begrip van stormrisico. Het voorstel betreffende het concept stormrisico zou niet moeten worden gewijzigd als de regelgever het voorstel voor de onevenwichtsprijs goedkeurt.

4.5 Tarieven voor het beheer van het elektrische systeem

4.5.1 Met betrekking tot de tarieven voor de aanvullende afname en injectie van reactieve energie (MVar)

Samenvatting van de ontvangen reacties:

BOP en FEBEG & ODE wijzen Elia erop dat de toegangspunten die deel uitmaken van de ondersteunende diensten MVar, volgens dat tarief dubbel worden gepenaliseerd via dat MVar-tarief. Daarom vragen ze het MVar-tarief niet toe te passen op productie-

eenheden die deelnemen aan de ondersteunende dienst MVAR.

FEBELIEC benadrukt dat de door Elia voorgestelde oplossing niet de situatie dekt van een vraagsite (CDS) met lokale productie, vooral als die lokale productie(s) in handen is (zijn) van verschillende entiteiten. Daarom vraagt FEBELIEC dat Elia die elementen meeneemt bij de opmaak van haar voorstel van MVAR-dienst.

Ores, Fluvius en Sibelga herinneren eraan dat de distributienetbeheerders over geen enkel middel beschikken om reactieve gedragingen in een koppelpunt te beheren. Een wijziging van dat tarief zal dus bijkomende kosten veroorzaken. Bovendien is er geen enkel mechanisme om reactieve gedragingen om technische redenen te neutraliseren. Daarom vragen Ores, Fluvius en Sibelga aan Elia om de tariefvoorwaarden aan te passen aan de technische vereisten van een koppelpunt.

Visie Elia:

Wat betreft de dubbele penalisering in verband met productie-eenheden die deelnemen aan de ondersteunende dienst MVAR, zal de voorgestelde oplossing voor de tariefwijziging tegelijk met de geplande inwerkingtreding van het nieuwe MVAR-design van toepassing worden. In dat nieuwe design zal Elia een wijziging voorstellen van het mechanisme van penaliteiten verbonden aan de activeringscontrole van de ondersteunende dienst voor beheer van spanning en reactief vermogen om een dubbele penaliteit te vermijden.

Om in te gaan op de opmerking van FEBELIEC zal er in dat nieuwe MVAR-design ook worden voorgesteld dat de entiteiten die zich achter een zelfde toegangspunt bevinden (zoals een CDS) over een bilaterale overeenkomst beschikken wanneer de ondersteunende dienst van spanningsbeheer door een van de entiteiten wordt verleend.

Op basis van de opmerkingen van Ores, Fluvius en Sibelga stelt Elia voor om de tariefvoorwaarden aan te passen voor afname en injectie van aanvullende reactieve energie, alleen geldend voor de distributienetbeheerders. Elia stelt dus voor:

- te voorzien in een (strenger) tarief voor een geaggregeerde zone, en
- de toepassing van het lokale tarief (per interconnectiepunt (IP)) te behouden. In geval van technische incompatibiliteit ('vlindercurve') zal dat tarief per IP op verzoek van de distributienetbeheerder worden vrijgesteld.

4.6 Tarieven voor de marktintegratie

Over de "Tarieven voor de marktintegratie" is geen enkele specifieke reactie binnengekomen.

4.7 Compensatie van actieve verliezen in het federaal transmissienet

Samenvatting van de ontvangen reacties:

In verband met de actieve verliezen vraagt BOP zich af welke fractie van de compensatie van de actieve verliezen aan een toegangshouder zal worden gefactureerd.

FEBEG & ODE staan erachter om voor de netverliezen te werken met aanbestedingen in plaats van het bestaande compensatiemechanisme. Ze begrijpen dat een overgangperiode nodig zou zijn als Elia moet overstappen op een aanbestedingsprocedure. Maar een overgangperiode van onbepaalde of onredelijk lange duur (bijvoorbeeld tegen de volgende tariefperiode) is niet aanvaardbaar.

FEBELIEC heeft geen uitgesproken voorkeur voor de manier waarop de verliezen moeten worden gecompenseerd, maar blijft ervan overtuigd dat geen enkele wijziging van de huidige praktijk mag leiden tot een dubbele aanrekening van de verliezen op het net via een nieuw Elia-tarief en via de prijs van het energiecontract.

Visie Elia:

Tot op heden is er nog niets gewijzigd aan de reglementering voor de compensaties van actieve verliezen op het federaal transmissienet. Als gevolg daarvan maken de actieve verliezen op het federale net het voorwerp uit van een compensatie door de evenwichtsverantwoordelijken. Er wordt dus geen tarief aan de toegangshouders aangerekend.

Elia neemt akte van de opmerkingen van FEBEG & ODE en FEBELIEC en geeft toe dat ze relevant zijn. Maar omdat de afronding en de effectieve inwerkingtreding van het "nieuwe" federaal technisch reglement nog niet exact vastliggen, kan Elia moeilijk inschatten welke overgangperiode nodig is voor de veranderingen van mechanisme.

5 Reacties betreffende de openbardienstverplichting, belastingen en toeslagen

Over de “Openbardienstverplichting, belastingen en toeslagen” is geen enkele specifieke reactie binnengekomen.

6 Conclusie

Uit de talrijke reacties van zeer uiteenlopende actoren blijkt dat dit document aandachtig werd bestudeerd en ook tot zeer interessante voorstellen heeft geleid. Elia heeft zich ingezet om een antwoord te geven op alle reacties en de marktpartijen voldoende uitleg te geven over verschillende onderwerpen. Sommige vragen gingen gepaard met specifieke voorstellen om bepaalde elementen en toepassingsmodaliteiten op een andere manier te integreren dan Elia had voorgesteld.

Met bepaalde voorstellen is effectief rekening gehouden zodat ze tot aanpassingen leidden in het Tariefvoorstel 2020-2023 dat aan de CREG is voorgelegd. Concreet houdt dit in dat Elia het mechanisme van penaliteiten verbonden aan de activeringscontrole van de ondersteunende dienst van spanningsbeheer en beheer van reactievermogen gaat aanpassen. Ze zal ook de tariefvoorwaarden aanpassen voor afname en injectie van reactief vermogen voor de distributienetbeheerders. Daarnaast heeft Elia aan de respondenten van de publieke consultatie uitleg gegeven over de tarieven voor een moderniseringsstudie.

Op ander voorstellen kon Elia niet ingaan om redenen die uitvoerig zijn uitgelegd in het verslag. Sommige voorstellen beantwoordden immers niet aan de Tariefmethodologie 2020-2023 of het huidige wettelijke kader en hebben dus niet geleid tot een aanpassing van de voorstellen van Elia.