

# Beslissing

(B)3120  
8 januari 2026

## Beslissing tot afwijking ex ante van de marktgebaseerde verstrekking van blindvermogensdiensten aan Elia Transmission Belgium NV voor de leveringsperiode 2027-2029

Artikel 8, §1/1, derde lid, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, alsook artikel 208, §§§2 tot 4, van de gedragscode van de CREG van 20 oktober 2022 tot vaststelling van de voorwaarden voor aansluiting op en toegang tot het transmissienet en de methoden voor de berekening of vaststelling van de voorwaarden met betrekking tot de vrijstelling van ondersteunende diensten en toegang tot grensoverschrijdende infrastructuur, met inbegrip van de procedures voor de toewijzing van capaciteit en het congestiebeheer, zoals laatstelijk gewijzigd bij beslissing (B)2984 van de CREG van 9 oktober 2025

Niet-vertrouwelijk

# INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING .....	4
1. WETTELIJK KADER.....	5
1.1. Europees recht.....	5
1.1.1. De richtlijn (EU) 2019/944.....	5
1.1.2. De Europese netcodes.....	6
1.2. Nationaal recht .....	9
1.2.1. De elektriciteitswet .....	9
1.2.2. De gedragscode.....	11
1.2.3. Het federaal technisch reglement.....	13
2. ANTECEDENTEN.....	14
2.1. Algemeen .....	14
2.2. Raadpleging.....	15
3. CONTEXT VAN DE AFWIJKING .....	16
4. EVALUATIE VAN ALGEMENE OPMERKINGEN ONTVANGEN IN HET KADER VAN DE OPENBARE RAADPLEGING .....	17
4.1. Noodzaak afwijking marktgebaseerde aanpak.....	17
4.1.1. Voorstel tot ex ante afwijking voor SPGM, onshore PPM en SPM .....	19
4.1.2. Voorstel tot behoud van ex post evaluatie met mogelijke afwijking voor andere categorieën van technische eenheden .....	20
4.2. Aanbesteding met ex ante bepaalde technologie-afhankelijke prijsplafonds .....	20
4.2.1. Activatieprijzen.....	20
4.2.2. BRP-perimetercorrectie in compensator modus .....	22
4.2.3. Ontkoppeling van prijsbanden .....	23
4.2.4. Investeringskosten en operationele kosten.....	24
4.2.5. Jaarlijkse operationele kosten.....	24
4.2.6. Investeringskosten .....	25
4.2.7. Noodzaak om te aligneren met regionale regulatoren.....	27
4.2.8. Noodzaak om technische eenheden te kunnen contracteren tijdens de contractuele periode .....	28
5. AFWIJKING VAN DE MARKTWERKING.....	28
5.1. Deelname aan de dienst .....	29
5.2. Aangeboden volume.....	29
5.3. Prijsregulering .....	30
5.3.1. Optie 1: Ex ante afwijking met een technologie-specifieke gereguleerde prijs.....	31
5.3.2. Optie 2: Tender met een prijsplafond in functie van de technologie .....	31

5.3.3.	Optie 3: Tender met een referentieprij met een mogelijke ex postafwijking.....	32
5.3.4.	Optie 4: Een unieke prijs voor alle biedingen .....	32
5.3.5.	Optie 5: Tender zonder omkadering met een mogelijke ex postafwijking (huidige situatie) .....	33
5.3.6.	Optie 6: 'Pay as Bid' zonder afwijking, noch ex ante, noch ex post.....	33
5.3.7.	Optie 7: 'Pay as Cleared' met value-based prijsplafond .....	33
5.3.8.	Conclusie van de evaluatie van de verschillende opties .....	34
6.	AFWIJKING EX ANTE MET HET OOG OP DE ECONOMISCH EFFICIËNTE LEVERING VAN DE BLINDVERMOGENSDIENST .....	37
6.1.	Variabele prijscomponent.....	37
6.1.1.	Actieve vermogenverliezen.....	39
6.1.2.	Elektriciteitsprijs voor het vergoeden van energieverliezen.....	41
6.1.3.	Risico's voor outage .....	42
6.2.	Vaste prijscomponenten.....	43
6.2.1.	Operationele kosten.....	43
6.2.2.	Investeringskosten .....	43
6.3.	Prijsindexering .....	44
6.4.	Overzicht van plafonds, forfaits en referentieprijzen.....	45
6.5.	Voorbeelden van biedingen en berekening van vergoedingen .....	46
6.5.1.	Voorbeeld 1.....	46
6.5.2.	Voorbeeld 2.....	47
7.	DUUR VAN DE AFWIJKING.....	49
8.	BESLUIT.....	49
	BIJLAGE 1 .....	52
	BIJLAGE 2 .....	52

# INLEIDING

De Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) verleent hierna een afwijking ex ante aan de NV Elia Transmission Belgium (hierna: Elia) voor de marktgebaseerde verstrekking van blindvermogensdiensten voor de leveringsperiode 2027-2029 met toepassing van artikel 8, §1/1, derde lid, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: de elektriciteitswet), en artikel 208, §§2 tot 4, van de gedragscode van de CREG van 20 oktober 2022 tot vaststelling van de voorwaarden voor aansluiting en toegang tot het transmissienet en de methoden voor de berekening of de bepaling van de voorwaarden met betrekking tot de levering van ondersteunende diensten en de toegang tot de grensoverschrijdende infrastructuur, met inbegrip van de procedures voor de toewijzing van capaciteit en het congestiebeheer, laatst gewijzigd bij beslissing (B)2984 van de CREG van 9 oktober 2025 (hierna: de gedragscode).

Deze beslissing is gebaseerd op het evaluatieverslag (RA)3125 van de CREG betreffende het economisch efficiënt karakter van de verstrekking van blindvermogensdiensten aan Elia Transmission Belgium NV voor de periode 2025-2030, dat eveneens is opgesteld met toepassing van artikel 8, §1/1, derde lid, van de elektriciteitswet, en artikel 208, §3, van de gedragscode, en dat als bijlage 1 bij deze beslissing is gevoegd (hierna: evaluatieverslag van de CREG).

De CREG organiseerde een openbare raadpleging over haar ontwerpbeslissing (B)3120 en het bovengenoemde evaluatieverslag van 24 oktober 2025 tot en met 21 november 2025<sup>1</sup>. De CREG heeft op 21 november 2025 vier niet-vertrouwelijke reacties ontvangen, te weten van BOP, Elia, FEBEG en Febeliec. De CREG ontving ook reacties van BASF en BSTOR die een deel van hun antwoord als vertrouwelijk hebben aangemerkt. In bijlage 2 worden de niet-vertrouwelijke versies van de consultatiereacties toegevoegd.

Deze beslissing werd genomen door het directiecomité van de CREG op 8 januari 2026.

---

<sup>1</sup> Ontwerpbeslissing (B)3120 van 23 oktober 2025 tot afwijking ex ante van de marktgebaseerde verstrekking van blindvermogensdiensten aan Elia Transmission Belgium NV voor de leveringsperiode 2027-2029 en het Evaluatieverslag (RA)3125 betreffende het economisch efficiënt karakter van de verstrekking van blindvermogensdiensten aan Elia Transmission Belgium NV voor de periode 2025-2030, <https://www.creg.be/nl/openbare-raadplegingen/prd3120-prd3125>

# 1. WETTELIJK KADER

## 1.1. EUROPEES RECHT

### 1.1.1. De richtlijn (EU) 2019/944

1. De richtlijn (EU) 2019/944<sup>2</sup> bevat in artikel 40 de relevante bepalingen omtrent het verstrekken van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten. Dit artikel bepaalt het volgende :

*“Taken van transmissiesysteembeheerders*

*1. Elke transmissiesysteembeheerder heeft de volgende verantwoordelijkheden:*

*a) ervoor zorgen dat het systeem op lange termijn kan voldoen aan een redelijke vraag naar transmissie van elektriciteit en zorgen voor het beheer, het onderhoud en de ontwikkeling van veilige, betrouwbare en efficiënte transmissiesystemen, met inachtneming van het milieu, n nauwe samenwerking met aangrenzende transmissiesysteembeheerders en distributiesysteembeheerders;*

*b) zorgen voor afdoende middelen om te voldoen aan zijn verplichtingen;*

*c) bijdragen tot de voorzieningszekerheid door te zorgen voor toereikende transmissiecapaciteit en betrouwbaarheid van het systeem;*

*d) het beheer van de elektriciteitsstromen op het systeem, waarbij hij rekening houdt met het elektriciteitsverkeer van en naar andere stelsels van systemen. Daartoe zorgt de transmissiesysteembeheerder voor een veilig, betrouwbaar en efficiënt elektriciteitssysteem en ziet er in dit verband op toe dat de nodige ondersteunende diensten beschikbaar zijn, waaronder op het gebied van vraagrespons en energieopslagfaciliteiten, voor zover die beschikbaarheid onafhankelijk is van andere transmissiesystemen waaraan zijn systeem gekoppeld is;*

*e) de beheerder van andere systemen waaraan zijn systeem is gekoppeld, voldoende informatie verschaffen om het zeker en efficiënt beheer, de gecoördineerde ontwikkeling en de interoperabiliteit van het stelsel van systemen te waarborgen;*

*[...]*

*i) ondersteunende diensten kopen om de operationele veiligheid te waarborgen;*

*[...]*

*4. Bij de uitvoering van de in lid 1, onder i), bedoelde taak koopt de transmissiesysteembeheerder balanceringsdiensten onder voorwaarde van:*

*a) transparante, niet-discriminerende en marktgebaseerde procedures;*

*b) de deelname van alle in aanmerking komende elektriciteitsbedrijven en marktdeelnemers, waaronder marktdeelnemers die energie uit hernieuwbare bronnen aanbieden, marktdeelnemers die aan vraagrespons doen, exploitanten van energieopslagfaciliteiten en marktdeelnemers die aan aggregatie doen.*

*Voor de toepassing van de eerste alinea, onder b), stellen regulerende instanties en transmissiesysteembeheerders, in nauwe samenwerking met alle marktdeelnemers, technische vereisten op voor deelname aan deze markten op basis van de technische kenmerken van die markten.*

---

<sup>2</sup> Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU (herschikking)

5. Lid 4 is van toepassing op de verstrekking van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten door transmissiesysteembeheerders, tenzij de regulerende instantie heeft tot het oordeel is gekomen dat de markt- gebaseerde verstrekking van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten economisch niet efficiënt is en een afwijking heeft toegestaan. Het regelgevingskader zorgt er in het bijzonder voor dat transmissiesysteembeheerders degelijke diensten kunnen kopen van aanbieders van vraagrespons of energieopslag, en bevorderen de acceptatie van energie-efficiëntiemaatregelen, wanneer die de noodzaak tot uitbreiden of vervangen van elektriciteitscapaciteit op kosten-efficiënte wijze verlichten en het efficiënt en veilig beheer van het transmissiesysteem ondersteunen.

6. De transmissiesysteembeheerders, onder voorbehoud van goedkeuring door de regulerende instantie, of de regulerende instantie zelf, voorzien, ten minste op landelijk niveau, in een transparant en participatief proces waarbij alle potentiële systeemgebruikers en de distributiesysteembeheerder betrokken zijn, de specificaties voor het kopen van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en, indien van toepassing, gestandaardiseerde marktproducten voor de desbetreffende diensten. De specificaties waarborgen de effectieve en niet-discriminerende deelname van alle marktdeelnemers, waaronder marktdeelnemers die energie uit hernieuwbare bronnen aanbieden, marktdeelnemers die aan vraagrespons doen, exploitanten van energieopslagfaciliteiten en marktdeelnemers die aan aggregatie doen. De transmissiesysteembeheerders wisselen alle noodzakelijke informatie uit en werken samen met de distributiesysteembeheerders om voor een optimaal gebruik van hulpbronnen te zorgen, het veilige en efficiënte beheer van het systeem te waarborgen en de marktontwikkeling te bevorderen. De transmissiesysteembeheerders ontvangen een passende vergoeding voor de aankoop van dergelijke diensten, zodat zij ten minste de overeenkomstige redelijke kosten kunnen terugverdienen, zoals de noodzakelijke uitgaven voor informatie- en communicatietechnologie en infrastructuurkosten.

7. De in lid 5 bedoelde verplichting om niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten te kopen is niet van toepassing op volledig geïntegreerde netwerkcomponenten.

8. [...]” (eigen nadruk)

2. Het begrip “niet-frequentiegerelateerde ondersteunende dienst” wordt in artikel 2, 49), van de richtlijn (EU) 2019/944 gedefinieerd als volgt:

“een dienst die wordt gebruikt door een transmissie- of distributiesysteembeheerder voor spanningsregeling in stationaire toestand, snelle blindstroominjecties, inertie voor plaatselijke netstabiliteit, kortsluitstroom, blackstartmogelijkheden en inzetbaarheid in eilandbedrijf;”.

### **1.1.2. De Europese netcodes**

3. De artikelen 108 en 109 van de Verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen (“SOGL”) bepalen het volgende in verband met ondersteunende diensten en meer specifiek ondersteunende blindvermogensdiensten (die een niet-frequentiegerelateerde ondersteunende dienst vormen):

#### **“Artikel 108 Ondersteunende diensten**

1. Elke TSB ziet toe op de beschikbaarheid van ondersteunende diensten.

2. Met betrekking tot de werkzaam- en blindvermogensdiensten, en in samenspraak met andere TSB's wanneer dat passend is, zorgt elke TSB ervoor dat:

a) hij de inkoop van ondersteunende diensten ontwerpt, organiseert en beheert;

b) hij erop toeziet, op basis van de overeenkomstig titel 2 van deel II verstrekte gegevens, of het niveau en de locatie van beschikbare ondersteunende diensten toelaten om de operationele veiligheid te waarborgen, en

c) hij gebruikmaakt van alle economisch doelmatige en haalbare middelen om het benodigde niveau van ondersteunende diensten in te kopen.

3. Elke TSB publiceert de reservecapaciteitsniveaus die nodig zijn om de operationele veiligheid te behouden.

4. Elke TSB deelt het beschikbare niveau van de reserves werkzaam vermogen op verzoek mee aan andere TSB's.

#### **Artikel 109 Ondersteunende blindvermogensdiensten**

1. Voor elk tijdsbestek voor operationele planning beoordeelt elke TSB, afgezet tegen zijn prognoses, of zijn beschikbare ondersteunende blindvermogensdiensten volstaan om de operationele veiligheid van het transmissiesysteem te behouden.

2. Om de efficiëntie van de werking van de elementen van zijn transmissiesysteem te verhogen, ziet elke TSB toe op:

a) de beschikbare blindvermogenscapaciteit van elektriciteitsproductie-installaties;

b) de beschikbare blindvermogenscapaciteit van transmissiegekoppelde verbruikersinstallaties;

c) de beschikbare blindvermogenscapaciteit van DSB's;

d) de beschikbare transmissiegekoppelde apparatuur die wordt ingezet voor de levering van blind vermogen, en

e) de ratio's van werkzaam- en blindvermogen bij de interface tussen het transmissiesysteem en transmissiegekoppelde distributiesystemen.

3. Wanneer het niveau van ondersteunende blindvermogensdiensten niet volstaat om de operationele veiligheid te behouden, zorgt elke TSB ervoor dat:

a) hij de buur-TSB's daarvan in kennis stelt, en

b) hij remediërende maatregelen opstelt en deze uitvoert overeenkomstig artikel 23."

4. De artikelen 28 en 29 van SOGL bepalen verder wat volgt in verband met spanningsregeling en blindvermogensbeheer:

#### **"Artikel 28 Verplichtingen van SNG's met betrekking tot spannings- en blindvermogensbeheer in het systeembeheer**

1. Uiterlijk drie maanden na de inwerkingtreding van deze verordening informeren alle SNG's die transmissiegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden zijn die niet vallen onder artikel 16 van Verordening (EU) 2016/631, of die HVDC-systemen zijn die niet vallen onder artikel 18 van Verordening (EU) 2016/1447, hun TSB over hun geschiktheid met betrekking tot de spanningseisen van artikel 16 van Verordening (EU) 2016/631 of van artikel 18 van Verordening (EU) 2016/1447, met vermelding van hun spanningscapaciteit en de tijd die zij kunnen werken zonder te worden afgesloten.

2. SNG's die verbruikersinstallaties zijn die vallen onder de vereisten van artikel 3 van Verordening (EU) 2016/1388 worden niet afgesloten bij een storing binnen de in artikel 27 genoemde spanningsbereiken. Uiterlijk drie maanden na de inwerkingtreding van deze verordening informeren alle SNG's die transmissiegekoppelde verbruikersinstallaties zijn en die niet vallen onder artikel 3 van Verordening (EU) 2016/1388 hun TSB over hun geschiktheid met betrekking tot de spanningseisen van bijlage II van Verordening (EU) 2016/1388, met vermelding van hun spanningscapaciteit en de tijd die zij kunnen werken zonder te worden afgesloten.

3. Elke SNG die een transmissiegekoppelde verbruikersinstallatie is, dient de richtwaarden voor blindvermogen, de bereiken van de arbeidsfactor en spanningsrichtwaarden voor spanningsregeling te handhaven binnen het bereik dat hij overeenkomstig artikel 27 met zijn TSB is overeengekomen.

## **Artikel 29 Verplichtingen van alle TSB's met betrekking tot spannings- en blindvermogensbeheer in het systeembeheer**

1. Indien de spanning op een aansluitpunt naar het transmissiesysteem zich buiten het in de tabellen 1 en 2 van bijlage II bij deze verordening aangegeven bereik bevindt, treft elke TSB remediërende maatregelen voor spanningsregeling en blindvermogensbeheer overeenkomstig artikel 22, lid 1, onder c), van deze verordening teneinde de spanningswaarde op het aansluitpunt terug te brengen binnen het in bijlage II aangegeven bereik en binnen de daartoe in artikel 16 van Verordening (EU) 2016/631 en artikel 13 van Verordening (EU) 2016/1388 aangegeven tijdsgrens.

2. Elke TSB houdt in zijn operationeleveiligheidsanalyse rekening met de spanningswaarden waarbij transmissiegekoppelde SNG's die niet zijn onderworpen aan de vereisten van Verordening (EU) 2016/631 of Verordening (EU) 2016/1388 zich mogen afsluiten van het net.

3. Elke TSB waarborgt een blindvermogensreserve van adequate omvang die tijdig kan worden ingezet om de spanningswaarden binnen zijn regelzone en op interconnectoren binnen het in bijlage II aangegeven bereik te handhaven.

4. TSB's die via AC-interconnectoren met elkaar zijn verbonden, dienen gezamenlijk passende afspraken voor de spanningsregeling te maken om te waarborgen dat de gemeenschappelijke, overeenkomstig artikel 25, lid 4, vastgestelde operationele veiligheidsgrenzen worden gerespecteerd.

5. Elke TSB maakt met elke transmissiegekoppelde DSB afspraken over de richtwaarden voor blindvermogen, de bereiken van de arbeidsfactor en spanningsrichtwaarden voor spanningsregeling op het aansluitpunt tussen de TSB en de DSB overeenkomstig artikel 15 van Verordening (EU) 2016/1388. Elke transmissiegekoppelde DSB zet zijn beschikbare blindvermogensmiddelen in en heeft het recht spanningsregelinginstructies te geven aan distributiegekoppelde SNG's teneinde die parameters te handhaven.

6. Elke TSB is bevoegd om alle beschikbare blindvermogenscapaciteit binnen zijn regelzone in te zetten met het oog op een effectief blindvermogensbeheer en handhaving van de spanningsbereiken overeenkomstig de tabellen 1 en 2 van bijlage II bij deze verordening.<sup>3</sup>

7. Elke TSB dient al dan niet rechtstreeks en zo mogelijk in samenspraak met de transmissiegekoppelde DSB blindvermogensbronnen binnen zijn regelzone te beheren, met inbegrip van het blokkeren van de automatische spannings- en blindvermogensregeling van transformatoren, spanningsverlaging en afsluiting bij lage spanning, teneinde binnen de operationele veiligheidsgrenzen te blijven en spanningsineenstorting in het transmissiesysteem te voorkomen.

8. Elke TSB stelt de spanningsregelingsmaatregelen vast in overleg met de transmissiegekoppelde SNG's en DSB's en met zijn buur-TSB's.

9. Wanneer dat voor de spanningsregeling en het blindvermogensbeheer van het transmissiesysteem relevant is, kan een TSB, in samenspraak met een DSB, instructies inzake de spanningsregeling geven aan een distributiegekoppelde SNG."

5. De Verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net (hierna: Europese netcode RfG) bevat de technische eisen waaraan nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden moeten voldoen, waaronder ook eisen inzake blindvermogen en black-start-mogelijkheden.

6. De Verordening (EU) 2016/1388 van de Commissie van 17 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode voor aansluiting van verbruikers (hierna: Europese netcode DCC) bevat de technische eisen waaraan nieuwe transmissiegekoppelde verbruiksinstallaties, transmissiegekoppelde distributie-installaties, distributiesystemen, met inbegrip van gesloten distributiesystemen en

---

<sup>3</sup> In de Engelstalige versie van SOGL luidt dit als volgt: "6. Each TSO shall be entitled to use all available transmission-connected reactive power capabilities within its control area for effective reactive power management and maintaining the voltage ranges set out in Tables 1 and 2 of Annex II of this Regulation".

verbruikseenheden die door een verbruiksinstallatie of een gesloten distributiesysteem worden gebruikt om diensten voor vraagsturing aan relevante systeembeheerders en relevante TSB's te leveren, moeten voldoen, waaronder ook eisen inzake blindvermogen.

7. De Verordening (EU) 2017/2196 van de Commissie van 24 november 2017 tot vaststelling van een netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet (hierna: Europese netcode E&R) bevat bepalingen die onder meer van toepassing zijn op aanbieders van hersteldiensten (en dus black-startdiensten). Het betreft onder meer de voorwaarden om op te treden als aanbieder van hersteldiensten, verplichtingen in het kader van het herstelplan van de transmissienetbeheerder, verplichtingen inzake conformiteitstesten en testen van communicatiesystemen.

## 1.2. NATIONAAL RECHT

### 1.2.1. De elektriciteitswet

8. Artikel 2, 114°, van de elektriciteitswet definieert het begrip "niet-frequentiegerelateerde ondersteunende dienst" als volgt:

*« een dienst die wordt gebruikt door een transmissie- of distributiesysteembeheerder voor spanningsregeling in stationaire toestand, snelle blindstroominjecties, inertie voor plaatselijke netstabiliteit, kortsluitstroom, blackstartmogelijkheden en inzetbaarheid in eilandbedrijf. »*

9. Met toepassing van artikel 8, §1, tweede lid, van de elektriciteitswet wordt de netbeheerder onder meer met de volgende taken belast:

[...]

*2° zorgen voor een zeker, betrouwbaar en efficiënt elektriciteitsnet en er in dit verband op toe zien dat de nodige ondersteunende diensten beschikbaar zijn en geïmplementeerd worden, voor zover die beschikbaarheid onafhankelijk is van ieder ander transmissienet waaraan zijn systeem gekoppeld is. De ondersteunende diensten omvatten diensten die worden geleverd door onder meer energieopslagfaciliteiten en, de diensten die worden verleend als antwoord op de vraag, met inbegrip van de activering van de flexibiliteit en de hulpdiensten in geval van het uitvallen van productie-eenheden, hierbij inbegrepen eenheden gebaseerd op hernieuwbare energieën en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling;<sup>2</sup>° bis de verantwoordelijkheid ondersteunende diensten te kopen om de operationele veiligheid te waarborgen van het net;*

[...]

*20° bezorgen aan de minister en aan de commissie uiterlijk op 1 april van elke driejaarlijkse periode die volgt op de inwerkingtreding van deze wet, een studie over de beschikbaarheid voor een periode van vijf jaar, van de middelen waarmee de niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten kunnen worden gedekt. Hij publiceert die studie op zijn website."*

10. Artikel 8, §1/1, van de elektriciteitswet bepaalt het volgende sinds de wijziging ervan door de wet van 23 oktober 2022 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en tot omzetting van Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU<sup>4</sup>:

---

<sup>4</sup> Parl. St., Kamer, 2021-2022, nr. 2831/001, p. 21-22: "Ten tweede zijn, wat de niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten betreft, de eisen voor de aankoop van dergelijke diensten in hoofdzaak opgenomen in artikel 8 van de Elektriciteitswet, zoals gewijzigd bij het onderhavige ontwerp. Bovendien voorziet deze laatste bepaling, overeenkomstig artikel 40, lid 5, van Richtlijn 2019/944, in een afwijkingsmechanisme voor het geval dat de CREG van oordeel is dat een niet-

*“§ 1/1. Bij de uitvoering van de taak bedoeld in de bepaling onder 2° bis, van het derde lid in paragraaf 1, koopt de netbeheerder balanceringsdiensten onder voorwaarde van:*

*a) transparante, niet-discriminerende en marktgebaseerde procedures;*

*b) de deelname van alle in aanmerking komende elektriciteitsbedrijven en marktdeelnemers, waaronder marktdeelnemers die energie uit hernieuwbare bronnen aanbieden, marktdeelnemers die aan vraagrespons doen, beheerders van energieopslagfaciliteiten en marktdeelnemers die aan aggregatie doen.*

*Voor de toepassing van de bepaling onder b) van het eerste lid stelt de commissie, op voorstel van de netbeheerder opgemaakt na raadpleging van de marktspelers, in de gedragscode bedoeld in artikel 11, § 2, technische vereisten op voor deelname aan deze markten op basis van de technische kenmerken van dergelijke diensten.*

*Het eerste en het tweede lid zijn ook van toepassing op de verstrekking van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten door netbeheerders, tenzij de commissie op basis van een evaluatieverslag, dat op haar website wordt gepubliceerd, tot het oordeel is gekomen, dat de marktgebaseerde verstrekking van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten niet in overeenstemming is met de voorwaarden voor de verstrekking van ondersteunende diensten zoals bepaald overeenkomstig artikel 11, § 2, en een afwijking van deze beginselen heeft toegestaan.*

*De gedragscode bedoeld in artikel 11, § 2, bepaalt de nadere regels van deze afwijking. Deze nadere regels kunnen desgevallend de mogelijkheid inhouden om af te wijken van artikel V.2. van het Wetboek van economisch recht.*

*De netbeheerder stimuleert de toepassing van energie-efficiëntiemaatregelen wanneer deze de noodzaak wegnemen om de elektriciteitscapaciteit op kosteneffectieve wijze uit te breiden of te vervangen, en wanneer zij een efficiënte en veilige werking van het transmissiesysteem ondersteunen.*

*De commissie keurt op voorstel van de netbeheerder de producten en aanbestedingsprocedures voor niet-frequentie gerelateerde ondersteunende diensten goed overeenkomstig haar bevoegdheid krachtens artikel 23, § 2, 51°.*

*De in het vierde lid bedoelde verplichting om niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten te kopen, is niet van toepassing op volledig geïntegreerde netwerkcomponenten.*

*De netbeheerder koopt de energie die hij gebruikt om energieverliezen te dekken en om een reservecapaciteit in het net in stand te houden volgens transparante, niet-discriminerende en op de markt gebaseerde procedures” (eigen nadruk)*

11. Artikel V.2. van het Wetboek van economisch recht waarnaar in artikel 8, §1/1, vierde lid, van de elektriciteitswet wordt verwezen, bepaalt het volgende: “De prijzen van goederen en diensten worden bepaald door de vrije mededinging.”

12. Met toepassing van artikel 23, §2, tweede lid, 51°, van de elektriciteitswet heeft de CREG als taak: “producten en aanbestedingsprocedures voor niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten goedkeuren”.

---

*frequentiegerelateerde ondersteunende dienst, niet geschikt is voor de op de markt gebaseerde voorzieningsregel. Het beginsel voor de verwerving van deze ondersteunende diensten is derhalve de concurrentie tussen de marktdeelnemers te laten werken, waarbij wordt voorzien in de mogelijkheid de markt te reguleren (via een afwijking) indien blijkt dat vrije concurrentie geen economisch efficiënte levering van deze ondersteunende dienst mogelijk maakt die de veiligheid en betrouwbaarheid van het net waarborgt. De invoering van een dergelijk “ex ante”-kader voor ondersteunende diensten betekent dat de (“ex post”) controle op de redelijkheid van de voorgestelde prijzen voor de levering van deze diensten, zoals thans bepaald in artikel 12quinquies, zijn doel verliest: de vaststelling van de prijs(plafonds) is namelijk een van de maatregelen die kunnen worden genomen in het kader van de bovengenoemde afwijking, waardoor de controle ex post overbodig wordt.” <https://www.dekamer.be/FLWB/PDF/55/2831/55K2831001.pdf>*

### 1.2.2. De gedragscode

13. Boek 8 van de gedragscode bevat de bepalingen in verband met de ondersteunende diensten.

Titel 8.1 bevat een aantal beginselen, titel 8.2 behandelt de balanceringsdiensten en titel 8.3 tenslotte de niet-frequentiegerelateerde diensten.

Een paar artikelen zijn vermeldenswaard in deze context, namelijk artikelen 208, 221 en 226. Artikel 208, §1 bevat algemene voorwaarden die van toepassing zijn op alle ondersteunende diensten. Artikel 208, §§2 à 5, bevat de verdere modaliteiten voor het toestaan door de CREG van een afwijking van het principe van de marktgebaseerde verstrekking van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten. Artikelen 221 en 226 bevatten bepalingen in verband met de al dan niet vrijwillige verstrekking van blindvermogensdiensten resp. hersteldiensten, de enige twee niet-frequentiegerelateerde diensten die momenteel ingericht (moeten) worden door de transmissienetbeheerder.

*“Art. 208. §1. De transmissienetbeheerder richt de benodigde ondersteunende diensten in volgens de bepalingen van dit boek, onverminderd de bepalingen betreffende de ondersteunende diensten in de Europese regelgeving en de wet.*

*De ondersteunende diensten worden verstrekt aan de transmissienetbeheerder overeenkomstig de betrokken type-overeenkomsten bedoeld in artikel 3 en worden aangeboden aan redelijke prijzen die representatief zijn voor de aantoonbare kosten verbonden aan de levering van de dienst door de betrokken installatie(s).*

*In voorkomend geval hebben de bepalingen van de afwijkingsbeslissing van de CREG genomen met toepassing van artikel 8, §1/1, van de wet, voorrang op de bepalingen in dit Boek betreffende niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten.*

**§ 2.** *De CREG kan, onverminderd de wet, in het bijzonder artikel 23ter, een afwijking van de marktgebaseerde verstrekking van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten bedoeld in artikel 8, §1/1, van de wet, toestaan wanneer de marktgebaseerde verstrekking van de niet-frequentiegerelateerde ondersteunende dienst geen economisch efficiënte levering van de dienst mogelijk maakt, en dit op twee manieren:*

*via een afwijking voorafgaand aan de organisatie van de aankoopprocedure (“beslissing tot afwijking ex ante”),*

*via een afwijking nadat de resultaten van de aankoopprocedure gekend zijn (“beslissing tot afwijking ex post”).*

*Waar mogelijk werkt de CREG met een beslissing tot afwijking ex ante.*

*Voor een gegeven categorie van netgebruikers en/of installaties worden een beslissing tot afwijking ex ante en een beslissing tot afwijking ex post binnen een zelfde aankoopprocedure niet gecombineerd.*

**§ 3.** *De beslissing tot afwijking van de CREG bevat een uiteenzetting waarom de marktgebaseerde verstrekking van de niet-frequentiegerelateerde ondersteunende dienst geen economisch efficiënte levering van de dienst mogelijk maakt op basis van een evaluatieverslag van de CREG bedoeld in artikel 8, §1/1, van de wet.*

*Het evaluatieverslag van de CREG bedoeld in het vorige lid wordt openbaar geraadpleegd door de CREG op haar website en houdt rekening met de laatste studie van de transmissienetbeheerder bedoeld in artikel 8, §1, derde lid, 20°, van de wet.*

*Een beslissing tot afwijking ex post houdt bovendien rekening met het verslag van de transmissienetbeheerder bedoeld in paragraaf 5.”*

**§ 4.** *De beslissing tot afwijking van de CREG bepaalt de maatregelen om de economisch efficiënte levering van de niet-frequentiegerelateerde ondersteunende dienst te bereiken, te weten:*

*de billijke prijs(s)(zen), prijsplafond(s) en/of prijsformules waartegen de dienst moet worden geleverd of ter beschikking gesteld aan de transmissienetbeheerder in afwijking van artikel V.2 van het Wetboek van economisch recht en/o*

*de netgebruikers en/of installatie(s) die de dienst moeten leveren of ter beschikking moeten stellen van de transmissienetbeheerder, en/of*

*het volume van de dienst die de netgebruiker(s) moet(en) leveren of ter beschikking moet(en) stellen van de transmissienetbeheerder, en de toepassingsvoorwaarden ervan.*

*De maatregelen in de beslissing tot afwijking van de CREG zijn transparant, niet-discriminatoir en proportioneel. Zij worden afdoende gerechtvaardigd.*

*De CREG bepaalt en motiveert in haar beslissing tot afwijking eveneens de duurtijd van de toegekende afwijking die ten gepaste tijde door de CREG wordt geherevalueerd.*

*De beslissing tot afwijking ex ante kan desgevallend met zich meebrengen dat het organiseren van een aankoopprocedure door de transmissienetbeheerder niet langer aan de orde is.*

*De beslissing tot afwijking van de CREG geldt voor de regelzone van de transmissienetbeheerder.*

**§ 5.** *De transmissienetbeheerder informeert de CREG, op basis van een verslag dat bewijsstukken bevat, over de resultaten van elke aankoopprocedure voor niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten zo snel mogelijk na afloop ervan."*

**"Art. 221. § 1.** *Onverminderd het recht voor de transmissienetbeheerder bedoeld in artikel 29, paragraaf 6, van de Europese richtsnoeren SOGL, dient elke transmissienetgebruiker met één of meerdere installaties, die verplicht zijn uitgerust met blindvermogenscapaciteit, deze aan te bieden in het kader van de blindvermogensdienst op vraag van de transmissienetbeheerder.*

**§ 2.** *Elke blindvermogenscapaciteit op een installatie van de transmissienetgebruiker, niet bedoeld in paragraaf 1, kan vrijwillig door de transmissienetgebruiker worden aangeboden aan de transmissienetbeheerder in het kader van de blindvermogensdienst.*

**§ 3.** *De deelname van één of meerdere installaties van lokale transmissienetgebruikers, publieke distributienetgebruikers of CDS-gebruikers aan de blindvermogensdienst, overeenkomstig de type-overeenkomst voor blindvermogensdiensten, is onderworpen aan de voorafgaande toestemming van hun lokale transmissienetbeheerder, publieke distributienetbeheerder of CDS-beheerder en aan de naleving van eventuele technische of operationele beperkingen voor de levering van de dienst opgelegd door deze lokale transmissienetbeheerder, publieke distributienetbeheerder of CDS-beheerder. De betrokken lokale transmissienetbeheerder, publieke distributienetbeheerder of CDS-beheerder kan, mits gepaste motivering, enkel limieten opleggen of deelname weigeren teneinde de veiligheid van zijn net te waarborgen. De modaliteiten voor de kennisgeving aan de transmissienetbeheerder van de toestemming van de lokale transmissienetbeheerder, de publieke distributienetbeheerder of de CDS-beheerder op wiens net de betrokken installaties zijn aangesloten en/of de modaliteiten voor de kennisgeving van de door hem opgelegde limieten dienen te worden opgenomen in de type-overeenkomst voor blindvermogensdiensten."*

**"Art. 226. § 1.** *Elke transmissienetgebruiker kan op vrijwillige basis aan de transmissienetbeheerder hersteldiensten op één of meerdere installaties aanbieden, onverminderd het recht voor de transmissienetbeheerder bedoeld in artikel 15.5, a), ii), van de Europese netcode Rfg.*

**§ 2.** *De deelname van één of meerdere installaties van lokale transmissienetgebruikers, publieke distributienetgebruikers of CDS-gebruikers aan de hersteldienst, overeenkomstig de type-overeenkomst voor hersteldiensten, is onderworpen aan de voorafgaande toestemming van hun lokale transmissienetbeheerder, publieke distributienetbeheerder of CDS-beheerder en aan de naleving van eventuele technische of operationele beperkingen voor de levering van de dienst opgelegd door deze lokale transmissienetbeheerder, publieke distributienetbeheerder of CDS-beheerder. De betrokken lokale transmissienetbeheerder, publieke distributienetbeheerder of CDS-beheerder kan, mits gepaste motivering, enkel limieten opleggen of deelname weigeren teneinde de veiligheid van zijn net te waarborgen. De modaliteiten voor de kennisgeving aan de transmissienetbeheerder van de*

*toestemming van de lokale transmissienetbeheerder, de publieke distributienetbeheerder of de CDS-beheerder op wiens net de betrokken installaties zijn aangesloten en/of de modaliteiten voor de kennisgeving van de door hem opgelegde limieten dienen te worden opgenomen in de type-overeenkomst voor hersteldiensten.”*

### **1.2.3. Het federaal technisch reglement**

14. Het koninklijk besluit van 29 november 2024 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit (hierna: het federaal technisch reglement) bevat o.m. de technische eisen voor de aansluiting van installaties van de transmissienetgebruiker op het transmissienet, onder meer op het vlak van reactief vermogen.

## 2. ANTECEDENTEN

### 2.1. ALGEMEEN

15. Vóór 2017 waren de voorwaarden voor de levering van blindvermogensdiensten opgenomen in niet-gereguleerde contracten, met name de 'CIPU-contracten' of 'Contracts Coordination of Injection of Production Units' tussen Elia en de productie-eenheden van meer dan 25 MW die op het hoogspanningsnet zijn aangesloten.

16. Vanaf 2017, na de inwerkingtreding van de Europese netcode SOGL, wordt de blindvermogensdienst een gereguleerde ondersteunende dienst. Van 2017 tot 2022 werd de aankoopprocedure voor deze dienst in België als volgt georganiseerd.

17. De technisch-economische voorwaarden voor de levering van de dienst worden beschreven in de door de bevoegde regulatoren goedgekeurde type-overeenkomst. De eerste versie van de type-overeenkomst voor de levering van de dienst van regeling van het reactief vermogen en van handhaving van de spanning (ook wel T&C VSP genoemd, voor Terms & Conditions Voltage Service Provider), voorgesteld door Elia, werd in 2020 door de CREG goedgekeurd in haar beslissing (B)2080. De laatste door de CREG goedgekeurde versie dateert van 5 mei 2022<sup>5</sup>.

18. De aankoopprocedure wordt georganiseerd door middel van jaarlijkse veilingen via een door de CREG goedgekeurde aanbestedingsprocedure. Deelname aan de veilingen is verplicht voor bepaalde soorten eenheden en vrijwillig voor andere. De laatste versie dateert van 25 april 2024<sup>6</sup>.

19. Na elke veiling beoordeelde de CREG, overeenkomstig het vroegere artikel 12*quinquies* van de wet (opgeheven door artikel 12 van de wet van 23 oktober 2022), of de door de marktdeelnemers aangeboden prijzen al dan niet manifest onredelijk waren. Op basis van een rapport van Elia bracht de CREG aan de Koning een advies uit over het al dan niet manifest onredelijke karakter van de offertes, met in voorkomend geval een voorstel voor een prijs en een volume. Vervolgens werden koninklijke besluiten genomen om de levering van de blindvermogensdienst op te leggen. Tussen 2017 en 2022 werden ongeveer honderd individuele koninklijke besluiten genomen.

20. Sinds 2022 en de opheffing van artikel 12*quinquies* werd de procedure voor de controle van aanbiedingen van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten, waaronder blindvermogensdiensten, bepaald in artikel 30 van de wet van 23 oktober 2022. Deze nieuwe procedure gaf de CREG de mogelijkheid om rechtstreeks een openbare dienstverplichting op te leggen voor de levering van de dienst in geval van een manifest onredelijk bod voor elke aanbestedingsprocedure voor de aankoop van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten die:

1° lopende is op het moment van inwerkingtreding van deze wet;

2° wordt georganiseerd tussen de inwerkingtreding van deze wet en 1 juli 2024, of;

3° is gestart vóór 1 juli 2024 en is niet afgesloten na 1 juli 2024.

---

<sup>5</sup> Beslissing (B)2376 over het voorstel van Elia Transmission Belgium NV van de modaliteiten en voorwaarden van toepassing op de aanbieders van de regeling van het reactief vermogen en van de handhaving van de spanning, met inbegrip van de type-overeenkomst voor levering van de dienst van regeling van het reactief vermogen en van handhaving van de spanning, met ingang vanaf 1 januari 2023

<sup>6</sup> Beslissing (B)2783 over het voorstel van Elia Transmission Belgium NV van aanbestedingsprocedures voor blindvermogensdiensten voor de periode 2025-2026

21. Na de veilingen van 2023, 2024 en 2025 heeft de CREG een twintigtal individuele beslissingen genomen die, gezien hun vertrouwelijke karakter, niet zijn gepubliceerd. Deze tijdelijke procedure is nu beëindigd en de permanente procedure van artikel 8, §1/1, van de elektriciteitswet is van toepassing op aanbestedingen voor niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten die vanaf juli 2024 worden georganiseerd. Zo werd de aanbesteding in 2024 uitgevoerd voor een periode van twee jaar, namelijk de leveringsperiode 2025-2026.

22. Ook de voorwaarden voor de levering van de MVar-dienst zijn sinds 2016 geëvolueerd. De voorwaarden zijn opgenomen in de door de CREG goedgekeurde T&C VSP. Deze evoluties zijn onder meer het gevolg van studies die Elia heeft uitgevoerd in het kader van de tariefstimulansen van de CREG (zie paragraaf 18). Een nieuwe versie van de T&C VSP werd door Elia ingediend op 19 september 2025 en maakt momenteel het voorwerp uit van een goedkeuringsprocedure bij de CREG ; een beslissing van de CREG wordt verwacht in januari.

23. In het kader van haar taken inzake de controle van het al dan niet manifest onredelijk karakter van de aanbiedingen voor ondersteunende diensten en in het bijzonder voor de MVar-dienst, heeft de CREG de volgende studies besteld of ontvangen:

- In 2016 heeft DNV-GL (nu Kema) een onderzoek uitgevoerd naar de kosten van het leveren van de blindvermogensdienst. Dit onderzoek werd op 24 maart 2016 tijdens een workshop aan de marktpartijen gepresenteerd.
- In 2018 heeft de consultant Consentec in opdracht van Elia een Europese benchmarkstudie uitgevoerd, getiteld 'MVar Ancillary Services: Organisational Principles in European Countries'. Deze studie werd in 2020 geactualiseerd.
- In 2024 werd een studie uitgevoerd door een externe consultant, Sia Partners, over de directe en indirecte kosten van de levering van de blindvermogensdienst.

24. Op 1 april 2025 heeft Elia, voor het eerst en overeenkomstig artikel 8, §1, derde lid, 20°, van de elektriciteitswet, een studie ingediend over de beschikbaarheid, voor een periode van vijf jaar, van middelen om de blindvermogensdiensten te dekken (hierna beschikbaarheidsstudie 2025 genoemd). Elia heeft een niet-vertrouwelijke versie op haar website<sup>7</sup> gepubliceerd.

25. Op 23 oktober 2025 heeft het Directiecomité van de CREG de voorlopige versie ter raadpleging goedgekeurd van het evaluatieverslag betreffende het economisch efficiënt karakter van de verstrekking van blindvermogensdiensten aan Elia Transmission Belgium NV voor de periode 2025-2030 (hierna het evaluatieverslag van de CREG genoemd), dat als bijlage 1 bij deze beslissing is gevoegd. De bovengenoemde studies zijn in hun niet-vertrouwelijke versie toegevoegd als bijlage bij het evaluatieverslag van de CREG.

## 2.2. RAADPLEGING

26. Het directiecomité van de CREG besliste, op grond van artikel 23, § 1, van zijn huishoudelijk reglement, in het kader van het vaststellen van de huidige afwijking ex ante, om, met toepassing van artikel 208, § 3, tweede lid, van de gedragscode en artikel 33, § 1, van zijn huishoudelijk reglement, een openbare raadpleging over de ontwerpbeslissing (B)3120, met inbegrip van het evaluatieverslag van de CREG in bijlage 1, te organiseren op de website van de CREG voor een periode van vier weken die afliep op 21 november 2025.

---

<sup>7</sup> [Niet-vertrouwelijke versie](#)

27. De CREG ontving vier niet-vertrouwelijke reacties, met name van BOP, Elia, FEBEG en Febeliec, en twee reacties met aanduiding van vertrouwelijke elementen, met name van BASF en BSTOR. In bijlage 2 worden de niet-vertrouwelijke versies van de consultatiereacties toegevoegd.

28. De ontvangen consultatiereacties worden behandeld in hoofdstukken 4, 5 en 6 van deze beslissing, naargelang de (algemene of meer specifieke) aard van de opmerkingen.

### **3. CONTEXT VAN DE AFWIJING**

29. Het evaluatieverslag van de CREG, dat als bijlage 1 bij deze beslissing wordt gevoegd, besluit dat de markt de blindvermogensdiensten (hierna ook “blindvermogensdienst” of “MVAR-dienst” genoemd) niet op een economisch efficiënte manier kan leveren. Bijgevolg is het, met toepassing van artikel 8, § 1/1, van de elektriciteitswet, aan de CREG om een afwijking van de marktprincipes toe te staan en de maatregelen te definiëren die het mogelijk maken om deze niet-frequentiegerelateerde ondersteunende dienst op een economisch efficiënte manier te verlenen.

30. De modaliteiten voor de toekenning van een afwijking van het principe van de marktgebaseerde verstrekking van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten door de CREG worden vastgelegd in artikel 208 van de gedragscode van de CREG.

31. Overeenkomstig artikel 208, § 2 van de gedragscode kan de CREG een afwijking op twee manieren toestaan:

- a) via een afwijking voorafgaand aan de organisatie van de aankoopprocedure (“beslissing tot afwijking ex ante”),
- b) via een afwijking nadat de resultaten van de aankoopprocedure gekend zijn (“beslissing tot afwijking ex post”).

Waar mogelijk werkt de CREG met een beslissing tot afwijking ex ante (artikel 208, §2, tweede lid).

32. Voor een gegeven categorie van netgebruikers en/of installaties worden een beslissing tot afwijking ex ante en een beslissing tot afwijking ex post binnen een zelfde aankoopprocedure niet gecombineerd (artikel 208, §2, laatste lid).

33. Overeenkomstig artikel 208, § 4, eerste lid van de gedragscode zijn er drie soorten mogelijke maatregelen die de afwijking kunnen vormen:

- a) de billijke prijs(s)(zen), prijsplafond(s) en/of prijsformules waartegen de dienst moet worden geleverd of ter beschikking gesteld aan de transmissienetbeheerder in afwijking van artikel V.2 van het Wetboek van economisch recht en/of
- b) de netgebruikers en/of installatie(s) die de dienst moeten leveren of ter beschikking moeten stellen van de transmissienetbeheerder, en/of
- c) het volume van de dienst die de netgebruiker(s) moet(en) leveren of ter beschikking moet(en) stellen van de transmissienetbeheerder.

34. De beslissing tot afwijking van de CREG bepaalt ook de toepassingsvoorwaarden ervan (artikel 208, § 4, eerste lid, van de gedragscode).

35. De maatregelen in de beslissing tot afwijking van de CREG zijn transparant, niet-discriminatoire en proportioneel. Ze worden afdoende gerechtvaardigd (artikel 208, §4, tweede lid, van de gedragscode).

36. De CREG bepaalt en motiveert in haar beslissing tot afwijking eveneens de duurtijd van de toegekende afwijking die ten gepaste tijde door de CREG wordt geherevalueerd (artikel 208, §4, derde lid, van de gedragscode).

37. De beslissing tot afwijking van de CREG geldt voor de regelzone van de transmissienetbeheerder (artikel 208, § 4, laatste lid, van de gedragscode). De regelzone van de transmissienetbeheerder omvat zowel het transmissienet als de lokale transmissienetten die door Elia worden beheerd. De gebruikers van het transmissienet en de gebruikers van het lokale transmissienet worden hierna aangeduid met de term “gebruikers van het Elia-net”.

## **4. EVALUATIE VAN ALGEMENE OPMERKINGEN ONTVANGEN IN HET KADER VAN DE OPENBARE RAADPLEGING**

38. De CREG wenst vooreerst alle respondenten te bedanken voor de algemeen heel relevante, kritische en constructieve opmerkingen.

39. In dit hoofdstuk behandelt de CREG de algemene opmerkingen van marktpartijen bij de noodzaak, vastgesteld door de CREG, tot ex ante afwijking van de marktgebaseerde aanpak, het concrete voorstel voor de ex ante afwijking voor SPGM, PPM en SPM als het voorstel van behoud van een ex post evaluatie met mogelijke ex post afwijking voor de andere categorieën van technische eenheden<sup>8</sup>. De specifieke opmerkingen die niet in dit hoofdstuk worden opgenomen, worden in de relevante secties van hoofdstukken 5 en 6 opgenomen.

### **4.1. NOODZAAK AFWIJING MARKTGEBASEERDE AANPAK**

40. BOP, BSTOR en Febeliec gaan akkoord met de vaststelling van de CREG dat voor de beschouwde tijdshorizon 2027-2029 een afwijking nodig is op het principe van marktgebaseerde aankoop van de MVAR dienst. Dit op basis van het lokale karakter van de dienst en de beperkte liquiditeit op zowel nationaal als op lokaal niveau zoals aangegeven door Elia in haar beschikbaarheidsrapport. BSTOR en Febeliec onderstrepen deze afwijking te beschouwen als een tijdelijke overgangsregeling naar marktgebaseerde werking. De CREG besluit dat de noodzaak voor prijsinterventie voor de beschouwde tijdshorizon door de meeste marktspelers ondersteund wordt.

41. FEBEG is echter van mening dat de noodzaak voor prijsinterventie niet voldoende werd aangetoond en betreft de “niet-marktgebaseerde aanpak”. De CREG is het hier niet mee eens. Volgens de CREG is het hoge marktaandeel van de grootste 2 à 3 spelers in de levering van de dienst een belangrijke indicator dat er onvoldoende competitie is om een efficiënte prijsvorming te garanderen zonder regulatorisch toezicht. De CREG benadrukt ook dat ze bij de concrete uitwerking van

---

<sup>8</sup> Zie de T&C VSP voor de definitie van “technische eenheid”. In deze beslissing verwijst de term “technische eenheid” in het geval van een aggregatie (van technische eenheden) of een DSO naar het “Meetpunt van de Diensten” zoals gedefinieerd in de VSP-voorwaarden.

de afwijking een maximaal behoud van marktgebaseerde principes nagestreefd heeft. Het is bijvoorbeeld belangrijk te vermelden dat de combinatie van een aanbestedingsprocedure met prijsplafonds, ingevoerd in Duitsland in juni 2025, voorgesteld wordt onder de noemer “marktgebaseerde aankoop van de MVAR dienst<sup>9,10</sup>”. De aanbestedingsprocedure gebeurt op lokaal niveau met prijsplafonds die door de betrokken TSO worden bepaald. Net als in Spanje geldt deze marktgebaseerde procedure in Duitsland enkel voor vrijwillige deelname buiten de wettelijk vereiste technische limieten. In deze landen, wordt de technische capaciteit binnen de wettelijk vereiste technische limieten niet geresunereerd.

42. FEBEG en FEBELIEC merken op dat omwille van de verwachte evoluties van de komst van grootschalige batterijen, deze conclusie niet voor de volledige periode van 2025-2030 mag gelden. Een herevaluatie op kortere termijn dringt zich op om de invloed van de energiemix op de liquiditeit en competitiviteit van het aanbod aan MVAR-middelen, te herevalueren. De CREG gaat hiermee akkoord en onderstreept dat de huidige afwijking geldig is voor de periode 2027-2029 en dat de noodzaak voor een afwijking, en de afwijking zelf, binnen ten laatste drie jaar wordt geherevalueerd.

43. FEBELIEC geeft daarbij aan dat mogelijks een marktgebaseerde aankoop wel mogelijk is op bepaalde plaatsen in het Elia-net waar het aanbod en liquiditeit van de beschikbare middelen hoger is. FEBELIEC stelt voor dat bij de volgende evaluatie van de beschikbaarheid van de dienst, Elia en de CREG de liquiditeit van de MVAR dienst op lokaal niveau beoordelen. De CREG gaat hiermee akkoord en zal met Elia bekijken hoe deze lokale beoordeling kan uitgevoerd worden in de volgende beschikbaarheidsstudie van Elia.

44. FEBEG benadrukt dat een stimulerend beleid nodig is voor vrijwillige deelname om een hogere liquiditeit van de dienst te realiseren. Hiertoe dienen toetredingsbarrières weggewerkt te worden zoals gebrek aan transparantie over de prijsvorming en de (lokale) MVAR-behoefte op niveau van de Elia onderstations. De CREG gaat hiermee akkoord. De manier om deze toetredingsbarrières concreet weg te werken, wordt verderop in deze beslissing besproken.

45. BASF die als gesloten distributienetbeheerder met condensatorbanken zowel de rol van netbeheerder als VSP naar Elia vervult, geeft in haar antwoord op de publieke raadpleging aan dat ook om fysieke redenen een afwijking van een volledig vrije markt nodig is. De systeembeheerder moet steeds de finale beslissingsbevoegdheid behouden over waar en hoeveel reactieve energie kan worden geïnjecteerd of afgenomen om zo de spanning op zijn eigen net binnen voorgeschreven grenzen te houden. De CREG gaat hiermee akkoord en benadrukt dat deze beslissingsbevoegdheid van netbeheerders dient te gebeuren op basis van transparante, objectieve en technische criteria.

46. Elia, tenslotte, merkt op dat prijscompetitie slechts van toepassing is voor de levering van de dienst in manuele mode. Dit is een belangrijke factor die niet eerder aan bod kwam bij de evaluatie van de competitiviteit van de dienst in het evaluatieverslag (RA) 3125 dat samen met de ontwerpbeslissing (B)3120 geraadpleegd werd. De CREG heeft dit element geïntegreerd in de finale versie van het evaluatieverslag (RA)3125. Deze factor zal verder uitgediept worden bij een volgende evaluatie van de competitiviteit van levering van de MVAR dienst.

---

<sup>9</sup> Vrije vertaling : <https://www.netztransparenz.de/en/Ancillary-Services/Voltage-stability/Market-based-procurement-of-reactive-power-in-accordance-with-Section-12h-EnWG>

<sup>10</sup>[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-072/BK6-23-072\\_beschaffungskzept.pdf?\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-072/BK6-23-072_beschaffungskzept.pdf?_blob=publicationFile&v=4)

#### 4.1.1. Voorstel tot ex ante afwijking voor SPGM, onshore PPM en SPM

47. De CREG merkt op dat er verschillende visies zijn over het voorstel tot een ex ante afwijking voor de technische eenheden van het type SPGM, onshore PPM en SPM.

48. BASF neemt nota van het voorstel van de CREG om de ex ante aanpak momenteel te beperken tot SPGM, onshore PPM en SPM. BASF kan deze keuze ondersteunen gezien de huidig beschikbare informatie over de kosten voor het leveren van de MVAR dienst met andere assets. BASF hoopt echter dat de pool van assets waarvoor (ex ante) prijsplafonds per technologie gelden, in de toekomst kan worden uitgebreid, bijvoorbeeld voor inverter-gebaseerde verbruiksinstallaties. Eigenaars van dergelijke assets hebben volgens BASF vaak beperkte kennis van de dienst en weinig bereidheid om gedetailleerde berekeningen te maken. Volgens BASF vormen prijsplafonds per categorie daarom een belangrijke vereenvoudiging. De CREG bedankt BASF voor het delen van haar visie en ervaring met betrekking tot assets bij verbruiksinstallaties. De CREG stelt vast dat BASF het gebruik van prijsplafonds als een instrument beschouwt om de (vrijwillige) deelname van verbruiksinstallaties aan de MVAR dienst te faciliteren.

49. Febeliec gaat akkoord met het voorstel van ex ante afwijking voor de technische eenheden type SPGM, onshore PPM en SPM en het behoud van de huidige ex post procedure voor de andere categorieën van technische eenheden. Ook BSTOR gaat akkoord dat algemeen het principe van ex ante derogatie<sup>11</sup> te verkiezen is boven het principe van ex post evaluatie (met mogelijke ex post derogatie) omwille van het gebrek aan transparantie en efficiëntie van de ex post evaluatie op individueel niveau. De CREG bedankt Febeliec en BSTOR voor het ondersteunen van de door CREG voorgestelde aanpak onder de aanname dat prijsregulering nodig is.

50. FEBEG daarentegen wenst expliciet de huidige ex post aanpak te behouden. FEBEG benadrukt dat het gebrek aan transparantie over de vastgestelde prijzen toegekend aan de ex post evaluatie op andere manieren kan weggewerkt worden, zoals via workshops of door de publicatie van de externe studies in bijlage van de afwijkingsbeslissing. De combinatie van een verplichte deelname en een prijsinterventie is immers volgens FEBEG heel risicovol. FEBEG benadrukt daarom dat een uitzondering steeds mogelijk moet zijn, indien marktactoren kunnen aantonen dat de kosten hoger liggen dan de opgelegde prijzen.

51. De CREG is het eens met FEBEG over de noodzaak aan transparantie over de kostenstructuur, de criteria voor het definiëren van “redelijke prijzen” en de vaststelling dat prijsregulering een delicate oefening is. De CREG is echter van mening dat in de huidige marktcontext deze complexiteit niet omzeild kan worden. Zoals FEBEG immers zelf aangeeft, is de kalibratie van zowel de ex ante als ex post prijsregulering een heel delicate oefening. De CREG is van mening dat deze delicate oefening best via een aan openbare raadpleging onderworpen beslissing plaatsvindt. Het is via deze weg dat marktpartijen kunnen reageren als de door de CREG voorgestelde prijsinterventies niet marktconform zouden zijn. Op basis van het antwoord van FEBEG in de publieke raadpleging, vormen de voorgestelde prijsplafonds voor de beoogde categorieën van technische eenheden onder de ex ante afwijking geen “breuk” met de historische inschattingen gemaakt in het kader van de voorgaande MVAR aanbestedingen. De CREG gaat hiermee akkoord en herinnert eraan dat de doelstelling van de ex ante afwijking effectief erin bestaat om de bestaande kennis en ervaring bij marktpartijen en de CREG over een “redelijke vergoeding” van de MVAR dienst te vertalen in een transparante en voor iedere marktpeler identieke technologie-afhankelijke bovengrens. De mogelijkheid om boven het prijsplafond vergoed te worden, indien marktpelers de noodzaak hiervoor kunnen aantonen, is niet wenselijk vanuit het standpunt van niet-discriminatie en betaalbaarheid van de dienst. De CREG wenst

---

<sup>11</sup> De termen “afwijking” en “derogatie” worden in deze beslissing door elkaar gebruikt, met dezelfde betekenis. De term “afwijking” is evenwel de term die gebruikt wordt in artikel 8, §1/1, van de elektriciteitswet en artikel 208 van de gedragscode en geniet bijgevolg de voorkeur.

te herinneren dat, voor de categorieën technische eenheden waarvoor de ex ante afwijking van toepassing is, de prijsplafonds voor de activatieprijzen bepaald zijn op basis van ‘worst case’ scenario’s.

52. Hoewel BSTOR in principe een ex ante afwijking verkiest, is ze van mening dat er voor batterijen nog onvoldoende meetdata zijn om de effectieve kosten van de MVAR dienst in te schatten. Volgens BSTOR onderschat de studie van Sia Partners de kosten voor MVAR-levering door batterijen. BSTOR stelt voor om in afwachting van een grotere periode aan meetdata, de ex post afwijking te behouden. De CREG ziet echter niet in hoe een ex post afwijking soelaas biedt voor het probleem van “tekort aan meetdata” gezien marktdeelnemers al in Q1 2027 aan de veiling moeten deelnemen en een bieding indienen in Q2 2026. De termijn om extra meetdata te verzamelen en te analyseren is dus beperkt. Bovendien, indien de CREG zou instemmen met een ex post aanpak voor batterijen, zou de CREG voor de evaluatie van de redelijkheid van de prijzen meetdata moeten opvragen om deze ex post evaluatie op niet-discriminerende wijze te kunnen uitvoeren.

Bovendien wenst de CREG de ex post evaluatie te beperken tot de categorieën van technische eenheden gekenmerkt door grote onderlinge verschillen tussen de ene technische eenheid en de andere, wat voor batterijen a priori niet het geval is. De CREG wenst dus voor batterijen het principe van ex ante afwijking te behouden op basis van de gegevens uit de studie van Sia Partners, evenwel rekening houdende met de gegevens ontvangen van BSTOR tijdens de openbare raadpleging.

#### **4.1.2. Voorstel tot behoud van ex post evaluatie met mogelijke afwijking voor andere categorieën van technische eenheden**

53. BOP gaat akkoord met de vaststellingen in de studie van Sia Partners dat actieve verliezen de belangrijkste kostenpost vormen voor de levering van de MVAR dienst, en dat deze voor offshore heel sterk afhankelijk zijn van park-specifieke randvoorwaarden. BOP ondersteunt dan ook het voorstel van de CREG om voor offshore windparken geen ex ante prijsplafond op te leggen maar een case-by-case evaluatie uit te voeren met mogelijkheid van een ex post prijsinterventie zoals vandaag gebeurt.

54. Febeliec gaat ook akkoord om de ex post aanpak voor verbruiksinstallaties te behouden. BASF ondersteunt het behoud van de ex post aanpak voor verbruiksinstallaties op dit ogenblik. Zoals echter in paragraaf 48 gemotiveerd, is BASF a priori voorstander van ex ante prijsplafonds per categorie van asset omdat deze vereenvoudiging deelname kan faciliteren.

55. De CREG merkt op dat marktpartijen het behoud van een ex post aanpak voor de voorgestelde categorieën van technische eenheden ondersteunen. De CREG erkent dat deze optie de voorkeur geniet indien de kostenstructuur binnen eenzelfde categorie van technische eenheden niet in eenvoudige kostenformules kan uitgedrukt worden. De CREG sluit zich aan bij de visie van BASF dat deze pool van assets stelselmatig kleiner moet worden naarmate meer informatie beschikbaar is om tot een ex ante afwijking over te gaan.

## **4.2. AANBESTEDING MET EX ANTE BEPAALDE TECHNOLOGIE-AFHANKELIJKE PRIJSPLAFONDS**

### **4.2.1. Activatieprijzen**

56. Op basis van de antwoorden van marktpartijen begrijpt de CREG dat indien voor een ex ante afwijking wordt gekozen, de keuze voor de optie met technologie-afhankelijke formules voor de prijsplafonds ondersteund wordt. Dit onder voorbehoud dat een verplichte deelname aan de dienst nooit verlieslatend mag zijn, zoals benadrukt door FEBEG, BSTOR en BOP en anderzijds dat de totale

kosten voor de MVAR dienst op het Elia net aanvaardbaar blijven, zoals benadrukt door Febeliec en Elia.

57. FEBEG gaat akkoord met het principe dat deze bovengrenzen kostenreflectief moeten zijn en benadrukt dat prijsbanden<sup>12</sup>, belangrijk zijn om de kosten goed te reflecteren. FEBEG gaat ook akkoord met het voorstel om de onzekerheid weg te nemen over de elektriciteitsprijs waarmee rekening gehouden moet worden voor de compensatie van de energieverliezen bij het bepalen van de biedingen, en bijgevolg de ex ante bovengrenzen uit te drukken in termen van specifieke energieverliezen of energieverliesratio's.

58. FEBEG onderlijnt hierbij dat het gebruik van de "worst case" scenario's uit de studie van Sia Partners als bovengrens, duidelijk te verkiezen is vergeleken met het toepassen van gemiddelden. FEBEG erkent dat de MVARh prijzen op basis van deze waarden gecombineerd met de huidige forward prijzen, in lijn zijn met de verwachtingen en geen "breuk" vormen met de historische inschattingen gemaakt in het kader van voorgaande tenders. Volgens FEBEG, garanderen deze waarden een zekere mate van continuïteit voor de leden. De CREG bedankt FEBEG voor het bevestigen van deze vaststellingen, gezien het belang van continuïteit en voorspelbaarheid voor de huidige en toekomstige marktdeelnemers. De CREG onderstreept hierbij dat deze worst case scenario's als bovengrens dienen en dat zolang door sommige marktspelers aan die bovengrens geboden wordt, het moeilijk te staven is dat competitieve randvoorwaarden zijn bereikt en dus een afwijking op marktgebaseerde principes – althans lokaal - overbodig is.

59. Febeliec geeft aan dat de bovengrenzen ook zouden moeten vastgesteld worden per prijsband, maar stelt vast dat dit in het voorstel van de CREG niet het geval is. De CREG erkent dat ze in haar ontwerpbeslissing (B)3120 bij het vaststellen van de bovengrens voor de specifieke energieverliezen geen rekening gehouden heeft met het onderscheid tussen het eerste en het tweede regelbereik (hierna ook: "lage prijsband" en "hoge prijsband". Deze aanpassing wordt opgenomen in paragraaf 159 van deze beslissing.

60. Elia merkt op dat de settlement van de MVAR dienst op maandbasis gebeurt en dat het niet volledig duidelijk is of voor de referentieprijs op basis van forward prijzen de VSP kan kiezen tussen de jaarlijkse en de maandelijke forward prijzen. De CREG verduidelijkt dat tot nu toe tussen beide forward prijzen kon gekozen worden, naast de keuze voor de dagmarktprijs. In haar ontwerpbeslissing (B)3120 stelde de CREG voor om deze keuzevrijheid te behouden. De CREG meent bij nader inzien dat echter dat voor wat forward prijzen betreft, de maandelijke forward prijzen de voorkeur genieten vanuit het standpunt van kostenreflectiviteit. De CREG stelt voor dat Elia deze wijziging voorlegt voor publieke raadpleging in het kader van de aanbestedingsprocedures. De CREG herneemt deze reflectie in paragraaf 165.

61. Meer principieel benadrukt BSTOR het oneens te zijn met de manier waarop de prijsplafonds worden bepaald, en in het algemeen met de onrechtstreeks achterliggende stelling dat het leveren van deze dienst aan kostprijs dient te gebeuren, zonder enige vorm van winst. Het leveren van blindvermogen is een vaak onderschatte uitdaging van de energietransitie en batterijen kunnen hier een structurele oplossing bieden: zij kunnen blindvermogen leveren met een snelheid en een nauwkeurigheid die geen enkele andere technologie kan bieden. Ook FEBEG hekelde in haar antwoord op de openbare raadpleging tot wijziging van de gedragscode het principe waarbij "redelijke prijzen" als "kosten-reflectief" gedefinieerd worden. FEBEG wees erop dat in een vrije marktcontext de marktprijs niet enkel door het aanbod maar ook door de vraagzijde bepaalt wordt. De CREG gaat akkoord met de stelling dat batterijen een cruciale bijdrage leveren voor de stabiliteit van het net in de huidige en toekomstige energiemix, onder meer voor het handhaven van de spanning. De CREG gaat ook akkoord dat er een redelijke marge mag zijn voor het leveren van de MVAR dienst, zonder

---

<sup>12</sup> zoals opgenomen in de T&C VSP

dewelke een vrijwillige deelname ontmoedigd wordt. De voorgestelde prijsplafonds op basis van een “bottom-up approach” voorzien volgens de CREG reeds in een dergelijke winstmarge aangezien de plafonds gebaseerd zijn op *worst-case* aannames qua verliezen. Tenslotte zijn in een competitieve markt de biedingen kosten-reflectief en de winstmarges hierdoor typisch gezien redelijk beperkt en/of bepaald door de marginale kosten van de marginale eenheid. De CREG hanteert dus in het kader van deze afwijking voor het bepalen van de prijsplafonds de definitie van “redelijke prijzen” als “kosten-reflectief”, zoals opgenomen in artikel 208, §1, van de gedragscode.

62. BSTOR benadrukt dat de remuneratie van de energieverliezen rekening moet houden met de specifieke kostenstructuur eigen aan batterijen (BESS). De energieverliezen ten gevolge van de levering van de MVAR dienst resulteren immers in een *self-discharge* van de batterij omdat de interne BESS controller continu het actief vermogen setpunt nastreeft. Deze self-discharge vertaalt zich in kosten op drie niveaus, met name op niveau van (1) de levensduur van de batterij, (2) de *Round Trip Efficiency* en (3) de eventuele toename van de regelfouten of control errors met eventuele impact op de kwaliteit van aFRR-dienstverlening of impact op de BRP perimeter. De studie van Sia Partners houdt niet expliciet rekening met deze drie kostenposten en onderschat op die manier de werkelijke kosten van de MVAR-dienst voor batterijen. De CREG gaat akkoord met de door BSTOR uitgelijnde redenering dat de impact op de levensduur van de batterij ontbreekt. De CREG voorziet een aanpassing van de formule van prijsplafonds voor BESS installaties voor wat betreft de impact op de levensduur. Wat de impact op de aFRR-dienstverlening of de impact op de BRP perimeter betreft, merkt de CREG op dat deze impact, indien effectief bestaande voor BESS met interne regeling voor het volgen van een actief vermogenssetpunt, ook voor andere installaties zou gelden. Een andere behandeling van BESS-installaties ten opzichte van andere aFRR-leverende eenheden die MVAR diensten moeten leveren, lijkt op dit ogenblik, en zonder meetdata, niet aan de orde (zie ook opmerking in paragraaf 155).

63. Elia tenslotte stelt de vraag of een ex ante prijsregulering in de vorm van prijsplafonds het risico met zich meebrengt dat alle VSPs aan het prijsplafond bieden, wat een impact zou hebben op de totale kostprijs voor de MVAR dienst. Het argument dat de CREG in haar ontwerpbeslissing (B)3120 aanhaalt, namelijk dat bij competitieve randvoorwaarden VSPs onder het prijsplafond zullen bieden, is bovendien volgens Elia slechts geldig voor de manuele levering van de dienst. De CREG begrijpt deze bezorgdheden. De CREG erkent dat dit een risico vormt maar benadrukt dat de voorgestelde prijsplafonds qua grootteorde in lijn zijn met de referentieprijzen die de CREG tot nu toe hanteerde bij het evalueren van het “manifest onredelijk karakter van de prijzen”. Ook bij die ex post evaluatie diende de CREG soms – bij gebrek aan werkelijke meetdata – zich te beroepen op de cijfers aangeleverd door de VSPs en op de cijfers uit de externe studies. Wat de neerwaartse druk op de biedprijzen bij competitieve randvoorwaarden betreft, erkent de CREG dat het concurrentieel aspect enkel direct van toepassing is voor de manuele levering van de dienst. Echter, zolang er geen onderscheid is tussen de prijzen voor manuele en automatische levering van de dienst, kan competitie voor de manuele levering een impact op de prijzen voor de automatische levering. Dit element dient bij een toekomstige evaluatie van de “competitiviteit van de dienst” zeker mee opgenomen te worden. Bovendien is een van de doelstellingen van de ex ante afwijking het aantrekken van nieuwe resources voor de dienstverlening, wat een lichte stijging van de totale kosten kan rechtvaardigen. De daaruit voortvloeiende betere spreiding van de regelbronnen zal naar verwachting echter de efficiëntie van de activaties verbeteren, waardoor de geactiveerde volumes en dus de totale kosten van spanningsbeheer zullen dalen.

#### **4.2.2. BRP-perimetercorrectie in compensator modus**

64. Wat betreft de BRP-perimetercorrectie in compensator-modus, geïntroduceerd in het voorstel van Elia van T&C VSP ingediend ter goedkeuring, erkent FEBEG dat deze nuttig zijn voor de marktspelers om de impact ervan te minimaliseren. De CREG had zich op die BRP-perimetercorrectie

gebaseerd bij het bepalen van de bovengrenzen van de remuneratie van de dienst in compensatormodus.

65. Echter, op basis van de reacties van BOP en BSTOR roepen de concrete modaliteiten, toepassing en pertinentie van deze BRP-perimetercorrectie vragen op. Het gemiddeld energieverbruik in compensatormodus hangt bij een offshore windpark ook af van het eigenverbruik dat niets met de MVAR dienst te maken heeft. Bij batterijen is de onbalans niet één-op-één gelinkt met de energieverliezen bij de MVAR-levering gezien de interne BESS-controller een actief vermogenspunt tracht te volgen. Bovendien zijn, zoals BOP aangeeft, de VSP en de BRP vaak andere partijen en zijn de kosten die de VSP dient te dragen bij afname niet één-op-één gelinkt aan de (eventueel) vermeden onbalanskosten bij de BRP. Deze reacties werden met Elia besproken op basis waarvan geconcludeerd werd dat de toepassing van de in het voorstel van T&C VSP voorziene BRP-perimetercorrectie dient beperkt en verduidelijkt te worden.

66. De CREG besluit op basis van bovenstaande dat er bij het bepalen van de vergoeding van de MVAR dienst in compensatormodus geen rekening moet worden gehouden met een eventuele BRP perimeter correctie. Gezien de energieverliezen voor de levering van de MVAR dienst volgens de studie van Sia Partners een gelijkaardig verloop hebben in compensatormodus en injectiemodus,<sup>13</sup> stelt de CREG voor om voor beide werkingsmodi dezelfde plafonds voor de specifieke energieverliezen te hanteren, weliswaar geëvalueerd aan een referentieprijis voor elektriciteitsafname in plaats van aan een referentieprijis voor elektriciteitsinjectie. Deze aanpassing wordt opgenomen in paragraaf 166 van deze beslissing.

67. Tenslotte noteert de CREG dat de introductie van een BRP-perimetercorrectie in het kader van de levering van MVAR-dienst enkel kan toegepast worden na aanpassing van de type-overeenkomst van de balanceringsverantwoordelijke (het BRP-contract of "T&C BRP") zoals aangegeven in artikel I.1.5 van het voorstel van Elia van de T&C VSP. Elia overweegt deze aanpassing door te voeren bij de herziening van de voormelde type-overeenkomst van de balanceringsverantwoordelijke gepland in Q2 2026.

#### **4.2.3. Ontkoppeling van prijsbanden**

68. BOP herinnert eraan dat het koppelen van de hogere en lagere prijsbanden, zoals voorzien in de ter goedkeuring ingediende T&C VSP, leidt tot een onduidelijke of onjuiste compensatie voor de hogere prijsbanden. BOP illustreert dit in haar antwoord op de publieke raadpleging met een cijfervoorbeeld.

69. De CREG is het eens met de analyse van BOP. De CREG bevestigt dat ze in haar voorstel van plafonds voor de actieve energieverliezen ook uitgegaan van de aanname dat bij het activeren van een technische eenheid tot haar limiet  $Q_{\max}$ , dit volledige volume aan de hogere prijsband wordt gremunereerd. Dit vergt een wijziging van het voorstel van Elia van de T&C VSP.

70. De CREG erkent het risico dat het ontkoppelen van prijsbanden tot hogere kosten voor de levering van de MVAR-dienst kan leiden indien marktpartijen hun biedingen niet aanpassen aan deze nieuwe vergoedingsformule. De CREG benadrukt daarom dat marktpartijen hun biedingen voor de hoge prijsband ("high band") neerwaarts herzien ten opzichte van hun historische biedingen. In parallel vraagt de CREG dat Elia bij manuele activatie van de dienst ernaar streeft om in de condities met voldoende lokale liquiditeit aan middelen, binnen de lage prijsband te activeren.

---

<sup>13</sup> Met uitzondering van offshore PPMs waarbij de onderzeese kabels een significante capacatieve belasting vormen dat ter hoogte van het aansluitingspunt op het Elia-net gecompenseerd dient te worden.

71. Daarnaast betekent een ontkoppeling van de prijsbanden dat de in de ontwerpbeslissing (B)3120 voorziene risicopremie van 1,00 €/MVA<sub>rh</sub> voor ongeplande onbeschikbaarheid van SPGM installaties bij activatie aan de technische limieten, aangepast worden. Om gemiddeld gezien dezelfde vergoeding te bekomen als in de geconsulteerde ontwerpbeslissing (B)3120, dient de risicopremie van 1,00 €/MVA<sub>rh</sub> te vermindervuldigd te worden met een factor  $\frac{(1-X)}{2}$  met de parameter X (%) die de limiet die de scheiding tussen de lage prijsband en de hoge prijsband markeert<sup>14</sup> (zie paragraaf 170).

#### 4.2.4. Investeringskosten en operationele kosten

72. Op basis van de antwoorden van marktpartijen begrijpt de CREG dat ook het voorstel om de vaste kosten niet te variabeliseren in de activatieprijs maar apart te vergoeden met een forfaitair bedrag, algemeen positief onthaald wordt. Dit onder voorbehoud dat deze forfaitaire vergoeding beperkt blijft tot de kosten die rechtstreeks gelinkt zijn aan de levering van de MVA<sub>r</sub> dienst en niet voortvloeien uit wettelijke verplichtingen en conformiteit van de technische eenheid aan de relevante technische reglementen, zoals benadrukt door Elia, en dat deze forfaitaire vergoedingen proportioneel en efficiënt zijn, zoals benadrukt door zowel Elia als Febeliec.

#### 4.2.5. Jaarlijkse operationele kosten

73. FEBEG benadrukt dat het belangrijk is om de kosten te berekenen per technische eenheid, aangezien in werkelijkheid de kosten voor elke technische eenheid van toepassing zijn. Een berekening per toegangspunt is volgens FEBEG niet correct.

74. BOP geeft aan dat de jaarlijkse operationele kosten veel hoger oplopen dan 10.000 €/jaar. Ook BSTOR geeft aan dat dit bedrag onvoldoende is om alle administratieve kosten te dekken.

75. Elia daarentegen uit bezorgheden ten aanzien van een forfaitaire vergoedingen, met name op niveau van de precedentwaarde. Elia stelt voor om deze vergoeding te beperken tot technische eenheden die vrijwillig deelnemen. Ten eerste is dit bedrag bedoeld om kosten te dekken die binnen de verantwoordelijkheid van de VSP vallen om de technische regelcapaciteit beschikbaar te stellen aan de netbeheerder en deze op diens verzoek te activeren. Aan de andere kant zou het doel van deze maatregel moeten zijn om een toetredingsdrempel voor kleinere marktdeelnemers weg te nemen, maar niet om een extra vergoeding te bieden aan deelnemers die aan de deelnameverplichting onderworpen zijn. Daarnaast maakt Elia dezelfde kanttekeningen als bij de vergoeding van investeringskosten, met name dat het onduidelijk is of de forfaitaire vergoeding per toegangspunt of per technische eenheid voorzien wordt. Ook vraagt Elia te verduidelijken welke kostenposten onder *overhead* of operationele kosten vallen. Tenslotte vraagt Elia waarom de CREG het door Sia Partners voorgesteld bedrag van 6.000 € niet behouden heeft.

76. Wat betreft de 10.000 €/jaar, verwijst de CREG naar de historiek van offertes ontvangen en die een hoger bedrag dan 6.000 €/jaar bedroegen. De kosten die onder de categorie "jaarlijkse operationele kosten" kunnen vallen zijn operationele acties door operatoren en *overhead* op niveau van contractuele en financiële controles.

---

<sup>14</sup> Zie Bijlage 12 van de T&C VSP: Voor Technische Eenheden die de Diensten kunnen leveren binnen een Technisch Regelbereik (...) vanaf 20 MVA<sub>r</sub>, geldt dat "De limiet voor het Reactief Vermogen die de verdeling tussen de twee prijsbereiken bepaalt (in de volgende figuur 'Q1' en 'Q3' genoemd) kan door de VSP worden gekozen tussen 75% en 90% van Qtech max in productie en tussen 75% en 90% van Qtech min in opname, op basis van een technische verantwoording van de gekozen limiet."

77. De CREG begrijpt en erkent dat de voorgestelde unieke waarde niet voor alle configuraties per definitie kostendekkend is. Deze forfaitaire tegemoetkoming dient beschouwd te worden in combinatie met een redelijke mark-up op niveau van de activeringsprijs. De CREG benadrukt dat de voorgestelde prijsplafonds gebaseerd op *worst case* assumpties toelaten dat VSP's in hun bieding een dergelijke redelijke marge voorzien. Tenslotte merkt de CREG op dat de huidige prijsstructuur met slechts 2 prijsbanden ook in een operationele winstmarge resulteert zolang de bieding bepaald wordt op basis van de specifieke energieverliezen op de limiet van de beschouwde werkingsband. Tenslotte merkt de CREG op dat, zoals door FEBEG onderschreven, de opgelegde plafonds consistent zijn met de historische aangeboden prijzen die alle kosten dekken, inclusief operationele kosten.

78. In de ontwerpbeslissing (B)3120 stelt de CREG voor om de vergoeding voor de jaarlijkse operationele kosten niet te beperken tot eenheden met vrijwillige deelname. De motivering aan de basis hiervan is dat het efficiënter is om deze vaste kosten apart te vergoeden dan ze te variabiliseren, zeker voor kleinere technische eenheden of technische eenheden die weinig geactiveerd worden. Voor deze kleinere technische eenheden is er immers geen garantie dat de jaarlijkse operationele kosten volledig gedekt zullen worden via een 'redelijke marge' in de activatieprijs. De CREG herinnert eraan dat de vaste prijscomponent voor de vergoeding van operationele kosten vooral bedoeld is om een toetredingsdrempel voor kleine spelers weg te nemen, dat wil zeggen technische eenheden met een relatief beperkte reactief vermogenbereik.

79. De CREG erkent dat een forfaitaire vergoeding op niveau van een technische eenheid geen rekening houdt met schaalvoordelen voor VSP's met een groot aantal eenheden in hun portefeuille. Zeker op niveau van de contractuele en financiële *overhead* kosten zijn hier schaalvoordelen te verwachten. Rekening houdende ook met wat in voorgaande paragraaf wordt uiteengezet, acht de CREG het proportioneel om de maximale forfaitaire jaarlijkse vergoeding op VSP-niveau te plafonneren tot 50.000 €/jaar.

80. Daarnaast erkent de CREG dat ook hier een opsplitsing nodig is in een vergoeding op niveau van de VSP en een vergoeding op niveau van de technische eenheid. Om geen breuk te voorzien met de door de CREG geconsulteerde versie voor kleinere VSP's met één of enkele technische eenheden, voorziet de CREG een forfaitaire vergoeding van 5.000 €/jaar op niveau van de VSP en 5.000 €/jaar voor elke technische eenheid.

81. In bovenstaande gaat de CREG ervan uit dat elke technische eenheid een eigen meetpunt van de dienst heeft. In het geval van aggregatie van verschillende technische eenheden met éénzelfde meetpunt van de dienst, geldt de forfaitaire vergoeding op niveau van het meetpunt van de dienst.

82. De CREG benadrukt dat ze met een forfaitaire tegemoetkoming voor het dekken van een (deel) van de operationele kosten een daling van de totale kosten voor de MVAR-dienst beoogt. Met name door, ten eerste, het aanmoedigen van vrijwillige deelname en, ten tweede, het vermijden dat operationele kosten worden doorgerekend in de activatieprijs op basis van een (onderschat) activeringsvolume. Een vergoeding voor de vaste kosten betekent immers voor zowel nieuwe als bestaande VSPs een lager risico voor deelname en/of de definiëring van de aangeboden activatieprijzen. De CREG zal op basis van de resultaten van de aanbestedingsprocedure en de kosten voor de levering van de dienst, evalueren of het al dan niet pertinent is om deze jaarlijkse vergoeding te behouden.

#### **4.2.6. Investeringskosten**

83. FEBEG gaat akkoord met het voorstel voor een eenmalige forfaitaire vergoeding van de investeringskosten om nieuwe, vrijwillige aanbieders aan te moedigen. Hierbij is het volgens FEBEG belangrijk dat resterende investeringskosten die in het verleden gedaan werden om vrijwillige

deelname mogelijk te maken maar nog niet afgeschreven of terugverdiend zijn ook nog ingebracht kunnen worden als éénmalige investeringskost.

84. Febeliec gaat algemeen akkoord met het principe dat investeringskosten slechts éénmalig kunnen worden vergoed, maar vraagt zich af of één unieke waarde wel representatief is voor de vele verschillende technische setups (met assets die al dan niet bepaalde technische capaciteiten hebben op basis van technische verplichtingen). Daarnaast is Febeliec verbaasd dat de vergoeding slechts zou plaatsvinden bij een eerste activatie van de dienst door Elia, terwijl de investeringskosten door de VSP vooraf worden gemaakt. Het zou dus theoretisch gezien lang kunnen duren vooraleer de investeringskosten vergoed worden, wat een potentiële toetredingsbarrière kan vormen.

85. Elia maakt de volgende kanttekeningen bij een forfaitaire vergoeding voor de investeringskosten voor software & communicatie bij vrijwillige deelname aan de dienst:

- Het communicatieprotocol voorzien in de T&C VSP wordt ook voor andere diensten gebruikt;
- Het is niet eenduidig of het voorstel van de CREG voor een bedrag van 60.000 € voor de software en communicatie op het niveau van toegangspunt is of op niveau van de technische eenheid.
- De werkelijke software en communicatiekosten zijn niet evenredig met het aantal technische eenheden of toegangspunten. Volgens Elia is er een groot deel van de kost op niveau van de VSP voor het ontwikkelen van het communicatieprotocol en een kleiner deel van de kost op niveau van de technische eenheid voor de connectie.
- Het remunereren van kosten voor software en communicatie creëert, bovenop bovenstaande bedenkingen, het risico op een precedent voor andere diensten.

86. Naar aanleiding van de opmerking van Elia heeft de CREG bijkomende input gevraagd aan zowel Elia als aan de externe consultant die de in de Sia Studie vermelde bedrag van 60.000 € berekende. Op basis van deze informatie blijkt dat de 60.000€ een gemiddelde kost is voor de MVAR-specifieke IT-infrastructuur, waaronder de apparatuur voor het opmeten van MVAR vermogen, het ontvangen van een consigne van Elia en de interne regeling. Deze onsite infrastructuur is eigen aan de levering van de MVAR dienst en niet gelinkt aan de communicatieprotocollen voor het uitwisselen van informatie tussen de VSP en Elia en die effectief ook voor de andere diensten (T&C SA, T&C OPA, T&C BSP...) worden gebruikt. Deze forfaitaire tegemoetkoming voor investering in bijkomende onsite IT-infrastructuur voor de levering van de MVAR-dienst vormt dus geen precedent en creëert geen risico van *spill-over* effecten.

87. Daarnaast gaat de CREG akkoord met de vraag van Febeliec om drempelwaarden te voorzien om de proportionaliteit van de voorgestelde tegemoetkoming te verzekeren. Zonder drempelwaarden kan een nieuwe VSP met een capaciteit van 1 MVAR een forfaitaire vergoeding van 60.000 € ontvangen, wat vanuit tarifair perspectief niet proportioneel zou zijn. De CREG voorziet daarom een maximum op de voorziene forfaitaire tegemoetkoming van 20.000 €/MVAR voor technische eenheden die 3 MVAR of minder bieden in injectie of absorptie. De CREG gaat ook akkoord met de opmerking van Febeliec dat het toekennen van de forfaitaire vergoeding voor investeringskosten na een eerste activatie door Elia een drempel kan vormen voor nieuwe vrijwillige deelname. Deze vergoeding toekennen vanaf het (eerst) slagen van de het slagen van de Prekwalificatieprocedures, opgenomen in Art. III.3.3 van de T&C, kan dit risico wegnemen. De CREG voert deze aanpassing door (zie paragraaf 179 van deze beslissing).

88. De CREG begrijpt de opmerking van FEBEG om resterende investeringskosten van eenheden met vrijwillige deelname die nog niet zijn afgeschreven of terugverdiend, te kunnen inbrengen. Voor eenheden die al langere tijd aan de dienst deelnemen, accepteert de CREG onder voorwaarden dat de

investeringskosten die nog niet zijn afgeschreven en/of teruggewonnen, kunnen worden opgenomen in het vaste prijscomponent (zie paragraaf 181).

89. Rekening houdende met bovenstaande, acht de CREG het belangrijk om:

- het concept van éénmalige forfaitaire vergoeding van 60.000 € voor investeringen in IT-infrastructuur voor technische eenheden met vrijwillige deelname aan de dienst te behouden,
- hierbij een maximum te voorzien van 20.000€/MVA<sub>r</sub> voor technische Eenheden die bieden 3 MVA<sub>r</sub> of minder in een richting,
- de vergoeding toe te kennen na het slagen van de prekwificatieprocedure beschreven in de T&C VSP.

90. De CREG zal in het kader van een eventuele toekomstige afwijkingsbeslissing evalueren of het al dan niet pertinent is om deze éénmalige forfaitaire vergoeding voor de MVA<sub>r</sub> dienst op niveau van de communicatie te behouden voor de volgende aanbestedingsperiode, rekening houdende met het argument van Elia dat er met een standaard communicatieprotocol wordt gewerkt dat ook voor andere diensten wordt gebruikt.

#### **4.2.7. Noodzaak om te aligneren met regionale regulatoren**

91. Elia noteert in haar antwoord op de openbare raadpleging dat de CREG in ontwerpbeslissing (B)3120 aangeeft dat het toepassingsdomein van de door de CREG voorgestelde afwijking het Elia-net betreft, dus zowel het federaal transmissienet als de lokale transmissienetten. Elia merkt terecht op dat er ook een wettelijke basis voorzien is in de Vlaamse en Brusselse wetgeving, op basis waarvan de betrokken regulatoren de mogelijkheid hebben om te beslissen over de mogelijkheid tot afwijking van op marktgebaseerde procedures voor de aankoop van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten. De Vlaamse Nutsregulator heeft in haar Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit (TRPV) de procedure voor ex ante en ex post afwijking beslissingen voorzien. Elia merkt evenwel enkele incompatibiliteiten op tussen de procedure voorzien in het TRPV en de procedure voorzien in de Elektriciteitswet, zoals de geldigheidsduur van een afwijking en de periodiciteit van de beschikbaarheidsstudie van Elia.

92. Elia herinnert eraan dat de identificatie van de noden en de aankoop en levering van de MVA<sub>r</sub> dienst niet kunnen “opgesplitst” worden per elektriciteitsnet in functie van de federale en regionale bevoegdheden. Elia dringt er bijgevolg bij de CREG op aan om voorafgaand aan het nemen van een beslissing op basis van de raadpleging van ontwerpbeslissing (B)3120, bovenstaande bezorgdheden met de betrokken regionale regulatoren te bespreken om tot een gezamenlijke interpretatie van de reikwijdte en juridische geldigheid van de beslissingen - en de processen tot harmonisatie van deze beslissingen - te komen. Rekening houdende met de timing van de processen aan Elia zijde, dient een geharmoniseerde beslissing gefinaliseerd te worden ten laatste tegen 9 januari 2026.

93. De CREG begrijpt de bezorgdheid van Elia dat ze zich niet geconfronteerd wil zien met uiteenlopende beslissingen van de regulatoren wat betreft de aanbesteding van blindvermogensdiensten (en in het bijzonder de eerstvolgende aanbesteding van blindvermogensdiensten voor de contractperiode vanaf 2027), maar is ervan overtuigd dat het nemen van afwijkingsbeslissingen van de marktgebaseerde verstrekking wat betreft het Elia-net deel uitmaakt van de exclusief federale bevoegdheid inzake tarieven, incl. prijsbeleid, zoals reeds werd uiteengezet.

94. Zonder afbreuk te doen aan haar voormeld standpunt inzake de bevoegdheidsverdeling dat ze heeft meegedeeld aan de regionale regulatoren, legde de CREG niettemin redelijke inspanningen aan de dag om tot inhoudelijk gecoördineerde beslissingen te komen met de regionale regulatoren gezien het gebrek aan economische efficiëntie van de markt voor blindvermogensdiensten waartoe de CREG

besluit. Overleg met de regionale regulatoren vond plaats over de ontwerpbeslissing (B)3120 van de CREG, alsook in het kader van de huidige (eind)beslissing.

95. De CREG heeft wel degelijk begrip voor de argumenten van Elia, in het bijzonder dat de bepaling van de behoeften, de levering en aankoop van de blindvermogensdiensten niet simpelweg kan worden opgedeeld per net.

96. Wat betreft de kritiek van Elia dat de procedures om afwijkingsbeslissingen te nemen bovendien niet compatibel zijn op federaal en Vlaams niveau, waarbij ze het voorbeeld geeft dat het Vlaamse TRPV een tweejaarlijkse herziening voorziet op voorstel van Elia en de elektriciteitswet een driejaarlijkse beschikbaarheidsstudie van Elia en evaluatieverslag van de CREG, is het natuurlijk zo dat de CREG zich bij de uitvoering van haar wettelijke taken moet houden aan de elementen bepaald in de elektriciteitswet. In overleg met de regionale regulatoren en Elia zal nog verder moeten worden bekeken op welke manier een praktisch werkbaar uitvoering kan worden gevonden.

#### **4.2.8. Noodzaak om technische eenheden te kunnen contracteren tijdens de contractuele periode**

97. Elia merkt op dat voor bepaalde technologieën zoals batterijen de duurtijd voor indienstname na een aansluitingsaanvraag vrij kort is en zelfs korter kan zijn dan de contractuele periode van twee jaar tussen twee aanbestedingsprocedures. Elia wenst in die gevallen niet te moeten wachten op de eerstvolgende aanbesteding om die nodige capaciteiten te kunnen contracteren. Elia vraagt daarom om een procedure te voorzien om technische eenheden te kunnen contracteren die in werking worden genomen tijdens een contractuele periode. Een dergelijke procedure voor bijkomende/frequentere aanbestedingen naast de voorziene tweejaarlijkse aanbestedingen, zou kunnen worden voorzien in de gedragscode, een toekomstige afwijkingsbeslissing of een wijziging van de aanbestedingsprocedure. Elia schetst in haar antwoord op de publieke consultatie alvast twee denkpluizen voor een dergelijke procedure.

98. De CREG stemt in met de relevantie om nieuwe capaciteiten sneller te kunnen contracteren zonder de administratieve lasten voor bestaande capaciteiten die deelnemen aan een meerjarige aanbestedingen te verhogen. De CREG vraagt dat Elia beide opties met marktpartijen bespreekt en een voorstel van procedure opneemt in de raadpleging van de aanbestedingsprocedures voorzien in 2026.

## **5. AFWIJKING VAN DE MARKTWERKING**

99. In een volledig vrije markt zijn er geen verplichtingen inzake marktdeelname, aangeboden volumes of aangeboden prijzen. Het verplichten van deelname aan de dienst, het verplichten van het aanbieden van een bepaald volume en/of het reguleren van de prijs, vormen dus *strictu sensu* afwijkingen van een marktgebaseerde dienstverlening.

100. Afwijkingen van de marktregels voor een niet-frequentiegerelateerde ondersteunende dienst zijn in bepaalde situaties noodzakelijk om de operationele veiligheid van het netwerk onder redelijke prijsvoorwaarden te garanderen.

101. In het geval van de blindvermogensdienst concludeerde de CREG in haar evaluatieverslag dat de voorwaarden voor een economisch efficiënte levering van de dienst niet vervuld zijn. Met andere

woorden, de CREG concludeerde dat de operationele veiligheid van het net, in dit geval het spanningsbeheer, momenteel niet kan worden gegarandeerd tegen redelijke prijsvoorwaarden.

102. Hieronder bespreekt de CREG op welke van deze punten ze al dan niet een afwijking nodig acht om een veilige en efficiënte uitbating van het net te garanderen, rekening houdende met algemene en specifieke opmerkingen ontvangen tijdens de openbare raadpleging.

## **5.1. DEELNAME AAN DE DIENST**

103. Op basis van de beschikbaarheidsstudie van Elia is de noodzaak om de liquiditeit van de aangeboden volumes MVar te verhogen of minstens in stand te houden duidelijk. Dit om netveiligheid te garanderen.

104. Overeenkomstig artikel 221, § 1, van de gedragscode dient elke transmissienetgebruiker met één of meerdere technische eenheden, die verplicht zijn uitgerust met blindvermogenscapaciteit, deze capaciteit aan te bieden in het kader van de blindvermogensdienst op vraag van de transmissienetbeheerder. Bijgevolg zijn deze technische eenheden, zoals uitgelegd in het evaluatieverslag van de CREG, onderworpen aan een verplichting om deel te nemen aan de tender<sup>15</sup>, op voorwaarde dat de netbeheerder, Elia, hen een uitnodiging tot deelname stuurt (cf. artikel 221 van de gedragscode).

105. Artikel 221, §1, van de gedragscode vormt een «vertaling» van artikel 29.6 SOGL naar federaal niveau. Artikel 29.6 SOGL heeft echter betrekking op de blindvermogenscapaciteit in de hele regelzone, wat betekent dat Elia dit artikel ook kan aanwenden op de lokale transmissienetten.

106. De CREG vertrouwt erop dat Elia de betrokken installaties op het Elia-net een uitnodiging zal sturen met toepassing van artikel 29.6 SOGL, en wat de installaties op het transmissienet betreft, met toepassing eveneens van artikel 221, §1, van de gedragscode. Zij heeft geen reden om daaraan te twijfelen gezien Elia de verplichting heeft om voldoende blindvermogensdiensten aan te kopen. De CREG acht de toepassing van artikel 29.6 SOGL bijgevolg op dit moment voldoende en is bijgevolg van mening dat het niet nodig is om een verplichte deelname van de betrokken installaties op te leggen als maatregel in de huidige beslissing tot afwijking ex ante, noch om bijkomende installaties aan een verplichte deelname te onderwerpen. De CREG sluit desalniettemin niet uit dat een toekomstige afwijkingsbeslissing ex ante in dergelijke maatregelen moet voorzien.

107. De CREG ontving hierop geen specifieke reacties en voert op dit vlak dus geen wijzigingen door.

## **5.2. AANGEBODEN VOLUME**

108. Op basis van de beschikbaarheidsstudie van Elia is de CREG eveneens van oordeel dat alle installaties die verplicht zijn om deel te nemen aan de MVar dienst op vraag van Elia, hun technisch beschikbare MVar capaciteit zoals vereist in de Europese netcodes RfG, DCC en HVDC en het federaal technisch reglement, dienen aan te bieden. Voor installaties aangesloten op het transmissienet volgt dit uit artikel 221, §1, van de gedragscode. Dit komt de beschikbaarheid van de dienst ten goede en is noodzakelijk voor netveiligheid.

109. Op basis van de studie van Sia Partners van 2024 blijkt dat de technisch beschikbare blindvermogenscapaciteit van asynchrone opslagparken van het type B in praktijk groter is dan wat

---

<sup>15</sup> De termen “aanbesteding” en “tender” worden in deze beslissing door elkaar gebruikt met dezelfde betekenis. De term “aanbesteding” is weliswaar de term die gebruikt wordt in artikel 8, §1/1, van de elektriciteitswet en geniet bijgevolg de voorkeur.

conform artikel 20.2 (a) van de Europese netcode RfG op nationaal niveau door de technische reglementen voorgeschreven wordt. De effectieve werkingsband voor reactief vermogen in injectie en absorptie bedraagt tot 50% van het nominaal actief vermogen, terwijl artikel 99 van het federaal technisch reglement slechts een minimum van 33% voorschrijft. Gezien er geen opportuniteitskosten verbonden zijn aan het leveren van hogere vermogens reactieve energie, en directe kosten gelinkt aan het leveren van de dienst vergoed worden (zie infra), verwacht de CREG dat marktdeelnemers deze grotere range vrijwillig zullen aanbieden.

110. De CREG ontving hierop geen specifieke reacties en voert op dit vlak dus geen wijzigingen door.

### 5.3. PRIJSREGULERING

111. In haar evaluatieverslag concludeert de CREG dat prijsregulering nodig is om een technisch en economisch efficiënte levering van de dienst te garanderen. De CREG sluit niet uit dat met de komst van grootschalige batterijen verspreid over het Elia-netwerk deze conclusie kan veranderen omdat deze batterijen een significante toename van de technische beschikbaarheid aan MVAR middelen betekent. De nood aan een afwijking dient regelmatig geherevalueerd te worden en deze afwijking is bijgevolg van beperkte duur (zie Sectie 7).

112. De CREG ontving hierop specifieke reacties tijdens de publieke raadpleging, zoals besproken in paragrafen 40 tot 44. De CREG voorziet geen wijzigingen ten gevolge van deze reacties. De CREG bevestigt akkoord te gaan met de opmerking van FEBEG en Febeliec dat de nood aan een afwijking regelmatig geherevalueerd dient te worden en bovendien ook met een lokale resolutie, bijvoorbeeld op niveau van substations. Bij deze herevaluatie dient rekening gehouden te worden met de opmerking van Elia in haar antwoord op de openbare raadpleging dat competitie slechts mogelijk is voor de manuele dienst. De CREG heeft dit element opgenomen in de finale versie van het evaluatieverslag, in bijlage 1 van huidige beslissing.

113. Op basis van artikel 208, §2, van de gedragscode kan deze afwijking gebeuren onder de vorm van een ex ante afwijking of een ex -post afwijking. Waar mogelijk werkt de CREG met een beslissing tot afwijking ex ante. Beide opties hebben hun voor- en nadelen, afhankelijk ook van hoe de ex ante of ex post afwijking wordt geformuleerd. Er kan ook geopteerd worden om voor een bepaalde categorie aan netgebruikers een ex ante afwijking voor te stellen, en voor een andere categorie een ex post afwijking.

114. De door CREG overwogen opties worden hieronder geschetst. Voor de volledigheid worden ook de huidige situatie met ex post afwijking (Optie 5) en de situatie zonder afwijking (Optie 6) in de vergelijking opgenomen. Wat betreft de opties 3, 6 en 7 betreft het theoretisch mogelijke opties, waarbij geen standpunt wordt ingenomen over de juridische haalbaarheid ervan binnen het huidige wettelijk kader. Alle opties bevatten de actueel (op vraag van Elia) verplichte deelname aan de aanbestedingen. De evaluatie gebeurt op basis van de volgende criteria:

- Transparantie
- Niet-discriminatie
- Kosten-reflectief
- Prikkel om vrijwillige deelname aan te moedigen
- Prikkel om competitiviteit aan te moedigen
- Flexibiliteit ten aanzien van gevalspecifieke situaties of *outliers*

### 5.3.1. Optie 1: Ex ante afwijking met een technologie-specifieke gereguleerde prijs

115. Bij deze optie worden de prijzen bepaald in functie van de technologie en eventueel ook de karakteristieken van de aansluiting (zie Sectie 4.1.2 van het evaluatieverslag). De CREG bepaalt deze technologie-specifieke prijzen en/of prijsformules op basis van technische studies en na raadpleging van de marktpartijen. Het betreft dus een duidelijke ex ante afwijking van op marktgebaseerde principes.

116. Voordelen van deze aanpak zijn vooreerst transparantie en niet-discriminatie. Alle installaties met eenzelfde set aan technische randvoorwaarden, krijgen eenzelfde vergoeding. Nadelen zijn de complexiteit om prijzen of prijsformules te definiëren die voor alle gevallen kostenreflectief en/of kostendekkend te zijn. Bovendien moedigt een opgelegde prijs geen competitief gedrag aan, tenminste indien het niet mogelijk is om onder de prijs te bieden.

117. Voor het aanmoedigen van de vrijwillige deelname aan de dienst, kunnen aparte prijzen voor deze categorie van installaties gedefinieerd worden die rekening houden met de volgende aspecten, al dan niet via een vaste prijscomponent:

- Ten eerste zijn er de eventuele additionele investeringskosten (i.e. bovenop de minimale technische vereisten) die gemaakt dienen te worden om te kunnen deelnemen aan de dienst, zoals het installeren van software voor de communicatie met Elia;
- Ten tweede zijn er de *hurdle costs* die overbrugd moeten worden, zowel op technisch als contractueel niveau. Dit geldt zeker voor de kleinere installaties van kleinere marktspelers. De verwachte winst dient groot genoeg te zijn om deze *hurdle costs* te overwinnen.

### 5.3.2. Optie 2: Tender met een prijsplafond in functie van de technologie

118. Deze optie is identiek aan Optie 1, met als verschil dat er een tender wordt georganiseerd en de prijzen of prijsformules een prijsplafond definiëren. De prijzen of prijsformules zijn technologie-afhankelijk en (theoretische gezien) kosten-reflectief. Aanbieders kunnen echter onder het gedefinieerde prijsplafond bieden. Het blijft evenwel een ex ante afwijking: Er kan niet boven het prijsplafond aangeboden worden en er is dus geen nood aan individuele ex post afwijkingen voor individuele dossiers.

119. Voordelen van deze optie zijn opnieuw transparantie en niet-discriminatie. Ten opzichte van optie 1 heeft het als bijkomende voordeel dat – wanneer de randvoorwaarden competitiever worden – aanbieders dit kunnen signaleren door lagere prijzen in te bieden dan het prijsplafond vooropstelt. Het risico dat de prijsplafonds niet steeds kostendekkend zijn, kan vermeden worden door te werken met de bovenste limieten van de voor verschillende scenario's berekende prijsvorken.

120. Voor het aanmoedigen van de vrijwillige deelname aan de dienst (zie ook paragraaf 42), kunnen de prijsplafonds voor vrijwillige deelname iets hoger gesteld worden en/of kan met een vaste prijscomponent gewerkt worden. De CREG is van mening dat een vaste prijscomponent effectiever is om de risico's gelinkt aan eventuele additionele investeringen of recurrente kosten te compenseren, gezien de intrinsieke onzekerheid over de in de toekomst geactiveerde volumes. Een hogere variabele vergoeding zou bovendien in het nadeel zijn van de betrokken marktpartij. Netbeheerders dienen immers de nodige MVAR-volumes te contracteren via een techno-economische *merit order*, waarbij duurdere eenheden in het geval van voldoende liquiditeit minder kans hebben om geactiveerd te worden.

### 5.3.3. Optie 3: Tender met een referentieprijs met een mogelijke ex postafwijking

121. Deze optie werkt met het principe van prijsplafonds per technologie, met als verschil dat de prijsplafonds indicatief zijn. Er kan met andere woorden bij de tender boven het indicatieve prijsplafond worden aangeboden. Het betreft dus geen ex ante afwijking, maar richtsnoeren over wat de CREG zou beschouwen als redelijke prijzen. Wanneer voor een bepaalde technische eenheid boven de indicatieve prijsplafond wordt ingeboden, kan de CREG een ex post afwijking opleggen als de prijs na evaluatie als niet-kostenreflectief wordt beschouwd, rekening houdende met de criteria en principes die ze hanteert voor het bepalen van de indicatieve prijsplafonds.

122. Het voordeel van deze optie is de flexibiliteit die aan de aanbieders verleend wordt om af te wijken van de door de CREG gedefinieerde indicatieve prijsplafonds. Dit voordeel is in het bijzonder relevant voor het behandelen van outliers, i.e. extreme of niet-voorzien gevallen. Daarnaast is er ook het voordeel van transparantie naar de markt toe van wat door de CREG als redelijk zal worden beschouwd. Tenslotte kan er – net als in optie 2- ook onder het indicatieve prijsplafond geboden worden en kan de aanbieder op die manier de aanwezigheid van competitie signaleren. Het nadeel is dat een ex post aanpak op niveau van individuele dossiers steeds een risico inhoudt voor een ongelijk speelveld. Dit zou eventueel gemitigeerd kunnen worden door maximale transparantie van de ex post evaluaties en beslissingen na te streven, maar het moet rekening houden met beperkingen inzake confidentialiteit.

123. Voor het aanmoedigen van de vrijwillige deelname aan de dienst, kunnen de indicatieve prijsplafonds voor vrijwillige deelname hoger gesteld worden en/of kan met een vaste prijscomponent gewerkt worden (zie ook paragrafen 42 en 45).

### 5.3.4. Optie 4: Een unieke prijs voor alle biedingen

124. Optie 1, 2 en 3 vertrekken van het principe dat de remuneratie kosten-reflectief is voor de deelnemende eenheid. Er wordt voor die opties dus gewerkt met formules die technologie-afhankelijk zijn en waarbij de prijs voor het compenseren van de actieve vermogensverliezen, gelinkt wordt aan een referentie elektriciteitsprijs. Het idee is dat de marges die gerealiseerd worden, technologie-neutraal zijn.

125. Een alternatief is dat met één prijs wordt gewerkt, onafhankelijk van de technologie of technische karakteristieken van de installatie. Deze optie veronderstelt één prijs voor de levering van MVAR in absorptie of injectie, dat als gereguleerde prijs kan dienen (zoals in optie 1), als prijsplafond (zoals in optie 2) of als indicatieve prijs (zoals in optie 3).

126. Het voordeel van het werken met één prijs is dat technologieën die geschikt zijn om aan lage kost MVAR te leveren, een hogere marge krijgen. Deze worden dus extra aangemoedigd om (vrijwillig) deel te nemen aan de levering van de dienst, of kan als *bonus* meegenomen worden in de business case van een investeerder. Het nadeel is dat de marge voor eenheden met verplichte deelname heel sterk kan variëren. Marktdeelnemers hebben aangegeven sterk gekant te zijn tegen het principe van een *universal price* met als reden dat dit erg discriminerend zou zijn<sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup> [Consultatierapport van Elia over "Study on the future design of the ancillary service of voltage and reactive power control", 2018](#)

### **5.3.5. Optie 5: Tender zonder omkadering met een mogelijke ex postafwijking (huidige situatie)**

127. Bij deze optie wordt de huidige situatie behouden. Er wordt een tender georganiseerd met vrije biedingen, gevolgd door een ex post evaluatie door de CREG. Indien de CREG de biedingen niet redelijk acht, i.e. niet kosten-reflectief, kan zij via een ex post afwijking een prijs opleggen aan de deelnemende partij.

128. Het voordeel van deze aanpak is het flexibele karakter van de individuele evaluaties. De nadelen zijn het gebrek aan transparantie over de door de CREG gehanteerde evaluatiecriteria en het resultaat van deze evaluatie. Het gebrek aan transparantie en het risico van een ex post interventie kan bovendien een vrijwillige deelname ontmoedigen. Een ander nadeel is gelinkt aan administratieve kosten en tijdsverlies, bij de aanbieders als bij de CREG.

### **5.3.6. Optie 6: 'Pay as Bid' zonder afwijking, noch ex ante, noch ex post**

129. Voor de volledigheid nemen we ook deze optie mee in de evaluatie. Bij deze optie worden er geen prijzen of prijsplafonds opgelegd, noch via een ex ante afwijking, noch via een ex post afwijking. De netbeheerder selecteert de benodigde volumes aan MVAR volgens een techno-economische *merit order* aan de aangeboden prijzen.

130. Het voordeel van deze optie is duidelijk dat het een grote prikkel geeft voor vrijwillige deelname. Het nadeel is dat gegeven het lokale karakter van de dienst en het risico op marktmacht, de prijzen onredelijk hoog kunnen worden. Bovendien is er geen transparantie over de aangeboden (en geaccepteerde) prijzen, met het risico als gevolg dat aanbieders met een technisch identieke eenheid en kostenstructuur, een verschillende remuneratie zouden krijgen. Deze optie lijkt op dit ogenblik niet opportuun, toch niet op niveau van de gehele Elia regelzone en/of voor alle ogenblikken van het jaar.

### **5.3.7. Optie 7: 'Pay as Cleared' met value-based prijsplafond**

131. In deze optie gebeurt de aankoop van MVAR diensten op eenzelfde manier als deze voor actief vermogen, met als verschil dat het 'lokale markten' betreft. Dit is de enige optie waarbij de prijs zou bepaald worden als het evenwicht tussen vraag en aanbod en de prijs niet enkel de marginale kost maar ook de waarde van de dienst op een gegeven locatie en gegeven tijdstip reflecteert. Deze optie vergt een nauwkeurige modellering van het netwerk (zonder DC-approximatie) om de complexe interacties tussen de spanning, het actief vermogen, het reactief vermogen en de verliezen te modelleren bij zowel de *sellers* als *buyers*, alsook een geïntegreerde benadering van remuneratie en kosten-allocatie via de tarieven<sup>17</sup>.

132. Deze optie heeft het theoretisch voordeel dat het op systeemniveau optimaal is, i.e. zowel wat betreft het minimaliseren van transmissienetverliezen en kosten voor spanningsregeling; als voor het minimaliseren van de energieverliezen bij de generatoren. Deze optie, besproken in de wetenschappelijke literatuur, bevindt zich nog in een vroege onderzoeksfase. De CREG besluit dat deze optie te ver verwijderd is van de huidige praktijk, zowel bij netgebruikers als bij netbeheerders en wordt in deze beslissing niet verder besproken.

---

<sup>17</sup> MIT Energy Laboratory, "A value based approach to voltage/reactive power control", 2020

### 5.3.8. Conclusie van de evaluatie van de verschillende opties

133. Tabel 1 vat de voor- en nadelen van de verschillende opties samen. Op basis hiervan concludeert de CREG dat Optie 2 de voorkeur geniet. Bij deze optie wordt een tender georganiseerd met een 'Pay as Bid' remuneratie. Hierbij geldt een technologie-afhankelijk prijsplafond, vastgesteld via een ex ante afwijking.

134. Het risico bij Optie 2 dat er niet voldoende flexibiliteit is ten aanzien van geval-specifieke situaties, kan opgevangen worden via volgende maatregelen:

- Een aparte categorie definiëren voor de technische eenheden voor dewelke de kostenstructuur niet eenvoudig in formules te gieten is;
- Voor deze aparte categorie werken met Optie 5, i.e. vrije bid prijs met ex post evaluatie (= huidige aanpak).

Een dergelijke 'hybride' combinatie van ex ante en ex post afwijkingen voor verschillende categorieën van netgebruikers, is conform artikel 208 van de gedragscode. Artikel 208, §2, van de gedragscode bepaalt dat een afwijking ex ante de voorkeur geniet, maar sluit een afwijking ex post bijgevolg niet uit. Verder vloeit uit dit artikel voort dat een afwijking ex ante en een afwijking ex post kan worden gecombineerd voor een gegeven aanbestedingsprocedure, maar niet voor eenzelfde categorie van netgebruikers of installaties.

135. Op basis van de studie van Sia Partners komen a priori de volgende types technische eenheden of netgebruikers in aanmerking om deel uit te maken van deze aparte categorie:

- Voor technische eenheden met een verplichte deelname: offshore windparken en warmte-krachtkoppelingsinstallaties (WKK),
- Voor technische eenheden met een vrijwillige deelname: alle verbruiksinstallaties.

De studie van Sia Partners bevat immers geen cijfers over de specifieke MVAR-gerelateerde kosten voor WKKs en verbruiksinstallaties, en voor offshore windparken blijken de kosten sterk park-specifiek. Een individuele benadering van deze categorieën van installaties om met geval-specifieke aspecten rekening te kunnen houden, lijkt bijgevolg op heden te verdedigen.

Door vooruitschrijdend inzicht kan die categorie van uitzonderingen waarbij een geval-specifieke behandeling nodig is, steeds kleiner worden.

136. De concrete uitwerking van Optie 2 vergt het definiëren van technologie-afhankelijke prijsformules als prijsplafonds. Dit gebeurt in deel 6 van deze beslissing.

137. De CREG ontving tijdens de openbare raadpleging verschillende reacties op bovenstaande analyse, besproken in paragrafen 47 tot en met 55 van deze beslissing. Op basis van de analyse van de antwoorden en het afwegen van de voor- en nadelen van de verschillende opties, beslist de CREG om de hybride aanpak te behouden, met name:

- ex ante afwijking voor SPGM<sup>18</sup>, onshore PPM<sup>19</sup> en SPM<sup>20</sup>
- ex post evaluatie met mogelijke ex post afwijking voor de andere categorieën van installaties.

---

<sup>18</sup> Synchronous Power Generation Module of Synchrone elektriciteitsproductie-eenheid, zoals gedefinieerd in artikel 2, tweede lid, 9., van de Europese netcode RfG

<sup>19</sup> Power Park Module, zoals gedefinieerd in artikel 2, tweede lid, 17., van de Europese netcode RfG

<sup>20</sup> Storage Park Module of asynchrone energieopslagfaciliteit zoals gedefinieerd in artikel 1, §2, 61°, van het Federaal Technisch Reglement

138. In antwoord op de vraag van Elia tijdens de openbare raadpleging, bevestigt de CREG dat zowel condensator-banken als shunt-reactoren op sites van netgebruikers niet in de ex ante afwijking zijn opgenomen. Deze MVAr-leverende eenheden vallen dus voorlopig nog binnen de categorie “ex post evaluatie met mogelijke ex post afwijking”. De CREG overweegt echter deze eenheden bij een eventuele toekomstige afwijking onder de categorie “ex ante afwijking” te brengen omdat dit de vrijwillige deelname kan aanmoedigen, zoals door BASF in haar antwoord aangegeven.

Tabel 1 : Overzicht van de door de CREG overwogen opties voor de aankoop van de MVAR-dienst [3]

Opties	Type afwijking	Transparantie	Niet-discriminatie	Kosten-reflectief	Prikkel vrijwillige deelname [1]	Prikkel competitieve biedingen [2]	Flexibiliteit tav outliers
Optie 1 Gereguleerde prijzen per technologie	Ex ante	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
Optie 2 Prijsplafonds per technologie	Ex ante	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
Optie 3 Indicatieve prijs-plafonds per technologie + ex post controle	Ex post	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
Optie 4 Unieke prijs of prijsplafond – technologie-onafhankelijk	Variant van optie 1, 2 of 3	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
Optie 5 (huidige situatie) Louter ex post controle	Ex post	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
Optie 6 Geen prijsplafonds of ex post controle	Geen	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx

[1] Voor de categorie netgebruikers en/of installaties die niet aan een verplichting onderworpen zijn, kunnen de gedefinieerde prijzen/prijsformules of prijsplafonds een vaste prijscomponent en/of een hogere marge voorzien om investeringskosten en *hurdle costs* te compenseren.

[2] In het geval van competitieve marktcondities

[3] het betreft hier theoretisch overwogen opties, zonder uitspraak te doen over de juridische haalbaarheid van opties 3 en 6 binnen het huidig wettelijk kader.

## 6. AFWIJING EX ANTE MET HET OOG OP DE ECONOMISCH EFFICIËNTE LEVERING VAN DE BLINDVERMOGENSDIENST

139. Op basis van de evaluatie van de voor- en nadelen van verschillende vormen van afwijking en de ontvangen opmerkingen op de openbare raadpleging, concludeert de CREG dat de huidige aanpak met een tender procedure en 'Pay as Bid' behouden kan blijven, mits het instellen van ex ante, technologieafhankelijke prijsplafonds, tenminste voor een groot deel van de categorieën netgebruikers (zie hoofdstuk 5).

140. Aangezien de deelname aan de MVAR dienst zowel vaste als variabele kosten met zich meebrengt, en deze gereflecteerd dienen te worden in de prijsstructuur via de combinatie van een vaste en een variabele prijscomponent, worden ook prijsplafonds voor zowel de variabele als de vaste prijscomponent vastgesteld.

141. Uit eerdere tenders en uitwisselingen tussen de CREG, Elia en vrijwillige VSP-kandidaten is gebleken dat het gebrek aan transparantie over de kosten en prijzen van de levering van de dienst een belangrijke toetredingsdrempel is. Een tweede drempel is de onzekerheid over het activeringsvolume dat nieuwe VSP-kandidaten kunnen verwachten, wat het moeilijker maakt om de vaste kosten over dit volume te verdelen om de variabele prijzen te bepalen. De CREG beslist daarom om plafonds vast te leggen voor zowel variabele als vaste prijzen.

142. Het definiëren van die prijsplafonds gebeurt op basis van de resultaten van de studies van externe consultants en op basis van de input van marktpartijen bekomen in het kader van de eerdere evaluaties door de CREG van de redelijkheid van de aangeboden prijzen, gepresenteerd in het evaluatieverslag (zie ook antecedenten).

143. De verschillende elementen die relevant zijn om de prijsplafonds te bepalen, worden hierna een voor een besproken.

### 6.1. VARIABELE PRIJSCOMPONENT

144. Op basis van de voorgenoemde studies, vernoemd in het evaluatieverslag, blijkt dat toename van energieverliezen (uitgedrukt in MWh/MVArh) de belangrijkste – al dan niet de enige – variabele kostenpost vormt. De energieverliezen verlopen grotendeels kwadratisch in functie van het schijnbaar vermogen en bijgevolg ook van het reactief vermogen [Barquin et al 1998<sup>21</sup>, DNV-GL, Sia Partners].

145. De energieverliezen gelinkt aan de levering van de MVAR dienst, berekend in extern uitgevoerde studies, zijn in het evaluatieverslag gepresenteerd. De energieverliezen worden in die studies berekend per technologie op basis van fysische modellen die een brede vork van werkingscondities en situaties omvatten, inclusief *worst-case* assumpties met betrekking tot de ouderdom van de technische eenheid en/of kabellengte van de aansluiting.

146. Voor het bepalen van de met de energieverliezen geassocieerde kost, wordt een referentieprij genomen. Deze is verschillend in injectiemodus (energieverliezen worden gecompenseerd door lokale

---

<sup>21</sup> Barquin, Soler et al, "On the Cost of the Reactive Power Generation and Voltage Support Service", Bulk Power System Dynamics and Control, August 24-28, Santorini, Greece

opwekking) ten opzichte van compensatormodus (energieverliezen worden gecompenseerd door afname van het net).

147. Bovendien zijn bij klassieke technische eenheden met synchrone generatoren mogelijk het risico van *tripping* bij onder- of overexcitatie, i.e. bij langdurige werking aan de limieten van het reactief vermogenbereik  $Q_{max}$ .

148. De CREG acht het bijgevolg opportuun om – zoals vandaag het geval is – te werken met prijsbanden in functie van het werkingspunt (P, Q). Dit laat een differentiatie in prijs toe in functie van de werkingsmodus (injectiemodus versus compensatormodus) en in functie van het geleverd reactief vermogen (zie ook paragraaf 51 van het evaluatieverslag). Het werken met prijsbanden wordt ook door marktpartijen gesteund wegens kostenreflectief<sup>22</sup>. De CREG stelt daarom voor om de huidige prijsstructuur te behouden, waarbij 8 verschillende prijzen voor de automatische dienst kunnen worden ingegeven (“P1 – P8”) en 2 prijzen voor de manuele dienst (“P9 – P10”).

149. Tot slot kunnen biedingen, volgens de huidige aanbestedingsprocedures en de T&C VSP, een vaste prijs bevatten om de tariefkosten te dekken van het ter beschikking gestelde vermogen (*Power Put at Disposal* of ‘PPAD’) aan VSP-kandidaten die de automatische dienst in compensatormodus aanbieden. Het spreekt voor zich dat deze prijs strikt gelijk moet zijn aan de tariefkosten van het bijkomende ter beschikking gestelde vermogen dat nodig is voor de levering van de automatische dienst in compensatormodus. Deze prijs wordt dus niet ex ante geplafonneerd aangezien Elia verantwoordelijk is voor de controle van de naleving van de regels van de tender.

150. Kortom, om de onzekerheid weg te nemen over de elektriciteitsprijs waarmee rekening moet worden gehouden voor de compensatie van de energieverliezen bij het bepalen van de biedingen, beslist de CREG om de ex anteplafonds uit te drukken in termen van de specifieke energieverliezen of ‘energieverliesratios’ (uitgedrukt in MWh/MVArh) en specificeert ze daarna de referentieprijzen (uitgedrukt in €/MWh) waartegen de energieverliezen moeten worden gewaardeerd. Er worden ook bedragen vastgelegd voor de vaste prijscomponenten, i.e. met betrekking tot terugkerende exploitatiekosten en investeringskosten voor technische eenheden met vrijwillige deelname.

151. Bovenstaande vaststellingen en voorgestelde aanpak werden in de antwoorden op de openbare raadpleging van de ontwerpbeslissing (B)3120 bevestigd en ondersteund, zoals besproken in onder meer paragrafen 56 tot en met 63, met name:

- Het kwadratisch verloop van de energieverliezen in functie van het geleverde reactief vermogen,
- Het verhoogde risico op tripping van synchrone eenheden bij het werken aan de technische limieten,
- De daaruit volgende noodzaak om te werken met prijsbanden zoals in de prijsstructuur opgenomen in de T&C VSP voorzien,
- Het werken met prijsformules waarbij de VSP enerzijds de specifieke energieverliezen of ‘energieverliesratios’ definieert, en anderzijds de referentieprijzen waartegen de energieverliezen moeten worden gewaardeerd,
- Het vergoeden van eventuele vaste kosten in een aparte vaste prijscomponent in plaats van deze (volledig) te variabiliseren

---

<sup>22</sup> Zie voetnoot 15

### 6.1.1. Actieve vermogenverliezen

152. De onderstaande tabel toont de specifieke energieverliezen of energieverliesratio's voor alle technologiecategorieën uit de studie van Sia Partners. Het zijn de specifieke energieverliezen bij activatie tot de technische limiet van het reactief vermogenbereik ( $Q_{max}$ ). Sia Partners gaat ervan uit dat de verliezen bij productie en absorptie identiek zijn. Zoals aangetoond in het evaluatieverslag zijn de verliespercentages die voortvloeien uit de studie van Sia Partners coherent met de prijzen die de CREG als niet manifest onredelijk beschouwt en met de opgelegde prijzen.

Tabel 2: Specifieke energieverliezen voor de levering van de MVAR dienst voor verschillende technologieën bij werking aan de technische limiet  $Q_{max}$

Specifieke energieverliezen (Sia Partners) - MWh/MVArh	Onshore Wind	Solar PV & BESS	Offshore Wind	CCGT & Pumped Hydro
Minimum	0,027	0,027	0,027	0,000
Maximum	0,048	0,038	0,093	0,032
Gemiddelde	0,038	0,033	0,060	0,016

153. In het evaluatieverslag toonde de CREG aan dat de gemiddelde prijzen voor 2025 voor klassieke en RES & BESS-eenheden in de buurt lagen van de gemiddelde prijzen van de studie van Sia Partners, en globaal gezien iets lager waren. De CREG stelt vast dat de studie van Sia-Partners midden 2024 werd uitgevoerd en dat de offertes ten laatste begin juli 2024 aan Elia werden overgemaakt, dus onder zeer gelijkaardige marktvoorwaarden.

154. De CREG merkt op dat deze vaststelling ook door FEBEG als antwoord op de publieke raadpleging van de ontwerpbeslissing (B)3120 wordt onderschreven. FEBEG bevestigt dat de energieverliesratios berekend door Sia Partners binnen de verwachtingen liggen (zie ook paragraaf 58).

155. BSTOR daarentegen is van mening dat het voor batterijen (BESS) voorbarig is om de cijfers uit de Sia Partners studie als algemeen plafond voor BESS te hanteren. Volgens BSTOR is er nog te weinig praktische ervaring en niet voldoende meetdata om deze cijfers van Sia Partners (gebaseerd op elektrotechnische modellen) te valideren (zie paragraaf 52). Op basis van de vertrouwelijke gegevens die BSTOR aan de CREG overgemaakt heeft, vallen de opgemeten energieverliezen van haar eigen BESS, echter wel in de door Sia Partners aangegeven vork.

156. De CREG beslist dus om voor deze ex ante afwijking het de maximale energieverliesratio's vast te stellen op basis van de resultaten van de studie van Sia Partners, zoals geconsulteerd.

157. De vraag rijst welke referentie de CREG dient te gebruiken om de prijsplafonds in te stellen. De "gemiddelde" energieverliesratio's kan als het meest representatief beschouwd worden. Echter, gezien het de bedoeling is dat de prijsformules als prijsplafonds gelden, stelt de CREG voor om telkens de bovengrens te gebruiken (maximum in de tabel). Dit komt qua grootte-orde ook overeen met wat de CREG in het verleden als referentie gebruikt heeft om het al dan niet redelijke (of "manifest onredelijke") karakter van de bieding te evalueren. Bovendien zou in een competitieve markt met een 'pay as cleared' ook producenten surplus gegenereerd worden, tenminste voor de eenheden met een lagere variabele kost dan deze van de marginale eenheid. Daarnaast sluit deze aanpak het risico uit dat deelname aan de MVAR dienst van eenheden met verplichte deelname verlieslatend zou zijn. Tenslotte beoogt de CREG met het gebruik van deze bovengrens een prikkel voor vrijwillige deelname van alle technisch beschikbaar potentieel binnen een gegeven categorie van technische eenheden op het Elia-net.

158. In haar antwoord op de publieke raadpleging van de ontwerpbeslissing (B)3120 gaat FEBEG akkoord met het gebruik van de door Sia Partners berekende 'worst case' energieverliezen als bovengrens. Elia daarentegen stelt zich de vraag of er geen risico is dat marktpartijen aan het 'worst case' prijsplafond zullen bieden met een impact op de kosten voor de MVAR dienst. De CREG erkent dit intrinsieke risico en benadrukt dat ze dit risico maximaal heeft proberen te beperken door de keuze van technologie-afhankelijke bovengrenzen en dit voor categorieën van installaties met relatief kleine onderlinge verschillen. De CREG benadrukt evenwel dat zolang marktpartijen deze bovengrenzen aanbieden, dit signaleert dat er nog onvoldoende competitiviteit is aan aanbodzijde. De CREG behoudt het recht om deze aanpak te herzien in de toekomst op basis van voortschrijdend inzicht.

159. Febeliec stelt zich echter de vraag of dezelfde bovengrens geldt onafhankelijk van het geleverde reactief vermogen en of er geen differentiatie zou moeten zijn zoals voorzien in de huidige prijsstructuur. De CREG gaat akkoord dat met de huidige prijsstructuur of prijsformule een differentiatie tussen de lage prijsband en de hoge prijsband (P1 versus P2, P3 versus P4 etc) gemaakt dient te worden. De bovengrenzen weergegeven in Tabel 2 zijn de specifieke energieverliezen bij de maximale technische limieten van reactief vermogen ( $Q_{max\_tech}$ ). De CREG besluit dus dat deze bovengrenzen gelden voor de prijscomponenten P2, P4, P6 en P8 en dat voor de bovengrenzen voor de lage prijsband deze hier eenvoudig kunnen worden uit afgeleid, met name  $X*(P2, P4, P6 \text{ of } P8)$  met X het percentage dat door de VSP wordt aangegeven om de verdeling tussen de twee prijsbereiken te bepalen en tussen 75% en 90% bedraagt voor regelende Technische Eenheden <sup>23</sup>. Deze aanpassing wordt opgenomen in de Tabel 3. De CREG wenst opnieuw te benadrukken dat dit bovengrenzen zijn.

160. Samengevat zijn de "maximale" specifieke energieverliezen (of "energieverlies plafonds") uit de studie van Sia Partners en in Tabel zijn opgenomen, van toepassing op de volgende categorieën technische eenheden:

- Onshore Wind: 0,048 MWh/MVArh
- Solar PV & BESS: 0,038 MWh/MVArh
- Andere onshore productie-eenheden: 0,032 MWh/MVArh

Zoals hierboven vermeld heeft deze ex anteafwijking geen betrekking op offshore technische eenheden, warmtekrachtkoppelingseenheden, HVDC-interconnecties, condensatorbanken, shunt reactoren en verbruikinstallaties.

Omdat het plafond van de specifieke energieverliezen is vastgelegd op het maximum van de vork en boven de gemiddelde prijs uitkomt die Elia effectief betaalde in 2025 (zie figuur 3 in het evaluatieverslag), is de CREG van mening dat de resulterende plafondprijs al een redelijke marge en alle mogelijke andere variabele kosten die geen verband houden met actieve energieverliezen omvat.

---

<sup>23</sup> T&C VSP, bijlage 12: De limiet voor het Reactief Vermogen die de verdeling tussen de twee prijsbereiken bepaalt (in de volgende figuur 'Q1' en 'Q3' genoemd) kan door de VSP worden gekozen tussen 75% en 90% van  $Q_{tech}$  max in productie en tussen 75% en 90% van  $Q_{tech}$  min in opname, op basis van een technische verantwoording van de gekozen limiet.

## 6.1.2. Elektriciteitsprijs voor het vergoeden van energieverliezen

161. De energieverliezen dienen gewaardeerd te worden aan een referentie-elektriciteitsprijs. Hierbij dient onderscheid gemaakt te worden tussen injectiemodus en compensatormodus, alsook met de eventuele verliezen aan subsidies en groenestroomcertificaten.

- Bij injectiemodus resulteren de energieverliezen in een hoger brandstofverbruik (bij klassieke thermische eenheden<sup>24</sup>) en/of in een lagere injectie van actief vermogen op het net.
- Bij compensatormodus worden de energieverliezen gecompenseerd door een netto afname van het net, en/of door “self-discharge” (bij batterijen).

162. Aangezien de activering van MVAR levering door Elia in de reële tijd gebeurt, resulteren de energieverliezen die lokaal niet worden gecompenseerd door een verhoogd brandstofverbruik of door *self-discharge* in een impact op de BRP perimeter. In principe dienen deze energieverliezen dus geëvalueerd te worden aan de onbalansprijs.

163. De keuze voor de referentieprijs voor het compenseren van energieverliezen in injectiemodus is bijgevolg niet eenduidig. Gegeven de impact van de energieverliezen op de BRP perimeter, zou de referentieprijs in principe de onbalansprijs moeten zijn. Deze kan echter zowel positief als negatief zijn, waardoor de VSP Elia in sommige gevallen zou moeten vergoeden voor het leveren van de dienst. Deze referentieprijs is dus niet bruikbaar.

164. In het kader van de analyse van de kosten voor de levering van de MVAR dienst in injectiemodus, werden in het verleden de volgende referentieprijzen voorgesteld en/of toegepast:

- DNV-GL heeft een economische analyse uitgevoerd met als referentie de groothandelsprijzen, inclusief, voor hernieuwbare elektriciteitsproductie-eenheden, de eventuele verliezen in groenestroomcertificaten
- In de studie van Sia-Partners werd de futures prijs CAL+1 (door EEX gepubliceerde) gebruikt.
- In het kader van de consultatie van de Elia studie ‘Study on the future design of the ancillary service of voltage and reactive power control’, 2018, hebben enkele marktpartijen voorgesteld om de ‘arithmetic average of the end-of-day settlement prices for the baseload delivery in Belgium for the respective calendar year “y” as published by EEX25’ te gebruiken.
- In de voorgaande tender procedures konden marktpartijen de keuze maken tussen de volgende twee prijsindexen:
  - Belgische day-ahead referentieprijs op uurbasis ;
  - ICE Endex Belgian power base futures (Belgian Power Base Futures ([www.ice.com](http://www.ice.com))) op maand- of jaarbasis. De referentieprijs is het gemiddelde van de futures index van de maand vóór het begin van de leveringsperiode van het gekozen product dat bij de referentieprijs hoort.

165. De CREG voor om de keuzemogelijkheid tussen de Belgische day-ahead referentieprijs op uurbasis en forward prijzen te behouden voor de volgende aanbestedingsprocedure, en dit voor zowel de prijzen voor de automatische dienst in injectie en voor de manuele dienst. De forward prijzen vormen immers een goede proxy van de gemiddelde balanceringsprijzen. Voor wat de forward prijzen betreft, stelt de CREG voor om uitsluitend met de maandelijkse forward prijzen te werken, onder

---

<sup>24</sup> Zie DNV-GL studie 2016, Economic Analysis, Method 2: Cost of compensation of active electric energy lost

<sup>25</sup> <https://www.eex.com/en/>

voorbehoud van de beslissing over de aanbestedingsprocedures na publieke raadpleging (zie paragraaf 60).

166. **Wat de compensatormodus betreft**, had de CREG in ontwerpbeslissing (B)3120 verondersteld dat de energieverliezen ten gevolge van de levering van de MVAR-dienst gecompenseerd zouden worden via een BRP-perimetercorrectie. Zoals besproken in paragrafen 65 - 67 van deze beslissing blijkt echter, op basis van de input van marktpartijen en verder overleg met Elia, dat de BRP-perimetercorrectie hier niet voor geschikt is, noch bedoeld. De scope van de BRP-perimetercorrectie bedoeld in de T&C VSP is veel beperkter en dit zal in de T&C VSP en bijhorende *explanatory note* worden verduidelijkt. Concreet dient er dus voor de remuneratie van de MVAR dienst in compensatormodus geen rekening gehouden te worden met een eventuele BRP-perimetercorrectie.

Gezien de energieverliezen voor de beschouwde categorieën van technische eenheden (onshore PPM, SPGM, SPM) hetzelfde verloop vertonen in injectiemodus en compensatiemodus, gelden voor beide werkingsmodi dus dezelfde plafonds voor de specifieke energieverliezen (zie paragraaf 160). Ook voor de compensatie van de energieverliezen kan dezelfde referentie elektriciteitsprijs worden gebruikt (zie paragraaf 164 en 165). De afname is echter wel onderhevig aan een tarief voor afname, i.e. netwerktarieven, tarief voor ODV, taksen en heffingen. Deze tarifaire component moet dus nog wel gecompenseerd worden in de variabele prijscomponent van de MVAR dienstlevering. De CREG evalueert de tarifaire kost van de energieverliezen in compensatormodus op maximum 0,50 €/MVARh in 2027. De waarde van 0.50 €/MVARh wordt aan de variabele prijscomponenten (P5 tot P8) toegevoegd.

Daarnaast is er het tarief voor het ter beschikking gesteld vermogen of PPAD die onafhankelijk is van het geactiveerd volume en rechtstreeks elders gecompenseerd wordt. Hier wordt enkel de vergoeding van de toename van PPAD ten gevolge de MVAR-levering beoogd.

167. Voor **hernieuwbare elektriciteitsproductie-eenheden** worden daarnaast ook de ingeschatte verliezen aan groenestroomcertificaten gecompenseerd.

168. Wat **BESS eenheden** betreft, wordt naast de vergoeding van de actieve energieverliezen aan de referentie-elektriciteitsprijs, ook een vergoeding voor de impact op de levensduur voorzien (zie hiervoor paragraaf 62 van deze beslissing), uitgedrukt in termen van geactualiseerde gemiddelde *Levelized Cost of Storage* (LCOS). Voor de in deze afwijking beschouwde aanbestedingsperiode 2027-2029 wordt een gemiddelde LCOS van 100 €/MWh gehanteerd als plafond in de prijsformule. De CREG benadrukt dat deze waarde geen precedent is voor wat in andere gereguleerde contracten als redelijk of aanvaardbaar kan verondersteld worden.

### 6.1.3. Risico's voor outage

169. Voor conventionele eenheden met een synchrone generator, zijn er risico's verbonden aan het opereren nabij de technische limieten gedurende lange periodes. Voor injectie is dat het risico op oververhitting (*overexcitation*) en bij absorptie het risico op uitval (*underexcitation*). Uit voorzorg acht de CREG het dus gepast om – zoals vandaag het geval is – deze risico's uit te drukken in hogere kosten in de prijsbanden P2, P4, P6 en P8 voor eenheden type SPGM.

170. Op basis van de analyse van historische aangeboden prijzen, stelde de CREG in ontwerpbeslissing (B)3120 dat de redelijke meerprijs voor het tweede deel van het regelbereik niet meer dan 1,00 €/MVARh bedraagt. Deze meerprijs is bepaald op basis van het gemiddelde prijsverschil tussen de offertes voor absorptie in injectiemodus in het eerste deel van het regelbereik [0 - X %] en in het tweede deel van het regelbereik [X % - 100 %] voor de laatste aanbesteding voor leveringsjaar 2025-2026. Dit prijsverschil bedraagt € 0,70 /MVARh, naar boven afgerond tot € 1,00 /MVARh, voor de vaststelling van de prijsplafonds P2, P4, P6 en P8 voor eenheden type SPGM.

171. Ingevolge overleg tussen de CREG en Elia naar aanleiding van de huidige beslissing, werkt Elia momenteel aan twee aanpassingen van het voorstel van T&C VSP dat zij ter goedkeuring bij de CREG zal indienen, gelinkt aan het ontkoppelen van de prijsbanden (zie paragrafen 68-71). Bij het ontkoppelen van de prijsbanden zijn twee aanpassingen nodig om tot eenzelfde gemiddelde vergoeding te komen als bij de tot nu toe gehanteerde aanpak met “koppeling van de prijsbanden”. Ten eerste dient deze risicopremie vermenigvuldigd te worden met de waarde  $(1-X\%)$  en ten tweede dient ze gehalveerd te worden om een gelijkaardige vergoeding te bekomen bij activatie in het midden van de tweede prijsband. De in de ontwerpbeslissing (B)3120 geconsulteerde risicopremie van 1,00 €/MVARh vertaalt zich dus – bij ontkoppeling van de prijsbanden - naar de volgende formule  $(1-X)/2 * 1,00 \text{ €/MVARh}$ .

## 6.2. VASTE PRIJSCOMPONENTEN

172. Naast de directe verliezen zijn er ook de operationele kosten en – voor technische eenheden met vrijwillige deelname – eventuele extra investeringskosten. Deze worden als volgt ingeschat door Sia-Partners :

- Software/Communication tools (CAPEX) : 60.000 €
- Overhead (OPEX) : 6000 €/jaar

173. Deze kosten zijn niet technologie-afhankelijk. Het variabiliseren van deze kosten in een activatieprijs (€/MVARh) is niet evident gezien het niet mogelijk is om vooraf het aantal uren activatie door Elia in te schatten en Elia nog geen publiek beschikbare inschattingen van de MVAR noden per onderstation ter beschikking stelt.

### 6.2.1. Operationele kosten

174. In haar ontwerpbeslissing (B)3120 stelde de CREG voor om voor elke deelnemende technische eenheid een *forfaitaire* vergoeding van 10.000 € toe te kennen die in deze operationele kosten tegemoet komt. De CREG motiveerde dat een forfaitaire vergoeding voor de operationele kosten nodig is om de kostenreflectiviteit van de remuneratie te verzekeren en om een toetredingsbarrière voor kleinere marktspelers weg te nemen, zonder bijkomende administratieve complexiteit te creëren.

175. Op basis van de antwoorden ontvangen tijdens de publieke raadpleging, beslist de CREG om deze vergoeding op te splitsen in een component op niveau van de VSP en een component op niveau van de deelnemende technische eenheid en een maximum te voorzien op niveau van de VSP.

176. De forfaitaire vergoeding is vastgesteld op 5.000 €/jaar per VSP en 5.000 €/jaar per technische eenheid, met een totale limiet per VSP van 50.000 €/jaar.

177. Deze jaarlijkse vergoeding wordt betaald op het einde van elk leveringsjaar.

### 6.2.2. Investeringskosten

178. Voor de vrijwillige deelname wordt eveneens een eenmalige vergoeding voorzien voor de aan de MVAR-dienst gelinkte investeringskosten. Dit zijn voornamelijk investeringen in IT infrastructuur op niveau van de technische installatie. Dit is nodig om vrijwillige deelname maximaal aan te moedigen, ook in de gevallen waarbij (beperkte) bijkomende investeringen nodig zijn. Ook hier wordt met een forfaitair bedrag gewerkt om de administratieve complexiteit te beperken. Bovendien geeft een forfaitair bedrag mogelijks een prikkel om veel eenheden aan te bieden en zo de effectieve kost te drukken via schaalvoordelen.

179. Op basis van de informatie die de marktspelers hebben verstrekt in het kader van de controle van de biedingen is de CREG van oordeel dat de forfaitaire prijs voor de investeringskosten in de communicatietools met Elia, evenals alle andere investeringskosten die nodig zijn voor de levering van de dienst aan Elia en die strikt verband houden met de levering van de dienst, zoals vastgesteld door Sia Partners, moet worden vastgelegd op € 60.000 per technische installatie VSP met een vrijwillige technische eenheid.

180. Het forfaitaire bedrag is beperkt tot €20.000/MVAR voor VSP's die 3 MVAR of minder in hun portefeuille hebben, in absorptie en productie. Het forfaitaire bedrag wordt berekend op basis van de kleinste capaciteit van de regelbereik, maar wel op de modus (injectie of compensator) die de grootste capaciteit omvat.

181. Voor technische eenheden die voor het eerst en vrijwillig deelnamen aan de MVAR dienst in het kader van de aanbestedingsprocedure 2025-2026, kan het nog niet afgeschreven of terugverdiende deel van de investeringskosten worden ingebracht met het bedrag van 60.000€ als plafond, mits de nodige bewijsstukken.

182. Deze éénmalige vergoeding wordt betaald bij het slagen van de prekwificatieprocedure opgenomen in de T&C VSP.

### 6.3. PRIJSINDEXERING

183. Prijzen die in absolute waarde worden uitgedrukt, moeten worden geïndexeerd om rekening te houden met de inflatie. Voor jaar Y worden de nieuwe betreffende prijzen, d.w.z. de meerprijs voor P2, P4, P6 en P8 voor eenheden type SPGM, de vaste prijs voor *overhead* en de vaste prijs voor investeringen als volgt berekend:

$$P(Y)=P(Y-1)*NI/BI$$

- P (Y): operationele of testkosten van het jaar Y
- Y = jaar waarvoor de nieuwe prijs wordt bepaald
- Y-1 = het vorige jaar
- NI = Nieuwe Index, gelijk aan de gemiddelde maandelijkse consumptieprijsindex gepubliceerd op <https://statbel.fgov.be> voor de laatste 12 (twaalf) maanden die gekend zijn op het ogenblik waarop de index wordt berekend (die wordt uitgevoerd in de maand voorafgaand aan de jaar Y van de Leveringsperiode).
- BI = basisindex, gelijk aan de gemiddelde maandelijkse consumptieprijsindex gepubliceerd op <https://statbel.fgov.be> voor de laatste 12 (twaalf) gekende maanden voorafgaand aan de NI-periode.

Deze indexering is van toepassing vanaf de eerste jaar van levering. De prijzen vastgesteld in deze beslissing zijn de prijzen van 2025.

De CREG besluit de bovengenoemde jaarlijkse indexering vanaf 2028 ook toe te passen op het voorziene bedrag van 0,50€/MWh voor de extra tariefkosten voor de energieverliezen in compensator modus, aangezien dit bedrag is vastgesteld op basis van de transmissienettarieven van 2027 en de tarieven voor de reguleringsperiode 2028-2031 niet bekend zijn.

## 6.4. OVERZICHT VAN PLAFONDS, FORFAITS EN REFERENTIEPRIJZEN

184. De tabel hieronder toont alle prijsplafonds en forfaits die in dit hoofdstuk worden vermeld. Ze gelden voor nieuwe en bestaande installaties van gebruikers van het Elia-net van het type SPGM<sup>26</sup> (zoals klassieke thermische eenheden en pomp-turbine-eenheden), onshore PPM<sup>27</sup> (zonne- en windenergie) en SPM<sup>28</sup> (batterijen) voor de levering van blindvermogensdiensten aan Elia.

185. Ze zijn van toepassing vanaf de volgende tender die Elia zal organiseren voor de contractuele periode die begint op 1 januari 2027 en tot het einde van de in hoofdstuk 7 bedoelde periode.

Voor hernieuwbare energie-eenheden kunnen de verliezen van groenestroomcertificaten worden toegevoegd aan de referentieprijzen.

Voor BESS eenheden kan de impact op de levensduur van de batterij worden toegevoegd aan de referentieprijzen gezien de impact van de 'self-discharge' van de batterij op de levensduur van de batterij. Voor de huidige ex-ante afwijking waarbij voor de energieverliesratio's de 'worst-case scenario' als bovengrens geldt, wordt voor deze component een plafond van 100 €/MWh gehanteerd. De CREG onderstreept dat deze waarde geen precedentwaarde heeft voor de LCOS gehanteerd in andere gereguleerde contracten.

186. Voor alle technische eenheden niet bedoeld in paragraaf 184 gelden de plafonds en forfaits niet, zoals in elk geval offshore eenheden, warmtekrachtkoppelingseenheden, HVDC-interconnecties en verbruiksinstallaties, inclusief shunt-reactoren en condensatorbanken. Voor deze categorieën gebruikers van het Elia-net zal de CREG de redelijkheid van de aangeboden prijzen ex post beoordelen, zoals het geval was voor de tender voor de leveringsjaren 2025-2026 en zal zij, indien nodig, ex post afwijkingsbeslissingen nemen.

Tabel 3: Samenvatting van de ex anteafwijking voor de periode 2027-2029

Ex ante afwijking voor de MVAR dienst		Onshore wind PPM	Solar PPM & SPM	SPGM	
Variabele prijscomponent	P2-P4-P6-P8 P9-P10	Plafond energieverliesratios (MWh/MVArh)	0,048	0,038	0,032
	P1-P3-P5-P7	Plafond energieverliesratios (MWh/MVArh) in de eerste prijsband met X (%) de limiet tussen de eerste en de tweede prijsband	X * 0,048	X * 0,038	X * 0,032
		Referentieprijzen (EUR/MWh)	Belpex Day-ahead of ICE Endex Belgian power base futures		
	P2-P4-P6-P8	Plafond risico premie (EUR/MVArh)	-	-	(1-X)/2 * 1,00
	P5-P6-P7-P8	Tarifaire meerprijs- Compensator modus (EUR/MVArh)	0,50	0,50	0,50
Vaste prijscomponent		Forfaitaire prijs operationele kosten (EUR/jaar)	max(50.000, 5.000 / VSP + 5.000 / Technische eenheid)		
		Forfaitaire prijs voor investeringen per vrijwillige technische eenheid (EUR)	60.000		

<sup>26</sup> Synchronous Power Generation Module of Synchrone elektriciteitsproductie-eenheid, zoals gedefinieerd in artikel 2, tweede lid, 9., van de Europese netcode RfG

<sup>27</sup> Power Park Module, zoals gedefinieerd in artikel 2, tweede lid, 17., van de Europese netcode RfG

<sup>28</sup> Storage Park Module of asynchrone energieopslagfaciliteit zoals gedefinieerd in artikel 1, §2, 61°, van het Federaal Technisch Reglement

## 6.5. VOORBEELDEN VAN BIEDINGEN EN BEREKENING VAN VERGOEDINGEN

### 6.5.1. Voorbeeld 1

187. Nieuwe VSP met een technische eenheid voor onshore wind (Onshore Wind PPM) die vrijwillig deelneemt aan de automatische dienst in injectiemodus en compensatiemodus.

188. Parameters van de bieding:

<b>Reactief vermogenbereik in injectie- en compensatormodus</b>	[-4 MVAR; +4 MVAR]
<b>Energieverliesratio</b>	0,040 MWh/MVARh
<b>X</b>	Niet van toepassing (=100%) gezien het technisch regelbereik lager is dan 20 MVAR
<b>Referentieprij</b>	Maandelijks ICE Endex
<b>Risicopremie</b>	Niet van toepassing
<b>Aanvullende tariefcomponent in compensatiemodus</b>	0,50 €/MVAh
<b>Vast tarief voor operationele kosten</b>	5000 + 5000 = 10.000 €/jaar
<b>Enmalige bedrag voor investeringen</b>	60.000 €
	* Als de aangeboden capaciteit [-2,1; +2,1] was geweest, zou de vaste vergoeding zijn beperkt tot $2,1 * 20.000 = 42.000$ €

De referentieprijzen voor elke maand zijn het gemiddelde dagmarktprijzen (*end-of-the-day settlement price*) voor maand M tijdens maand M-1.

Het totale volume MVARh dat tijdens maand M ("V(M)") wordt geactiveerd met de energieverliesratio (0,040 MWh/MVARh) en met de referentieprij voor maand M ("P(M)").

Wij verkrijgen daarom: Vergoeding van de maand M [€] = V(M) [MVARh] \* 0,040 [MWh/MVARh] \* P(M) [€/MWh]

Als V(M) in compensatormodus = 1000 MVARh

Als P(M) = €80/MWh

We ontvangen een variabele vergoeding in compensatiemodus (Rc) voor maand M van:

$$Rc(M) = 1000 * (80 * 0,04 + 0,5) = €3700$$

In injectiemodus, met ook 1000 MVARh

$$Ri(M) = 1000 * (80 * 0,04) = 3200 \text{ €}$$

Vergoeding wordt uiterlijk in M+2 betaald (zie T&C VSP).

De vaste vergoeding (operationele en investeringskosten) is verschuldigd zodra de technische eenheid beschikbaar is voor het leveren van de Dienst, dat wil zeggen voor nieuwe technische eenheden, zodra de pre-kwalificatieprocedure succesvol is afgerond.

## 6.5.2. Voorbeeld 2

189. Voormalig VSP met een nieuwe SPM-technische eenheid die vrijwillig deelneemt en drie bestaande SPGM-eenheden met verplichte deelname. Elke eenheid heeft een eigen meetpunt van de dienst.

190. Parameters van de bieding:

<b>Technisch regelbereik in injectiemodus van de bestaande SPGM-units MVARi(SPGM) max</b>	[-125 MVAR ; +200 MVAR]
<b>Technisch regelbereik in compensator modus van de bestaande SPGM-eenheden : MVARc(SPGM) max</b>	[-125 MVAR ; +2 MVAR]
<b>Technisch regelbereik in injectiemodus van de nieuwe SPM-eenheid: MVARi(SPM) max</b>	[-4 MVAR; +4 MVAR]
<b>Technisch regelbereik in compensatormodus van de nieuwe SPM-eenheid: MVARc(SPM)</b>	[-4 MVAR; +4 MVAR]
<b>Energieverliesratio van de bestaande SPGM-units</b>	0,025 MWh/MVArh
<b>Energieverliesratio van de nieuwe SPM</b>	0,020 MWh/MVArh
<b>Fractie X die de twee prijsbanden voor de SPGM-eenheden bepaalt</b>	75%
<b>Fractie X voor de nieuwe SPM-eenheid</b>	NA (c.à.d. 100%) (le X est défini à partir de 20 MVAR)
<b>Risicopremie voor SPGM-eenheden</b>	$(1-0.75)/2 * 1,00 \text{ €/MVArh}$
<b>Component voor de impact op de batterij levensduur voor de nieuwe SPM-eenheid</b>	100 €/MWh
<b>Referentieprij</b>	ICE Endex Jaar
<b>Aanvullende tariefcomponent in compensatiemodus</b>	0,50 €/MVAh
<b>Vaste vergoeding voor operationele kosten</b>	5000 + 4*5000 = 25.000 €/an  * als de bieding 12 technische eenheden bevatte, zou de vergoeding beperkt tot 50.000 € in plaats van 65.000 € (5000 + 12*5000)
<b>Enmalige vergoeding voor investeringen</b>	60.000 €  * als de capaciteit in beide modi minder dan 3 MVAR was in ten minste één van de twee richtingen, bijvoorbeeld [-4; 2] in injectiemodus en compensatiemodus, zou de vaste investeringsvergoeding zijn beperkt tot 40.000 €.

De jaarlijkse referentieprij is het gemiddelde dagmarktprijs (*end-of-the-day settlement price*) voor jaar Y in jaar Y-1.

Het totale volume MVArh dat in maand M ("V(M)") is geactiveerd, wordt vermenigvuldigd met het energieverliespercentage (MWh/MVArh) en met de referentieprij voor het jaar ("P(Y)"). Bijkomend wordt voor de SPGM-eenheden de risicopremie toegevoegd bij activatie in de tweede prijsband.

Vergoeding voor de bestaande SPGM-eenheden in compensator modus, per uur:

- si  $MVARc(SPGM)$  geactiveerd  $< X * MVARc(SPGM) \max$  :  $Rc(h) : MVARc(SPGM)$  geactiveerd \*  $(P(Y) * 0,025 + 0,50)$
- als  $MVARc(SPGM)$  geactiveerd  $\geq X * MVARc(SPGM) \max$  :  $Rc(h) : MVARc(SPGM)$  geactiveerd \*  $(P(Y) * 0,025 + (1 - 0,75)/2 * 1,00 + 0,50)$

Vergoeding voor SPGM in injectiemodus, per uur:

- als  $MVARI(SPGM)$  geactiveerd  $< X * MVARI(SPGM) \max$  :  $Ri(h) : MVARI(SPGM)$  geactiveerd \*  $(P(Y) * 0,025)$
- si  $MVARI(SPGM)$  geactiveerd  $\geq X * MVARI(SPGM) \max$  :  $Rc(h) : MVARI(SPGM)$  geactiveerd \*  $(P(Y) * 0,025 + (1 - 0,75)/2 * 1,00)$

Vergoeding voor de nieuwe SPM-eenheid:

- Compensator modus:  $Rc(h) : MVARc(\text{geactiveerd}) * ((P(Y) + 100 \text{ €/MWh}) * 0,020 + 0,50)$
- Injectie modus:  $Ri(h) : MVARI(\text{geactiveerd}) * ((P(Y) + 100 \text{ €/MWh}) * 0,020)$

191. Voor biedingen met de Belpex-prijsindex als elektriciteitsreferentieprijs is het voorbeeld identiek, met als enige verschil dat dan de geactiveerde MVAR volumes, vermenigvuldigd met de energieverliesratios, gewaardeerd worden op kwartierbasis aan de overeenkomstige dagmarktprijs.

## 7. DUUR VAN DE AFWIJING

193. De CREG acht een maximale duurtijd van 3 jaar voor de ex ante afwijking geschikt. Met andere woorden, deze afwijking geldt voor aanbestedingen voor de leveringsperiode die begint op 1 januari 2027 tot en met de leveringsperiode die eindigt op 31 december 2029.

194. Ten laatste na 3 jaar is een evaluatie noodzakelijk om rekening te houden met:

- de evolutie van de behoeftes aan MVAR (rekening houdende met onder meer de door Elia in 2027 voorziene investeringen in bijkomende shunt-capaciteit)
- de evolutie van de beschikbare MVAR middelen (zeker op niveau van de evolutie van capaciteit aan transmissienet-gekoppelde batterijen)
- de evolutie van competitiviteit in de biedingen, zowel voor de verplichte als vrijwillige deelname : zo zal worden bekeken hoe vaak onder het prijsplafond wordt aangeboden.

195. Deze periode volgt ook op de driejaarlijkse vervaldatum van de beschikbaarheidsstudie van ELIA bedoeld in artikel 8, §1, derde lid, 20°, van de elektriciteitswet.

## 8. BESLUIT

196. Gelet op de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, in het bijzonder artikel 8, § 1/1;

Gelet op de gedragscode van de CREG van 20 oktober 2022, in het bijzonder artikel 208, §§ 2 tot 4;

Gelet op de openbare raadpleging georganiseerd door de CREG over haar ontwerpbeslissing (B)3210 en haar ontwerp van evaluatieverslag (RA)3125;

Gelet op het definitieve evaluatieverslag van 8 januari 2026, in bijlage 1 van deze beslissing;

Gelet op de analyse en toelichting in delen 5 tot 7 van deze beslissing en de behandeling daarin van de ontvangen consultatiereacties;

Beslist de CREG om aan Elia Transmission Belgium NV een afwijking ex ante toe te staan van de marktgebaseerde verstrekking van blindvermogensdiensten en legt de volgende maatregelen op. Deze maatregelen moeten Elia in staat stellen om deze diensten op een economisch efficiënte manier aan te kopen in haar regelzone, d.w.z. het transmissienet en de lokale transmissienetten.

Met behoud van de organisatie van aanbestedingen door Elia met vrije prijzen '*Pay as Bid*', gelden de volgende plafonds en forfaitaire prijzen voor nieuwe en bestaande technische eenheden van gebruikers van het Elia-net van het type SPGM (zoals klassieke thermische eenheden en pomp-turbine-eenheden), onshore PPM (zonne- en windenergie) en SPM (batterijen) voor de levering van blindvermogensdiensten aan Elia, en dit in afwijking van artikel V.2 van het Wetboek van economisch recht:

Ex ante afwijking voor de MVAR dienst			Onshore wind PPM	Solar PPM & SPM	SPGM
Variabele prijscomponent	P2-P4-P6-P8 P9-P10	Plafond energieverliesratios (MWh/MVArh)	0,048	0,038	0,032
	P1-P3-P5-P7	Plafond energieverliesratios (MWh/MVArh) in de eerste prijsband met X (%) de limiet tussen de eerste en de tweede prijsband	X * 0,048	X * 0,038	X * 0,032
		Referentieprijzen (EUR/MWh)	Belpex Day-ahead of ICE Endex Belgian power base futures		
	P2-P4-P6-P8	Plafond risico premie (EUR/MVArh)	-	-	(1-X)/2 * 1,00
	P5-P6-P7-P8	Tarifaire meerprijs- Compensator modus (EUR/MVArh)	0,50	0,50	0,50
Vaste prijscomponent		Forfaitaire prijs operationele kosten (EUR/jaar)	max(50.000, 5.000 / VSP + 5.000 / Technische eenheid)		
		Forfaitaire prijs voor investeringen per vrijwillige technische eenheid (EUR)	60.000		

De volgende toepassingsvoorwaarden zijn van toepassing:

- 1) De waarden in de tabel zijn de plafonds voor de energieverliesratio's in het hoge prijsbereik P2,P4,P6,P8. De plafonds voor de energieverliesratio's in het eerste prijsbereik of prijsband zijn een fractie hiervan, met name de een fractie X (%) zijnde de limiet die de verdeling tussen de twee prijsbereiken bepaalt en door de VSP kan gekozen worden tussen 75% en 90%.
- 2) De variabele prijzen P2, P4, P6 en P8 kunnen voor eenheden type SPGM met maximaal (1-X)/2 \*1,00 EUR/MVArh worden verhoogd om de extra risico's op outage te compenseren tijdens activeringen die dicht bij de technische limieten van de installatie liggen.
- 3) De variabele prijzen P5 to P8 kunnen voor de automatische dienst in compensator modus met maximaal 0,50 EUR/MVArh worden verhoogd om de tarifaire meerprijs te compenseren.
- 4) Voor hernieuwbare productie-eenheden kunnen de verliezen aan groene certificaten worden toegevoegd aan de referentieprijzen, mits objectieve verantwoording.
- 5) Voor SPM kan 100 €/MWh aan de referentieprijzen worden toegevoegd om de impact op niveau van de levensduur van de batterij in rekening te brengen.
- 6) De forfaitaire vergoeding voor de jaarlijkse operationele kosten wordt aan alle MVAR-leverende eenheden toegekend en op niveau van het meetpunt van de dienst, met een limiet van 50.000 € per jaar en per VSP.
- 7) De éénmalige vergoeding voor investeringen in IT-infrastructuur met een plafond van 60.000€ wordt aan MVAR-leverende eenheden toegekend die voor een eerste maal vrijwillig deelnemen of die al vrijwillig deelnamen en waarvoor deze investeringen nog niet werden afgeschreven of terugverdiend.
- 8) De forfaitaire vergoeding voor investeringskosten is gekoppeld met een maximum van 20.000 €/MVAR voor VSPs met 3 MVAR of minder in hun portefeuille. De betaling gebeurt na het slagen van de prekwificatieprocedure opgenomen in de T&C VSP.

De CREG verleent deze ex ante afwijking voor een periode van drie jaar, met name voor aanbestedingen voor de leveringsperiode die begint op 1 januari 2027 en eindigt op 31 december 2029. De CREG behoudt zich het recht voor om deze afwijking ten gepaste tijde te herevalueren.

De CREG benadrukt dat de huidige afwijking ex ante niet van toepassing is op installaties van gebruikers van het Elia-net die hierboven niet zijn vermeld, waaronder onder meer de offshore windparken, de HVDC-systemen, de warmtekrachtkoppelingseenheden en de verbruiksinstallaties, met inbegrip van shunt reactoren en condensatorbanken. Voor deze installaties zal de CREG ex post geval per geval beoordelen of de offertes al dan niet redelijk zijn. Desgevallend zullen deze evaluaties aanleiding geven tot individuele afwijkingen ex post waarbij prijs- en/of volumevoorwaarden worden opgelegd voor de levering van de blindvermogensdienst door de betrokken kandidaat.

///

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

Laurent JACQUET  
Directeur

Ilse TANT  
Directeur

Koen LOCQUET  
Voorzitter van het Directiecomité

## **BIJLAGE 1**

**Evaluatieverslag (RA)3125 van de CREG betreffende het economisch efficiënt karakter van de verstrekking van blindvermogensdiensten aan Elia Transmission Belgium NV voor de periode 2025-2030**

## **BIJLAGE 2**

**Niet-vertrouwelijke reacties van BASF, BOP, BSTOR, Elia, FEBEG en Febeliec**