

Opmerkingen op het tariefvoorstel van Elia 2020 – 2023

Algemene opmerkingen

Gezien er geen cijfers worden genoemd in dit document (behalve 1, in para. 4.1) blijft het voor de netgebruikers moeilijk de impact van de nieuwe tarieven op de kosten in te schatten. Deze opmerkingen zijn dan ook kwalitatief van aard. Een ingevulde tariefmatrix zou zeker verduidelijking brengen, meer bepaald tabellen voor

I Aansluitingstarieven

III Tarieven voor het behoud en herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken

IV Tarieven voor openbare dienstverplichtingen en taksen en toeslagen

Offshore aansluitingstarieven

Het BOP wenst te weten hoe het onderscheid onshore – offshore aansluiting waarnaar Elia verwijst in 4.2.4 in de praktijk zal worden gebracht.

Elia verwijst naar *'infrastructuurkosten'*. Welke infrastructuur wordt exact doorgerekend in de offshore aansluitingstarieven? BOP wenst een bevestiging van Elia dat hogere offshore opex kosten niet zullen verrekend worden in de offshore tarieven.

Wat wordt er meer aangerekend in vergelijking met een directe aansluiting onshore?

We gaan er vanuit dat niet alle MOG kosten aan het beperkt aantal aangeslotenen wordt doorgerekend, maar slechts een deel ervan.

Zie ook de reactie van BOP op het Ontwerpbesluit 1718 van de CREG (2/3/ 2018).

Specifieke opmerkingen per paragraaf

2

Elia vermeldt dat “indien deze risicofactoren een significant effect zouden hebben op de mogelijkheid van Elia om haar activiteiten uit te voeren, Elia over de mogelijkheid wenst te beschikken om deze alsnog in rekening te brengen en aldus haar Tariefvoorstel aan te passen binnen de regulatoire periode.”.

BOP is van oordeel dat dit een open deur is om later de tarieven nog te verhogen. Niettemin, als dit principe aanvaard wordt, moet dit in 2 richtingen kunnen werken, nl. dat ook de mogelijkheid moet gelaten worden om de tarieven naar beneden bij te stellen, indien bepaalde risico's zich niet voordoen. Ook zou tenminste het mechanisme voor een eventuele aanpassing duidelijk en transparant vastgelegd moeten worden. Cfr. verhoging aansluitingstarieven voor offshore tijdens periode 2016-2019.

Europese netwerk codes: deze zouden voldoende bekend moeten zijn en tevens heeft Elia de omzetting naar Belgisch recht mee in de hand. We begrijpen niet waarom dit een belangrijke risicofactor is.

Wat betreft de Belgische context is het voorontwerp van wet bekend. Ook hier ziet BOP geen reden waarom dit een belangrijke risicofactor is.

3.1.1

In hoeverre worden opmerkingen op en de aanpassingen aan het Federaal Ontwikkelings Plan (FOP) (consultatie afgesloten op 15-12-2018) meegenomen in het tariefvoorstel? De tekst suggereert dat de voorstellen/investeringen vermeld in het FOP, per definitie weerhouden zijn/uitgevoerd worden.

De investeringen waarnaar wordt verwezen voor de periode 20-23, worden grotendeels afgewerkt in de periode 2016-2019. Het MOG zal quasi volledig gefinaliseerd worden in 2019. Alegro mikt op een IDN tegen 2020. Kan er worden aangegeven welke onderdelen van het MOG project een deel van de investering van 370M€/jaar rechtvaardigen?

MOG 2 uitvoering is aangegeven in de periode '26-'27. In de franstalige versie en in het FOP staat '26-'28 vermeld. Zoals aangegeven in het advies van BOP op het Federaal Ontwikkelingsplan van Elia 2020-2030 is deze laattijdige datum van indienstneming een remmende factor voor de ontwikkeling van offshore windenergie in de nieuwe zones van het MRP 2020-2026

3.1.3

We vinden het verbazend hier een post "Digitalisering" terug te vinden. Dit is typisch een investering die zichzelf terug verdient. Dit zou geen aanleiding mogen zijn voor een stijging van de tarieven.

3.4.1.3

Waarom wordt er in het tariefvoorstel '20-'23 rekening gehouden met een toename van het geïnstalleerd vermogen voor de elektriciteitsopslag van 7,5% alsook met een vrijstelling van 80% op de transmissietarieven die hieruit volgt, als er geen grote opslagprojecten in deze periode worden verwacht?

3.5

"de kosten in verband met de uitvoering van de investeringsportefolio": uit de para. 3.1.1 blijkt dat de investeringen in de periode '20 – '23 eerder zullen dalen. Het lijkt dan ook dat deze post tot een lager tarief zou moeten leiden.

Het zou nuttig zijn het geschatte aandeel van de inflatie in de 2 à 4% stijging te kennen.

4.1

In het voorliggend tariefvoorstel lijkt de netbeheerder een verschuiving te willen doorvoeren van een injectietarief in EUR/kWh naar een mix van EUR/kWh en EUR/kVARh. Wenst men een lager kWh tarief te compenseren door een (onbekend) kVARh tarief in te voeren? Producenten riskeren dat ze plots veel meer gaan betalen of dat alles onvoorspelbaarder wordt.

4.2.5 Aanpassing onderhoudsbeleid

BOP juicht toe dat er gewerkt wordt naar condition based maintenance, eerder dan onderhoud op vaste tijdstippen. We zouden niettemin verdere details willen krijgen over de impact daarvan op onze aansluitingspunten.

4.3 Beheer en ontwikkeling:

Wat is precies het doel van de aanpassing van de verdeelsleutel? Is een verschuiving van 5% van dien aard om het gedrag van de netgebruikers te sturen?

4.3.2: Jaarpiek

Wordt de jaarpiek nog altijd toegepast op de 11^{de} gemeten piek in de tariefperiode van de maand zoals nu het geval is?

De zin "Elia stelt voor..." is onduidelijk.

4.3.4

Laatste paragraaf is onaanvaardbaar omwille van 2 redenen:

- bij windstilte (afname actieve energie) kan er nog steeds een uitwisseling van reactieve energie worden gevraagd door Elia aangezien de offshore windparken in spanningsregeling zullen opereren. Dit heeft een directe invloed op het gecontracteerd vermogen voor afname en is niet voorspelbaar;
- levering van ondersteunende diensten kunnen ook gevraagd worden bij windstilte. Dit zal in dergelijk geval leiden tot verhoogde kosten en boetes bij overschrijding van het gecontracteerd vermogen voor afname.

Dit is discriminerend voor specifieke productie-eenheden zoals offshore windparken die als geen ander onderhevig zijn aan oncontroleerbare windcondities. Bij injectie van een actief vermogen van enkele kW is er geen tarifair gevolg terwijl deze situatie voor het net quasi identiek is als bij windstilte en afname van actieve energie waarbij de tarifaire gevolgen aanzienlijk kunnen zijn.

Bijgevolg vraagt BOP in geval van levering van ondersteunende diensten of in geval van spanningsregeling, in periodes van afname van actieve energie, een vermindering van het tarief voor gecontracteerd vermogen voor afname op nemen in de finale tarieven.

Deze opmerkingen zijn reeds meermaals gemaakt in het kader van de afwerking van de Aansluitcontracten. Toen is er verwezen naar de publieke consultatie van onderhavig tariefvoorstel 2020-2023.

Blijft het verminderde tarief voor bijkomende aansluitingspunten van kracht, zoals vandaag in voege is?

Wat zijn de gevolgen van eenzelfde tariefmatrix voor netgebruikers en DNBs?

Uit de tariefmatrix blijkt dat een eventuele overschrijding van het ter beschikking gesteld vermogen in kVA, 12 maanden wordt doorgerekend (de piek van de maand M tot en met de maand M-11 is bepalend). Bij een incidentele overschrijding van het ter beschikking gesteld vermogen sleept men dat bijgevolg 12 maanden mee aan een kost van 150% van het normale tarief per kVA ter beschikking gesteld. We stellen ons vragen aangaande de billijkheid van een dergelijk systeem waarbij men mogelijk een jaar lang beboet wordt voor een eenmalige, incidentele overschrijding. We stellen ons de vraag of dit in verhouding staat tot de kosten die Elia heeft ten gevolge van een dergelijke eenmalige overschrijding.

4.4.2 Individueel onevenwicht

Wat betekent de zin "De maximale waarde van de alfa houdt rekening met de eventuele vergoeding voor groenestroomcertificaten" ?

Waarom wijkt men af van het huidige systeem waarbij de onevenwichtsprijs bepaald wordt niet alleen door het systeemonevenwicht maar ook door het onevenwicht van de ARP/BRP?

Het nieuwe systeem heeft tot gevolg dat α zeer sterk varieert met het onevenwicht. Voor BRPs met beperkte mogelijkheden tot balancering geeft dit bijna automatisch hogere risico's en hogere kosten. Voor windparken met BRPs die in dit geval verkeren heeft dit een zeer nadelige invloed op de kostenstructuur van de BRPs en bijgevolg op de profielrisico's die deze BRPs in rekening brengen. Gezien de lange termijn contracten waarmee windparken werken, heeft dit een potentieel zeer nadelige invloed voor de windparken. BRPs zouden dit kunnen aangrijpen om allerhande contractuele ingrepen door te voeren of om hun contractuele verplichtingen te herzien.

Wat zal de invloed zijn van de te publiceren design note aangaande storm risico op de bepaling van α ? Wordt de formule aangepast of komen er andere aanpassingen?

4.5.2 Aanvullende afname van reactieve energie

De productie-eenheden die aan spanningsregeling doen zullen nooit op vaste $\cos \phi$ werken. Er is m.a.w. een tegenspraak in de doelstellingen in de 3^{de} paragraaf geformuleerd.

Er werd in het verleden duidelijk gesteld dat de offshore windparken in spanningsregelingsmodus moeten opereren en niet op een vaste $\cos \phi$ waarde. De uitwisseling van reactieve energie wordt bijgevolg automatisch gestuurd op basis van de spanningsregeling en de spanningsvariaties in het net.

BOP wenst op te merken dat de offshore windparken die in spanningsregeling opereren, in geval van windstilte een zware factuur riskeren (zie ook onze opmerking op 4.3.4).

Verder wenst BOP erop te wijzen dat de 3^{de} paragraaf in tegenspraak is met 4.3.4:

"Anderzijds voorziet Elia een regime tot correctie van dit tarief in het kader van ondersteunende diensten voor de spanningsregeling".

4.3.4 dient dan ook aangepast te worden, aangezien de formulering in 4.5.2 de enige juiste kan zijn. Correctie van het tarief voor reactieve energie in geval van levering ondersteunende diensten lijkt ons niet meer dan correct.

Niettemin stellen we ons vragen bij het voorgestelde mechanisme “Elia corrigeert de gemeten waarde van het kwartuur, uitgedrukt in kVARh, met de vereiste theoretische waarde voor de spanningsregeling tijdens dit kwartuur.”

We vrezen dat Elia hier uitgaat van een ideale toestand voor de bepaling van de vereiste theoretische waarde, wat in de praktijk zal neerkomen op bijkomende lasten voor de productie-eenheden die niet op de vereiste $\cos \phi$ werken. BOP wenst erop te wijzen dat het niet kan zijn dat door een ondersteunende dienst te leveren aan Elia (spanningsregeling van het net), men risico zou kunnen lopen op het krijgen van een hogere factuur door een te hoog reactief vermogen bij consumptie.

Gezien het grote belang voor de windparken dringt BOP erop aan om dit artikel verder te verduidelijken.

Onderaan p. 32 worden bovenstaande comments onderschreven. BOP dringt erop aan op offshore windpark niveau verder af te spreken in welke specifieke gevallen het tarief wel of niet van toepassing zal zijn, o.a. heropstart na het uitvallen van (onderdelen) van de aansluitingsinstallaties, deel A, B en/of C van de aansluiting.

4.7 Actieve verliezen

Hoeveel bedraagt de fractie die aan een toegangshouder wordt aangerekend als compensatie van de actieve verliezen?