

Beslissing

(B)2750

29 februari 2024

Beslissing over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van Elia Transmission Belgium N.V. tot wijziging van de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-Agent (T&C SA)

Genomen met toepassing van artikel 3 §1 van de gedragscode van 20 oktober 2022 tot vaststelling van de voorwaarden voor de aansluiting op en de toegang tot het transmissienet en van de methoden voor het berekenen of vastleggen van de voorwaarden inzake de verstrekking van ondersteunende diensten en de toegang tot de grensoverschrijdende infrastructuur, inclusief de procedures voor de toewijzing van capaciteit en congestiebeheer

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING	4
1. WETTELIJK KADER.....	5
1.1. Europees recht	5
1.1.1. Verordening (EU) 2019/943 (hierna: de Elektriciteitsverordening).....	5
1.1.2. Verordening (EU) 2017/1485 (hierna: “SOGL”).....	7
1.1.3. Verordening (EU) 2015/1222 (hierna: “CACM”)	9
1.2. Gedragscode elektriciteit	10
2. ANTECEDENTEN.....	16
3. RAADPLEGING	18
4. ANALYSE VAN HET VOORSTEL	20
4.1. Doel van het voorstel	20
4.2. Voorwaarden die het wettelijk kader schetsen	21
4.2.1. Algemene voorafgaande opmerkingen op niveau van iCAROS fase 1	21
4.2.2. Overwegingen	25
4.2.3. Artikel 1: Onderwerp en toepassingsgebied	25
4.2.4. Artikel 2: Datum van Inwerkingtreding	25
4.2.5. Artikel 3: Verwachte effecten voor de doelstellingen van de SOGL	27
4.2.6. Artikel 4: Taal.....	27
4.3. Specifieke voorwaarden van de T&C SA.....	28
4.3.1. Algemene opmerkingen	28
4.3.2. Artikel II.1: Definities	28
4.3.3. Artikel II.2: Voorwaarde voor deelname voor de SA.....	31
4.3.4. Artikel II.3: Voorwaarden voor deelname voor leveringspunten.....	31
4.3.5. Artikel II.4: Communicatietest.....	31
4.3.6. Artikel II.5: Must-run en may-not-run aanvragen	32
4.3.7. Artikel II.6: Indiening van Dagelijks Programma	32
4.3.8. Artikel II.7: Indiening van RD Energy Bids	32
4.3.9. Artikel II.8: Verband tussen het Dagelijks programma en de RD Energy Bid	33
4.3.10. Artikel II.9: Activering van een RD Energy Bid	33
4.3.11. Artikel II.10: Terugkeer naar Dagelijks Programma.....	34
4.3.12. Artikel II.11: Activeringscontrole	36
4.3.13. Artikel II.12: Controle van terugkeer naar Dagelijks Programma.....	37
4.3.14. Artikel II.13: Volledigheids- en consistentiecontrole van gegevens.....	38
4.3.15. Artikel II.14: Vergoeding.....	38

4.3.16.	Artikel II.15: Prikkel	38
4.3.17.	Artikel II.16: Facturatie en betaling	44
4.4.	Deel III – Bijlagen	44
4.4.1.	Bijlage 1: Lijst van leveringspunten	44
4.4.2.	Bijlage 2: Procedure voor aanvaarding van een SA	44
4.4.3.	Bijlage 3: Meteringvereisten	44
4.4.4.	Bijlage 4: Indiening van Dagelijks Programma	44
4.4.5.	Bijlage 5: Indiening van redispatching energiebeding	45
4.4.6.	Bijlage 6: Kostenreflectiviteit	45
4.4.7.	Bijlage 7: Activering van Redispatching Energiebedingen	45
4.4.8.	Bijlage 8: Activeringscontrole	46
4.4.9.	Bijlage 9: Controle van terugkeer naar Dagelijks Programma	46
4.4.10.	Bijlage 10: Vergoeding van een May-Not-Run	47
4.4.11.	Bijlage 11: Prikkel (in de geconsulteerde versie: Penaliteiten)	47
5.	BESLISSING	48
	BIJLAGE 1	49
	BIJLAGE 2	50
	BIJLAGE 3	51

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN ELEKTRICITEIT EN HET GAS (hierna: “CREG”) onderzoekt hierna de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia Transmission Belgium (hierna: “Elia”) tot wijziging van Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-Agent (hierna: “Voorstel”). De aanvraag tot goedkeuring wordt door Elia ingediend met toepassing van de artikelen 46 en 110 van de Verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen (hierna: “SOGL”) en de artikelen 128 en 129 van de gedragscode van 20 oktober 2022 tot vaststelling van de voorwaarden voor de aansluiting op en de toegang tot het transmissienet en van de methoden voor het berekenen of vastleggen van de voorwaarden inzake de verstrekking van ondersteunende diensten en de toegang tot de grensoverschrijdende infrastructuur, inclusief de procedures voor de toewijzing van capaciteit en congestiebeheer¹ (hierna: “gedragscode elektriciteit”).

Per brief van 30 oktober 2023 heeft de CREG het Voorstel van Elia voor goedkeuring ontvangen. Aan de brief zijn de volgende bijlagen van belang voor huidige beslissing gehecht:

- Het voorstel tot wijziging van de Modaliteiten en de Voorwaarden voor de Programma-Agent, opgesteld in het Frans, het Nederlands en het Engels, (Bijlage 1, van huidige beslissing);
- Het raadplegingsrapport betreffende de Modaliteiten en de Voorwaarden voor de Programma-Agent, de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning en de regels voor coördinatie en congestiebeheer, in het Engels (Bijlage 2, van huidige beslissing) .

Daarnaast zijn aan de brief van 30 oktober 2023 als bijlagen ook gehecht:

- Een voorstel tot wijziging van de regels voor coördinatie en congestiebeheer in het Frans, Nederlands en Engels;
- Een voorstel tot wijziging van Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning (hierna: T&C OPA), in het Frans, Nederlands en Engels.

Beide voorstellen voor goedkeuring maken het voorwerp uit van een aparte beslissing.

Deze beslissing is opgesplitst in vijf delen. Het eerste deel is gewijd aan het wettelijk kader. Het tweede deel licht de antecedenten toe. Het derde deel behandelt de openbare raadpleging. De CREG ontleedt in het vierde deel de inhoud van het Voorstel. Tot slot, bevat het vijfde deel de eigenlijke beslissing.

De onderhavige beslissing werd door het Directiecomité van de CREG goedgekeurd op de vergadering van 29 februari 2024.

¹ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B2409Annex1.pdf>

1. WETTELIJK KADER

1.1. EUROPEES RECHT

1.1.1. Verordening (EU) 2019/943 (hierna: de Elektriciteitsverordening)

1. In het kader van de coördinatie van eenheden en congestiebeheer in het algemeen zijn de volgende overwegingen en artikelen van de Elektriciteitsverordening relevant: Overwegingen (16), (17), (19), (30), (33) en (34), artikel 2(4) en 2(6), artikel 7(2) en artikelen 12 tot en met 17.

Specifiek in het kader van de T&C SA zijn in het bijzonder Artikel 7(2) en Artikel 13 van de Elektriciteitsverordening relevant.

2. Artikel 7(2) van de Elektriciteitsverordening bepaalt dat:

2. Day-ahead- en intradaymarkten:

a) zijn zodanig georganiseerd dat deze niet-discriminerend zijn;

b) zorgen ervoor dat alle marktdeelnemers zo goed mogelijk in staat zijn onbalansen te beheren;

c) zorgen ervoor dat alle marktdeelnemers over optimale mogelijkheden beschikken om binnen een tijdsspanne die realtime zo dicht mogelijk benadert in alle biedzones deel te nemen aan zoneoverschrijdende handel;

d) bieden prijzen die de fundamentele kenmerken van de markten weerspiegelen, met inbegrip van de realtimewaarde van energie, en waarop de marktdeelnemers kunnen vertrouwen wanneer zij overeenstemming bereiken over indekkingsproducten op lange termijn;

e) waarborgen de operationele veiligheid, waarbij tegelijkertijd een maximaal gebruik van de transmissiecapaciteit mogelijk wordt gemaakt;

f) zijn transparant, waarbij tegelijkertijd het vertrouwelijke karakter van commercieel gevoelige informatie wordt beschermd, en zorgen ervoor dat handel op anonieme wijze plaatsvindt;

g) maken geen onderscheid tussen handel binnen een biedzone en handel tussen biedzones, en

h) zijn zodanig georganiseerd dat alle marktdeelnemers afzonderlijk of door middel van aggregatie toegang hebben tot de markt.

3. Artikel 13 van de Elektriciteitsverordening bepaalt dat:

1. Redispatching van productie en redispatching van vraagrespons is gebaseerd op objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria. Redispatching staat open voor alle productietechnologieën, energieopslag en alle vraagrespons, met inbegrip van deze die in andere lidstaten zijn gevestigde, tenzij dit uit technisch oogpunt niet haalbaar is.

2. De middelen waarop redispatching betrekking heeft, worden gekozen uit productie-, energieopslag- of verbruikersinstallaties die gebruikmaken van marktgebaseerde mechanismen; hiervoor vindt een financiële vergoeding plaats. Voor redispatching gebruikte balanceringsenergiebiedingen bepalen niet de prijzen voor balanceringsenergie.

3. Niet-marktgebaseerde redispatching van productie, energieopslag en vraagrespons mag uitsluitend worden gebruikt, voor zover dat:

a) er geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar is;

b) alle beschikbare marktgebaseerde middelen zijn gebruikt;

c) het aantal beschikbare elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallaties te klein is om daadwerkelijke mededinging te waarborgen in het gebied waar geschikte productie-installaties voor het verstrekken van de dienst zich bevinden, of

d) de actuele netsituatie leidt op een zodanig regelmatige en voorspelbare wijze tot congestie dat marktgebaseerde redispatching zou resulteren in regelmatige strategische biedingen, die het niveau van interne congestie zouden verhogen, en de betrokken lidstaat heeft met het oog op het aanpakken van deze congesties een actieplan vastgesteld of zorgt ervoor dat minimaal beschikbare capaciteit voor zoneoverschrijdende handel in overeenstemming is met artikel 16, lid 8.

4. De relevante transmissiesysteembeheerders en distributiesysteembeheerders leggen ten minste jaarlijks een verslag voor aan de bevoegde regulerende instantie over:

a) de mate van ontwikkeling en effectiviteit van marktgebaseerde redispatchingsmechanismen voor elektriciteitsproductie-, energieopslag- en vraagresponsinstallaties;

b) de redenen, volumes in MWh en soorten productiebronnen die onderhevig zijn aan redispatching;

c) de maatregelen die zijn getroffen om de behoefte aan neerwaartse dispatching van productie-installaties die hernieuwbare energiebronnen of hoogrenderende warmtekrachtkoppeling gebruiken, in de toekomst terug te dringen, met inbegrip van investeringen in de digitalisering van de infrastructuur van het net en in diensten die de flexibiliteit vergroten.

De regulerende instantie dient het verslag in bij ACER en maakt een samenvatting van de in de onder a), b) en c) van de eerste alinea bedoelde gegevens openbaar, indien nodig samen met aanbevelingen voor verbetering.

5. Overeenkomstig de eisen inzake de instandhouding van de betrouwbaarheid en veiligheid van het net en uitgaande van door de regulerende instanties vastgestelde transparante en niet-discriminerende criteria, zorgen de transmissiesysteembeheerders en de distributiesysteembeheerders ervoor dat:

a) de transmissienetten en de distributienetten in staat zijn tot transmissie van uit hernieuwbare energiebronnen of door middel van hoogrenderende warmtekrachtkoppeling geproduceerde elektriciteit, waarbij zo min mogelijk sprake is van redispatching, hetgeen er niet aan in de weg staat dat bij de netplanning evenwel rekening kan worden gehouden met een beperkte mate van redispatching wanneer de transmissiesysteembeheerder of de distributiesysteembeheerder op een transparante manier kunnen aantonen dat dit in economisch opzicht efficiënter is en overeenkomt met ten hoogste 5 % van de jaarlijks opgewekte elektriciteit in installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken en die rechtstreeks zijn aangesloten op hun respectieve net, tenzij anders bepaald door een lidstaat waar de elektriciteit uit elektriciteitsproductie-installaties die hernieuwbare energiebronnen of hoogrenderende warmtekrachtkoppeling gebruiken, ten minste 50 % van het bruto jaarlijks eindverbruik van elektriciteit bedraagt;

b) passende netgerelateerde en marktgerelateerde operationele maatregelen worden getroffen teneinde neerwaartse redispatching van uit hernieuwbare energiebronnen of door middel van hoogrenderende warmtekrachtkoppeling geproduceerde elektriciteit tot een minimum te beperken;

c) hun netten voldoende flexibel zijn zodat zij in staat zijn om hun netten te beheren.

6. Wanneer niet-marktgebaseerde neerwaartse redispatching wordt gebruikt, zijn de volgende beginselen van toepassing:

a) elektriciteitsproductie-installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken, worden uitsluitend onderworpen aan neerwaartse redispatching indien er geen alternatieven zijn of indien andere oplossingen zouden leiden tot aanzienlijk onevenredige kosten of ernstige risico's voor de veiligheid van het net;

b) elektriciteit die wordt opgewekt door hoogrenderende warmtekrachtkoppeling, wordt uitsluitend onderworpen aan neerwaartse redispatching indien er, behalve neerwaartse redispatching van elektriciteitsproductie-installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken, geen alternatieven zijn of indien andere oplossingen zouden leiden tot onevenredige kosten of ernstige risico's voor de veiligheid van het net;

c) zelfgeproduceerde elektriciteit van productie-installaties die hernieuwbare energiebronnen of hoogrenderende warmtekrachtkoppeling gebruiken die niet wordt teruggeleverd aan het transmissie- of distributienet wordt niet beperkt, tenzij er geen andere mogelijkheid bestaat om problemen inzake de netbeveiliging op te lossen;

d) neerwaartse redispatching overeenkomstig de punten a), b) en c) wordt naar behoren en op transparante wijze gerechtvaardigd.

De rechtvaardiging wordt opgenomen in het in lid 3 bedoelde verslag.

7. Wanneer niet-marktgebaseerde redispatching wordt gebruikt, wordt dit onderworpen aan financiële vergoeding door de systeembeheerder die om redispatching verzoekt aan de beheerder van de productie-, energieopslag- of vraagresponsinstallatie waarvoor redispatching plaatsvindt, behalve in het geval producenten die een aansluitovereenkomst hebben aanvaard waarin de vaste levering van energie niet is gewaarborgd. Dergelijke financiële vergoeding is ten minste gelijk aan het hoogste van de volgende elementen of een combinatie ervan indien het toepassen van uitsluitend het hoogste zou leiden tot een ongerechtvaardigd lage of een ongerechtvaardigd hoge vergoeding:

a) aanvullende exploitatiekosten als gevolg van redispatching, zoals aanvullende brandstofkosten in het geval van opwaartse redispatching, of back-up-warmtevoorziening in het geval van neerwaartse redispatching van elektriciteitsproductie-installaties die hoogrenderende warmtekrachtkoppeling gebruiken;

b) de netto-inkomsten van de verkoop van elektriciteit op de day-aheadmarkt die de elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallatie zou hebben geproduceerd zonder het verzoek om redispatching; wanneer financiële ondersteuning wordt verleend aan elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallaties op basis van het geproduceerde of verbruikte elektriciteitsvolume, wordt de financiële ondersteuning die zou zijn ontvangen zonder het verzoek om redispatching beschouwd als onderdeel van de netto-inkomsten.

1.1.2. Verordening (EU) 2017/1485 (hierna: "SOGL")

4. De doelstellingen van de SOGL worden in artikel 4 vastgelegd.

1. Met deze verordening worden de volgende doelstellingen nagestreefd:

a) vaststellen van gemeenschappelijke eisen en beginselen ten aanzien van de operationele veiligheid;

b) vaststellen van gemeenschappelijke beginselen inzake de planning van geïnterconnecteerde systemen;

c) vaststellen van gemeenschappelijke belasting-frequentieregelprocessen en -structuren;

d) voorzien in de voorwaarden voor het handhaven van de operationele veiligheid in de gehele Unie;

e) voorzien in de voorwaarden voor het handhaven van een zeker frequentiekwaliteitsniveau in alle synchrone zones van de Unie;

f) bevorderen van de coördinatie tussen systeembeheer en operationele planning;

g) waarborgen en versterken van de transparantie en betrouwbaarheid van informatie over het beheer van transmissiesystemen;

h) bijdragen tot de efficiënte exploitatie en ontwikkeling van het elektriciteitstransmissiesysteem en de elektriciteitssector in de Unie.

2. Bij de toepassing van deze verordening zorgen de lidstaten, bevoegde autoriteiten en systeembeheerders ervoor dat zij:

a) de beginselen van evenredigheid en niet-discriminatie toepassen;

b) de transparantie waarborgen;

c) het beginsel toepassen van optimalisering tussen de hoogste totale efficiëntie en laagste totale kosten voor alle betrokken partijen;

d) erop toezien dat de TSB's bij het waarborgen van de veiligheid en stabiliteit van het netwerk zo veel mogelijk gebruikmaken van marktwerking;

e) de aan de relevante TSB toegewezen verantwoordelijkheid respecteren om de systeemveiligheid te waarborgen, inclusief als vereist door de nationale wetgeving;

f) de relevante DSB's raadplegen en rekening houden met de potentiële effecten op hun systemen, en

g) rekening houden met de overeengekomen Europese normen en technische specificaties.

5. Artikel 5 van de SOGL stelt vast dat transmissiesysteembeheerders (hierna: "TSB's") verplicht zijn om, op Europees en regionaal niveau, verschillende voorwaarden en methodologieën te ontwikkelen en ter goedkeuring in te dienen bij de betrokken regulerende instanties.

1. De TSB's ontwikkelen de bij deze verordening vereiste voorwaarden of methodologieën en dienen die ter goedkeuring in bij de bevoegde reguleringsinstanties overeenkomstig artikel 6, leden 2 en 3, dan wel bij de door de lidstaat aangewezen entiteit overeenkomstig artikel 6, lid 4, binnen de bij deze verordening vastgestelde respectievelijke termijnen.

6. Artikel 6.5 van de SOGL stelt dat wanneer een afzonderlijke TSB krachtens deze verordening vereist of gemachtigd is om niet in lid 4 genoemde eisen te specificeren of overeen te komen, lidstaten kunnen eisen dat deze voorafgaande goedkeuring van de bevoegde reguleringsinstantie vereisen:

"Wanneer een afzonderlijke relevante systeembeheerder of TSB krachtens deze verordening vereist of gemachtigd is om niet in lid 4 genoemde eisen te specificeren of overeen te komen, kunnen de lidstaten met betrekking tot deze eisen voorafgaande goedkeuring van de bevoegde reguleringsinstantie vereisen."

7. Een programma-agent (hierna: "SA") is een entiteit of zijn entiteiten die als taak hebben TSB's of, indien van toepassing, derden te voorzien van programma's van marktdeelnemers.

8. Artikel 110 (3) en 110 (4) van de SOGL bepaalt dat voor elke elektriciteitsproductie-installatie en elke verbruikersinstallatie, die onderworpen is aan nationale voorwaarden geformuleerde programmeringsvereisten, de betrokken eigenaar een SA benoemt of zelf optreedt als SA. Elke marktdeelnemer en shipping agent die onderworpen is aan nationale voorwaarden geformuleerde programmeringsvereisten, benoemt of treedt op als SA.

9. Artikel 111 van de SOGL vervolgt dat:

“1. Elke programma-agent, met uitzondering van programma-agenten van shipping agents, legt aan de TSB, die de programmeringszone beheert, op verzoek van de TSB, en indien van toepassing aan een derde, de volgende programma's voor:

- a) productieprogramma's;*
- b) verbruiksprogramma's;*
- c) interne commerciële handelsprogramma's, en*
- d) externe commerciële handelsprogramma's.*

2. Elke programma-agent van een shipping agent, of, indien van toepassing, een centrale tegenpartij, overlegt aan de TSB die een programmeringszone beheert die onderworpen is aan marktkoppeling, op verzoek van de betrokken TSB, en indien van toepassing aan een derde, de volgende programma's:

- a) externe commerciële handelsprogramma's in de vorm van:*
 - i) multilaterale uitwisselingen tussen de programmeringszone en een groep van andere programmeringszones;*
 - ii) bilaterale uitwisselingen tussen de programmeringszone en een andere programmeringszone;*
- b) interne commerciële handelsprogramma's tussen de shipping agent en centrale tegenpartijen;*
- c) interne commerciële handelsprogramma's tussen de shipping agent en andere shipping agents.”*

10. Tot slot, bepaalt artikel 112 (5) van de SOGL dat elke SA van een shipping agent of, indien van toepassing, een centrale tegenpartij, aan de TSB's, op hun verzoek, verstrekt de waarden van de externe commerciële handelsprogramma's van elke programmeringszone die betrokken is bij marktkoppeling in de vorm van geaggregeerde verrekende externe programma's.

11. In het kader van deze T&C SA zijn bovendien ook de artikelen relevant 40, 46, 49 en 52 van de SOGL die rechtstreeks van toepassing zijn op de gegevensuitwisseling tussen de netgebruikers en de TSB, waaronder ook de prognosegegevens en realtimegegevens betreffende de hoeveelheid en beschikbaarheid van opgewekt werkzaam vermogen en werkzaam vermogensreserve, op day-ahead- en intraday-basis.

1.1.3. Verordening (EU) 2015/1222² (hierna: “CACM”)

12. Tot slot bepaalt ook Artikel 16 van CACM dat informatie over de beschikbaarheid van opwekkingseenheden en basislasten aan TSB's moeten worden verstrekt, alsook de relevante beschikbare informatie over de wijze van dispatching van de opwekkingseenheden. Deze verplichting geldt in het kader van de verplichting van TSB's tot het opstellen van gemeenschappelijke netwerkmodellen voor de capaciteitsberekening en de daartoe voorziene methodologie. Artikel 16 van CACM bepaalt:

“ 3.In het voorstel voor een methodologie voor het verstrekken van de opwekkings- en basislastgegevens wordt de informatie gespecificeerd die door de opwekkingseenheden en

² Verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer

basislasten aan de TSB's moet worden verstrekt. Die informatie bevat de volgende elementen:

- a) informatie over hun technische kenmerken;
- b) informatie over de beschikbaarheid van opwekkingseenheden en basislasten;
- c) informatie met betrekking tot de tijdschema's van de opwekkingseenheden;
- d) relevante beschikbare informatie over de wijze van dispatching van de opwekkingseenheden.

4. In de methodologie worden de voor de opwekkingseenheden en basislasten geldende uiterste termijnen voor het verstrekken van de in lid 3 bedoelde informatie gespecificeerd.

(..) “

1.2. GEDRAGSCODE ELEKTRICITEIT

13. In uitvoering van artikel 6.5 van de SOGL (paragraaf 6 van huidige beslissing) bepaalt artikel 3, §1 van de gedragscode elektriciteit dat de modaliteiten en voorwaarden op te stellen voor de programma-agentovereenkomst, ter goedkeuring aan de CREG moeten worden voorgelegd.

14. Artikel 123 van de gedragscode elektriciteit introduceert de regels betreffende de planning van de niet-beschikbaarheden, de programmering en de coördinatie van installaties van transmissienetgebruikers en hun toepassingsdomein:

“Art. 123. § 1. Dit hoofdstuk bepaalt de regels betreffende de planning van de niet-beschikbaarheden, de programmering alsook de coördinatie van bepaalde installaties of groepen van installaties van transmissienetgebruikers om de operationele veiligheid, betrouwbaarheid en efficiëntie van het net te verzekeren.

§ 2. De installaties die dit hoofdstuk beoogt, zijn alle installaties ongeacht of zij als bestaand of nieuw te beschouwen zijn overeenkomstig de Europese netcode RfG, de Europese netcode DCC, de Europese netcode HVDC of overeenkomstig het technisch reglement, die vallen onder een van de volgende categorieën:

1° elke elektriciteitsproductie-eenheid met een maximaal vermogen groter dan of gelijk aan 1 MW (of van het type B, C of D overeenkomstig de maximumcapaciteitsdrempelwaarden bedoeld in het technisch reglement indien deze eenheid zich binnen een CDS bevindt) en, in voorkomend geval als lokale elektriciteitsproductie-eenheid, aangesloten is op het transmissienet of die zich binnen een CDS bevindt dat op zijn beurt is aangesloten op het transmissienet;

2° elk energieopslagfaciliteit van het type B, C of D overeenkomstig de maximumcapaciteitsdrempelwaarden bedoeld in het technisch reglement, in voorkomend geval als lokale energieopslagfaciliteit, aangesloten op het transmissienet of die zich binnen CDS bevindt dat op zijn beurt aangesloten is op het transmissienet;

3° elke verbruiksinstallatie die aangesloten is op het transmissienet, evenals

4° elke groep van verbruiksinstallaties binnen een CDS aangesloten op het transmissienet. “

15. Artikel 124 van de gedragscode elektriciteit bepaalt wie kan optreden als programma-agent of als verantwoordelijke van de niet-beschikbaarheidsplanning voor de elektrische installatie:

Art. 124. De transmissienetgebruiker treedt op als programma-agent en als verantwoordelijke voor niet-beschikbaarheidsplanning voor de elektrische installatie die het voorwerp uitmaakt van, respectievelijk, een programmering en een niet-beschikbaarheidsplanning, zoals bedoeld in afdelingen 3.6.2.2. en 3.6.2.3. van deze gedragscode, of duidt een derde in die hoedanigheid aan.

16. In het geval een installatie ook deelneemt aan één of meerdere balanceringsdiensten, bepaalt Artikel 129 het volgende:

Art. 129. Wanneer een installatie ook deelneemt aan één of meerdere balanceringsdiensten, overeenkomstig titel 8.2, kan de programma-agent van de installatie enkel de betrokken transmissienetgebruiker of de betrokken aanbieder van balanceringsdiensten zijn.

17. Artikel 128 van de gedragscode elektriciteit bepaalt de volgende verplichtingen op vlak van programmering:

Art. 128. § 1. Voor elke installatie bedoeld in artikel 123, § 2, 1° en 2°, moet informatie aan de transmissienetbeheerder worden bezorgd betreffende de programmering van de productie of van het verbruik van de installatie.

§ 2. Onverminderd de vrijstellingen voor verbruiksinstallaties of groepen van verbruiksinstallaties bedoeld in artikel 123, § 2, 3°, van de verplichting tot programmering, overeenkomstig artikel 52.2, a), van de Europese richtsnoeren SOGL, kan de transmissienetbeheerder niettemin, in geval van deelname aan de levering van een ondersteunende dienst van een verbruikseenheid (die een deelverzameling is van een verbruiksinstallatie zoals bedoeld in artikel 123, § 2, 3° en 4°), informatie eisen over de programmering voor die verbruikseenheid, rekening houdend met de aard ervan.

§ 3. De programma-agent van de installatie verstuurt die informatie volgens de procedures zoals voorzien in de type-overeenkomst van de programma-agent bedoeld in artikel 131.

18. Artikel 130 van de gedragscode elektriciteit bepaalt de volgende verplichtingen betreffende de beschikbaarheidsstelling van beschikbaar vermogen:

Art. 130. § 1. Voor elke elektrische installatie die het voorwerp uitmaakt van een verplichte programmering zoals bedoeld in artikel 128, § 1, wordt het actief vermogen dat op die installatie opwaarts en neerwaarts beschikbaar is, ter beschikking gesteld van de transmissienetbeheerder opdat die onder meer de corrigerende acties van redispatching kan uitvoeren.

§ 2. Het actief vermogen vanuit één of meerdere verbruikseenheden, bedoeld in artikel 2.4 van de Europese netcode DCC, kan op vrijwillige basis worden ter beschikking gesteld van de transmissienetbeheerder opdat die onder meer de corrigerende acties van redispatching kan uitvoeren.

§ 3. De programma-agent verstuurt deze energiebiedingen voor redispatching volgens de procedures zoals voorzien in de type-overeenkomst van de programma-agent bedoeld in artikel 131.

§ 4. Voor de verbruikseenheden binnen een lokaal transmissienet, een publiek distributienet of een CDS is de terbeschikkingstelling van actief vermogen onderworpen aan de voorafgaande toestemming van de lokale transmissienetbeheerder, de publieke distributienetbeheerder of de CDS-beheerder op wiens net de betrokken installaties zijn aangesloten en het naleven van de eventuele technische of operationele beperkingen voor de beschikbaarstelling van het vermogen zoals opgelegd door de betrokken lokale transmissienetbeheerder, de publieke distributienetbeheerder of de CDS-beheerder op wiens net de betrokken installaties zijn aangesloten. De betreffende netbeheerder kan, mits

aangepaste 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 van de programma-agent.

§ 5. Onverminderd de eventuele bepalingen inzake coördinatie in de Europese netcodes en richtsnoeren, het technisch reglement, het herstelplan en het systeembeschermingsplan, bevatten de type-samenwerkingsovereenkomst bedoeld in artikel 3, § 1, h), en de type-aansluitingsovereenkomst bedoeld in artikel 3, § 1, a), de bepalingen inzake de coördinatie tussen de transmissienetbeheerder en de lokale transmissienetbeheerders en publieke distributienetbeheerders resp. de transmissienetbeheerder en de CDS-beheerders voor deelname van één of meerdere installaties van lokale transmissienetgebruikers, publieke distributienetgebruikers of CDS-gebruikers aan diensten voor coördinatie en congestiebeheer.

19. Artikel 131 van de gedragscode elektriciteit specificeert op de elementen die de type-overeenkomst van de programma-agent minstens moet te bevatten:

Art. 131. § 1. Deze type-overeenkomst van de programma-agent bevat, met naleving van de bepalingen van de Europese richtsnoeren SOGL wat betreft programmering en redispatching, ten minste:

1° de operationele verplichtingen die gelden voor elektrische installaties evenals voor de programma-agent van die installaties en de daaruit voortvloeiende verantwoordelijkheden;

2° de modaliteiten volgens dewelke de betrokken netgebruiker zijn programma-agent aanduidt;

3° alle relevante informatie die naar de transmissienetbeheerder moet worden verstuurd, met inbegrip van de programma's bedoeld in paragraaf 3 en de mededelingen bepaald in de artikelen 132 en 134;

4° de modaliteiten en procedures betreffende het doorgeven van informatie, zoals het tijdsbestek voor de gegevensuitwisseling, de vorm, de details en de granulariteit van de uitgewisselde gegevens, rekening houdend met de omvang, de kenmerken, de lokalisatie alsook de technische beperkingen van de betrokken installatie;

5° de opschortende voorwaarden van aanvaarding door de transmissienetbeheerder van een wijziging van het programma als bedoeld in artikel 128 op verzoek van de programma-agent;

6° de modaliteiten en de procedures met betrekking tot de inschrijving van het beschikbaar opwaarts en neerwaarts vermogen zoals bedoeld in artikel 130, rekening houdend in voorkomend geval met de technische beperkingen van de bedoelde installatie, alsook de criteria voor de prijsofferte die gepaard gaat met de beschikbaarstelling van dit vermogen;

7° de mogelijkheid voor de transmissienetbeheerder om beperkingen op te leggen voor het programma voor de eerste indiening ervan;

8° het mechanisme voor de aanpassingen, op aanvraag van de transmissienetbeheerder, van het programma bedoeld in artikel 128 in de vorm van activering van beschikbaar vermogen, en de omstandigheden waarin die aanpassingen aanleiding geven tot een vergoeding. Die eventuele vergoedingen moeten de aantoonbare en redelijke kosten dekken die rechtstreeks het gevolg zijn van de wijziging van dat plan;

9° de mogelijkheid voor de transmissienetbeheerder om een terugkeer naar het programma van de installatie op te leggen indien dat laatste ervan afwijkt of zal afwijken, en dit zonder vergoeding;

10° de modaliteiten van een eventueel schadebeding en de omstandigheden waarin die van toepassing zijn.

§ 3. Overeenkomstig met artikel 128 en de procedures voorzien in de typeovereenkomst van de programma-agent, bevat de informatie verstuurd door de programma-agent ten minste de elektriciteitsproductieprogramma's en voor zover nodig, het verbruik van het actief vermogen."

20. Artikelen 132, 133 en 134 van de gedragscode elektriciteit betreffen bijzondere bepalingen bij het beheer:

"Art. 132. Wanneer de programma-agent voor een installatie aan de betrokken installatie de referentiewaarden geeft, bezorgt hij daar tegelijkertijd een kopie van aan de transmissienetbeheerder."

"Art. 133. § 1. Indien de transmissienetbeheerder een afwijking van die referentiewaarden, zoals bedoeld in artikel 132 of van de effectieve productie/het effectieve verbruik vaststelt ten opzichte van het laatst voorgelegde programma voor die installatie en hij oordeelt dat alle of een gedeelte van de referentiewaarden, zoals bedoeld in het artikel 132, de veiligheid, de betrouwbaarheid of de efficiëntie van het net in het gedrang kunnen brengen, vraagt hij de programma-agent die referentiewaarden te wijzigen om opnieuw het laatst voorgelegde productie-/afnameprogramma te volgen.

De programma-agent moet de aanvraag van de transmissienetbeheerder onverwijld door zijn betrokken installatie laten toepassen overeenkomstig de type-overeenkomst van de programma-agent.

§ 2. De toepassing van paragraaf 1 ontslaat de netgebruikers voor de betrokken installaties niet van hun plichten voorzien in deze gedragscode en/of krachtens de met de transmissienetbeheerder afgesloten contracten.

§ 3. In situaties zoals bedoeld in paragraaf 1, als de referentiewaarden en/of de effectieve elektriciteits- productie/het effectieve verbruik nog afwijken van het laatste programma dat door deze programma-agent werd ingediend zelfs na de aanvraag van de transmissienetbeheerder om het programma te volgen, moet de programma-agent de eventuele door de transmissienetbeheerder opgelopen kosten dragen zoals het aanwenden van andere middelen voor het congestiebeheer."

"Art. 134. Elke volledige of gedeeltelijke onderbreking of vermindering van de elektriciteitsproductie van een offshore-power park module teneinde een deel of het geheel van het park veilig te stellen, in het bijzonder ten gevolge van actuele of verwachte slechte weersomstandigheden, moet door de programma-agent van dat park zo snel mogelijk worden meegedeeld aan de transmissienetbeheerder volgens de modaliteiten beschreven in de typeovereenkomst van de programma-agent.

Bij een situatie zoals bedoeld in het eerste lid moet de programma-agent vooraf de toestemming krijgen van de transmissienetbeheerder voor elke hervatting van de elektriciteitsproductie van de betrokken installatie(s) en moet hij met de transmissienetbeheerder coördineren. De transmissienetbeheerder kan indien nodig voorwaarden opleggen voor het elektriciteitsproductieprofiel van de betrokken installatie of groep van installaties in de typeovereenkomst van de programma-agent."

21. Artikel 135 van de gedragscode elektriciteit handelt, vervolgens, over de interacties tussen de verschillende partijen belast met informatieverstrekking over een installatie:

“Art. 135. § 1. De verschillende hieronder opgesomde gegevens die de betrokken partijen over een bepaalde installatie aan de transmissienetbeheerder bezorgen, moeten onderling samenhangend zijn:

1° het beschikbaarheidsplan ingediend door de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning voor een installatie krachtens artikel 125;

2° de programma's en aanbiedingen van vermogen voorgelegd door de programma-agent voor die installatie krachtens artikel 128;

3° de nominatie voorgelegd door de balanceringsverantwoordelijke belast met de opvolging van die installatie krachtens hoofdstuk 3.5.4;

4° evenals in voorkomend geval de aanbiedingen van balanceringsenergie voorgelegd krachtens titel 9.2, door de leverancier van balanceringsenergie die balanceringsenergie aanbiedt vanaf die installatie.

§ 2. De transmissienetgebruiker voor de betrokken installatie is ertoe gehouden om toe te zien op het correct doorgeven van de relevante en geüpdatete informatie betreffende de niet-beschikbaarheden en de prognoses van elektriciteitsproductie of verbruik van de installatie aan de verschillende in paragraaf 1 genoemde partijen en die elk van die partijen nodig heeft om haar verplichtingen na te komen.

Wanneer de transmissienetbeheerder betreffende eenzelfde installatie inconsistenties vaststelt tussen de prognoses die de verschillende voornoemde actoren hem bezorgen in het kader van hun verplichtingen, kan hij die informatie weigeren, een aanpassing vragen of ze zelf rechtzetten en in dat laatste geval de betrokken partijen ervan op de hoogte brengen.”

22. Artikelen 136 en 137 van de gedragscode elektriciteit handelen, tenslotte, over de meetuitrustingen en meetgegevens die relevant zijn in het kader van de type-overeenkomsten:

Art. 136. Voor de toepassing van dit boek zijn de meetuitrustingen de uitrustingen waarop de transmissienetbeheerder een controle dient uit te oefenen om de exploitatie van het transmissienet, en de financiële afwikkeling na uitvoering van zijn taken te verzekeren, alsook om zijn wettelijke verplichtingen na te komen.

De meetuitrustingen en hun onderdelen moeten voldoen aan de vereisten van de toepasselijke Belgische en internationale normen.

De type-aansluitingsovereenkomst, de type-overeenkomst van de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning, de type-overeenkomst van de programma-agent en/of de type-overeenkomst voor de betrokken ondersteunende dienst regelen de manier waarop de meteropname wordt uitgevoerd.

Art. 137. *De overeenkomstig deze gedragscode en/of de toepasselijke regelgeving gesloten type-overeenkomsten bepalen, onder meer, de regels betreffende de meetuitrustingen, zoals de technische conformiteitscriteria en de regels betreffende de ingebruikname en het gebruik van de meetuitrustingen, het doorgeven en het ter beschikkingstellen van de meetgegevens, de toegang tot de installaties en de betalingsmodaliteiten.*

23. Tot slot geven artikelen 240 tot 244 van de gedragscode elektriciteit de overgangsbepalingen aan. Met name artikel 240 en artikel 243 zijn relevant voor de huidige beslissing:

Art. 240. De type-overeenkomsten bedoeld in artikel 3, de balanceringsregels en de regels voor congestiebeheer, goedgekeurd door de CREG met toepassing van de wet en/of het technisch reglement vóór de inwerkingtreding van deze gedragscode, worden door de transmissienetbeheerder gewijzigd teneinde deze in overeenstemming te brengen met de bepalingen van deze gedragscode. De aldus aangebrachte wijzigingen worden door de transmissienetbeheerder ter goedkeuring aan de CREG voorgelegd bij de eerstvolgende wijziging van het betreffende document om een andere reden, doch uiterlijk binnen een tijdsbestek van achttien maanden volgend op de inwerkingtreding van deze gedragscode, behoudens uitdrukkelijk schriftelijk anders overeengekomen met de CREG.

Art. 243. Voor elke installatie bedoeld in artikel 123, § 2, 1°, met een maximaal vermogen groter dan of gelijk aan 25 MW, worden de verplichtingen van de programma-agent alsook van de verantwoordelijke van de niet-beschikbaarheidsplanning verzekerd door de balanceringsverantwoordelijke die belast is met de opvolging van het toegangspunt van deze eenheid gedurende een overgangsperiode. De transmissienetbeheerder dient, binnen de achttien maanden volgend op de inwerkingtreding van deze gedragscode, behoudens uitdrukkelijk schriftelijk anders overeengekomen met de CREG, een voorstel tot wijziging van de type-overeenkomsten van de programma-agent en van de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning bedoeld in artikel 3 ter goedkeuring bij de CREG in teneinde de balanceringsverantwoordelijke niet langer meer te belasten met deze verplichting.

2. ANTECEDENTEN

24. Op 12 november 2020 besliste de CREG over het voorstel van Elia voor de voorwaarden en modaliteiten voor de programma-agent (T&C SA). De CREG heeft het voorstel goedgekeurd met uitzondering van artikel I.7 van de Algemene Voorwaarden en mits enkele aanpassingen. Elia heeft aan de beslissing gevolg gegeven en de gevraagde wijzigingen doorgevoerd. De beslissing (B)2057 kadert in de overgangsfase zoals voorzien in artikel 377 van het federaal technische reglement (heden artikel 240, van de gedragscode elektriciteit). Het betreft een eerste stap in de omzetting van het niet-gereguleerde contractuele en operationele kader (CIPU-contract en CIPU-offshore-contract) naar een gereguleerd kader zoals bepaald in de SOGL en in het FTR, vandaag de gedragscode elektriciteit. Gedurende deze overgangsfase blijven de procedures gekend onder het CIPU-contract maximaal behouden.

25. Daarnaast heeft de CREG op 12 november 2020 het voorstel van Elia voor de voorwaarden en modaliteiten voor de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning (T&C OPA) goedgekeurd bij beslissing (B)2058. De CREG heeft het voorstel goedgekeurd met uitzondering van artikel I.7 van de Algemene Voorwaarden en mits enkele aanpassingen. Elia heeft aan de beslissing gevolg gegeven en de gevraagde wijzigingen doorgevoerd. Ook dit voorstel kadert in de overgangsfase zoals voorzien in artikel 377 van het FTR. Het betreft een eerste stap in de omzetting van het niet-gereguleerde contractuele en operationele kader (CIPU-contract en CIPU-offshore-contract) naar een gereguleerd kader zoals bepaald in de SOGL en in het FTR. Gedurende deze overgangsfase blijven de procedures gekend onder het CIPU-contract maximaal behouden.

26. Om de omzetting van het niet-gereguleerde operationele kader naar een gereguleerd kader te stroomlijnen, initieerde Elia in 2017 het iCAROS-project. Het iCAROS-project beoogt een gefaseerde implementatie van de bepalingen in de SOGL en het FTR inzake de onbeschikbaarheidsplanning, programmering en coördinatie van technische eenheden in nauw overleg met de betrokken belanghebbenden.

27. Voor de T&C OPA en T&C SA voorziet het iCAROS-project de volgende drie fases:

- Fase 1 (= overgangperiode): enkel verplichte deelname voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden (SPGM), Power Park Modules per primaire energiebron (PPM per primaire energiebron) en energieopslageenheden (ESD) met een geïnstalleerd vermogen van 25 MW en meer op het Elia net of via een GDSB geconnecteerd tot Elia net. [verplichte eenheden in het kader van het CIPU contract]
- Fase 2 : enkel verplichte deelname voor SPGM, PPM per primaire energiebron en ESD met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW en meer ongeacht hun aansluiting voor de OPA verplichting en voor de SA verplichting op het Elia net of via een GDSB geconnecteerd tot Elia net en verplichte deelname voor verbruikersinstallaties rechtstreeks geconnecteerd aan het Elia net voor de OPA verplichtingen maar niet voor de SA verplichtingen tenzij de verbruikersinstallatie vrijwillig redispatch flexibiliteit aanbiedt.
- Fase 3 : enkel verplichte deelname voor SPGM, PPM per primaire energiebron en ESD met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW ongeacht hun aansluiting en verplichte deelname voor verbruikersinstallaties rechtstreeks geconnecteerd aan het Elia net voor de OPA verplichtingen maar niet voor de SA verplichtingen tenzij de verbruikersinstallatie vrijwillig redispatch flexibiliteit aanbiedt.

28. De door de CREG goedgekeurde T&C OPA en T&C SA kaders in de eerste fase van het iCAROS-project. Het beoogt in de eerste plaats de omzetting te realiseren die nodig is om van het huidige niet-

gereguleerde contractuele en operationele kader (CIPU-contract ondertekend door de BRP) over te gaan naar een contractueel en gereguleerd kader dat een duidelijk onderscheid maakt in de rollen en verantwoordelijkheden van de OPA (OPA-contract ondertekend door de OPA) en de SA (contract SA ondertekend door de SA), zoals bepaald in de SOGL en het FTR van 22 april 2019.

29. In deze beslissingen heeft de CREG gesteld dat:

- de T&C OPA en T&C SA gelden voor alle elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslageenheden die rechtstreeks dan wel via een GDSB zijn aangesloten op het transmissienet met een nominaal vermogen van meer of gelijk aan 25 MW, met uitzondering van de elektriciteitsproductie-eenheden en asynchrone opslagparken die dienst doen als noodgeneratoren, zoals bepaald in artikel 2,§2 van het FTR.
- zowel de rol OPA als de rol SA kunnen tijdelijk nog door de BRP waargenomen worden.
- volgende technische eenheden vrijgesteld zijn van verplichte deelname:
 - productie-eenheden en energieopslageenheden die rechtstreeks dan wel via een GDSB op het transmissienet zijn aangesloten met een nominaal vermogen lager dan 25 MW: De gegevensuitwisseling zoals bedoeld in artikel 46(1), 110 en 111 van de SOGL en de artikelen 246 tot 252 van het FTR gebaseerd is op standaardinformatie tenzij de OPA voor deze installaties, op vrijwillige basis, beslist het SA-contract te ondertekenen (Overweging (21) van de T&C SA),
 - verbruikersinstallaties die rechtstreeks dan wel via een GDSB op het transmissienet aangesloten: De gegevensuitwisseling zoals bedoeld in artikel 52(1) en 53(1) van de SOGL, beperkt tot de verbruikersinstallaties van grensoverschrijdend belang, is gebaseerd op standaardinformatie. Voor verbruikersinstallaties kan in deze overgangperiode geen SA-contract worden afgesloten (Overweging (22) van de T&C OPA),
 - productie-eenheden en energieopslageenheden aangesloten aan het distributienet: De gegevensuitwisseling zoals bedoeld in artikel 49(a) van de SOGL is gebaseerd op standaardinformatie tenzij de SA, op vrijwillige basis, beslist het SA-contract te ondertekenen (Overweging (23) van de T&C SA).

30. Verder heeft de CREG in deze beslissingen gesteld dat:

- De procedures gekend onder het vroegere CIPU-contract behouden blijven. Enkel de uitwisseling van informatie is opgesplitst om in lijn te zijn met de SOGL en het FTR,
- De gebruikte terminologie in lijn is gebracht met de terminologie van de SOGL,.
- Artikel 252 van het FTR, dat betrekking heeft op de integratie van offshore wind, in onder meer de al dan niet verwachte slechte weersomstandigheden, verwerkt is.

31. Per brief van 30 oktober 2023 wordt het Voorstel door Elia bij de CREG ingediend voor goedkeuring. Dit gebeurt samen met een voorstel tot wijziging van de T&C OPA en de regels voor coördinatie en congestiebeheer.

32. Dit Voorstel kadert volgens Elia evenwel nog steeds in Fase 1 van iCAROS (= overgangperiode) en dient beschouwd te worden als een tweede en laatste stap in de overgangperiode voorzien in de artikelen 240 en 243 van de gedragscode elektriciteit.

Na deze overgangperiode zullen de T&C SA herzien moeten worden met het oog op de uitbreiding van de verplichting tot het afsluiten van het SA-contract naar niet-CIPU-eenheden en het opsplitsen van de rollen OPA, SA en BRP. Dit zal in verschillende fases gebeuren (zie fase 2 en 3 van het iCAROS-

project in paragraaf 27). Elke herziening zal gepaard dienen te gaan met een nieuwe openbare raadpleging en dient ter goedkeuring te worden voorgelegd aan de CREG en, indien van toepassing, de bevoegde gewestelijke regulatoren.

33. Voor het ingediende voorstel van T&C SA gelden dus nog de overgangsbepalingen gedefinieerd in artikelen 240 en 243 van de gedragscode elektriciteit en is nog geen volledige conformiteit met het Europese en Belgische wettelijke kader bereikt. Deze conformiteit met het wettelijke kader dient bereikt te worden met de implementatie van iCAROS fase 2.

Elia heeft daarom op vraag van de CREG een planning opgesteld voor de uitwerking en implementatie van iCAROS fase 2³. Deze planning werd eveneens ter consultatie voorgelegd aan de marktpartijen. Deze planning maakt evenwel geen deel uit van de goedkeuringsaanvraag van Elia.

34. Tenslotte is in 2023 ook de noodzaak voor het uitwerken van een regelgevend kader voor eenheden met flexibele toegang vastgesteld. Dit regelgevende kader dient in 2024 uitgewerkt te worden en zal aanleiding geven tot wijzigingen van onder meer de regels voor coördinatie en congestiebeheer.

3. RAADPLEGING

35. Elia heeft over het Voorstel een openbare raadpleging georganiseerd van 6 juni 2023 tot 25 augustus 2023, hetzij ruim elf weken.

36. De openbare raadpleging over het Voorstel gebeurde samen met de raadpleging over een voorstel tot wijziging van de T&C OPA en een voorstel tot wijziging van de regels voor coördinatie en congestiebeheer.

Ook de planning en de inhoud van iCAROS fase 2 zijn ter raadpleging voorgelegd. Tot slot, werd bij de raadpleging een verklarende nota in het Engels toegevoegd⁴.

37. Tijdens de openbare raadpleging heeft Elia zes niet-vertrouwelijke opmerkingen ontvangen van volgende belanghebbenden (Bijlage 2 van huidige beslissing):

- Belgisch offshore-platform (BOP);
- Centrica;
- Eneco Energy Trade BV;
- Febeg;
- Febeliec;
- Zandvliet Power N.V.

³ Zie www.elia.be/nl/publieke-consultaties/20230606_public-consultation-on-the-t-c-opa-t-c-sa-and-the-rules, "Timing for iCAROS phase 2" (in het Engels)

⁴ Zie www.elia.be/nl/publieke-consultaties/20230606_public-consultation-on-the-t-c-opa-t-c-sa-and-the-rules, "T&C OPA, SA, Coordination Rules – Explanatory document" (in het Engels)

38. De CREG zal de opmerkingen van de marktpartijen en de antwoorden van Elia hierop onderzoeken in deel 4 van huidige beslissing, voor zover de CREG het niet eens zou zijn met de opmerking gemaakt door de marktpartij, en/of het antwoord van Elia. De opmerkingen en antwoorden opgenomen in het raadplegingsrapport waarmee de CREG het eens is, worden in huidige beslissing niet hernomen.

39. Rekening houdende met wat voorafgaat beslist het directiecomité van de CREG, op grond van artikel 23, § 1, van zijn huishoudelijk reglement, om, met toepassing van artikel 40, 2°, van zijn huishoudelijk reglement geen raadpleging te organiseren over huidige beslissing.

De raadpleging georganiseerd door Elia beschouwt de CREG als een effectieve openbare raadpleging aangezien deze raadpleging op de website van Elia plaatsvond, gemakkelijk toegankelijk was vanuit de startpagina van deze website en voldoende gedocumenteerd was. Bovendien werd door Elia ook een informatie sessie georganiseerd op 8 februari 2023 en werd door Elia een mailing verstuurd naar alle op hun website geregistreerde personen.

De duur van de openbare raadpleging bedroeg ruim elf weken. De CREG is van oordeel dat de duur van de raadpleging voldoende lang was.

4. ANALYSE VAN HET VOORSTEL

4.1. DOEL VAN HET VOORSTEL

40. De T&C SA zijn de typeovereenkomst van toepassing op de SA, zoals beschreven in artikel 131, van de gedragscode elektriciteit. De T&C SA bepalen onder meer welke informatie naar de TSB moet worden verstuurd wat betreft programma's actief vermogen en redispatching, de modaliteiten en procedures voor die gegevensuitwisseling, de mechanismes voor het aanpassen van het programma en de omstandigheden waarin die aanpassingen of redispatching aanleiding geven tot een vergoeding.

41. De T&C SA kaderen in de context van congestiebeheer, net als de T&C OPA. Beiden hebben als doel de TSB de nodige gegevens te verschaffen voor het uitvoeren van de veiligheidsanalyses en het waarborgen van de operationele netveiligheid. De T&C SA betreffen de programma's van actief vermogen vanaf Week-5 tot reële tijd en ook de incrementele (I) en decrementele (D) biedprijzen voor redispatching.

42. De TSB controleert de samenhang van de programma's conform artikel 112 van de SOGL.

Conform artikel 70 van de SOGL stelt de TSB vervolgens op basis van deze programma's de day-ahead en intraday individuele netwerkmodellen op en beoordeelt de TSB de accuraatheid van de gegevens. Op basis van deze individuele netwerkmodellen stellen de regionale veiligheidscoördinatoren vervolgens de gemeenschappelijke netwerkmodellen samen, conform artikel 70 en 79 van de SOGL. Hierop voeren ze de operationele veiligheidsanalyse uit en coördineren ze remediërende acties om de operationele veiligheidsgrenzen te respecteren, conform artikel 75 en 76 van de SOGL. Een van de mogelijke remediërende acties is het gebruik maken van diensten van derden, zoals het redispatchen van transmissie- of distributiegekoppelde systeemgebruikers binnen de regelzone van de TSB, tussen twee of meer TSB's, conform artikel 22(1)e) en 55 c) van de SOGL. De SA bezorgt de TSB daarom ook de informatie betreffende het opwaarts en neerwaarts beschikbaar actief vermogen en redispatch biedingen.

43. Zoals uitgewerkt in paragrafen 26 tot 31 van huidige beslissing, zijn vandaag enkel elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen groter of gelijk aan 25 MW, rechtstreeks of via een transmissiegekoppelde CDS aangesloten op het transmissienet, verplicht tot het uitwisselen van informatie over de programmering en redispatch biedprijzen. Op basis van artikel 128 van de gedragscode elektriciteit wordt deze verplichting uitgebreid naar andere categorieën van technische eenheden en dienen de modaliteiten en voorwaarden opgenomen te worden in de T&C SA. De gedragscode elektriciteit voorziet in de artikelen 240 en 243 van de gedragscode elektriciteit weliswaar een overgangperiode om geleidelijk over te stappen naar een gereguleerd contractueel kader conform het Europese en het nationale wetgevende kader. Elia heeft in 2017 het iCAROS-project geïnitieerd om deze stapsgewijze omzetting te stroomlijnen.

De T&C SA goedgekeurd door de CREG in 2020 in haar beslissing (B)2057 situeren zich in de eerste fase van dit omzettingsproces ('iCAROS fase 1'), zijnde de overgangperiode gedefinieerd in de artikelen 240 en artikel 243 van de gedragscode elektriciteit.

44. Het Voorstel ingediend door Elia op 30 oktober 2023 situeert zich eveneens nog in de transitieperiode van 'iCAROS fase 1' (zie paragraaf 33 van huidige beslissing). Met dit Voorstel blijft de verplichting tot het indienen van programma's en deelname aan redispatching (hierna: 'RD Energy Bids') nog beperkt tot de elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een

nominaal vermogen groter of gelijk aan 25 MW, rechtstreeks of via een transmissiegekoppelde CDS aangesloten op het transmissienet en wordt de rol van SA nog opgenomen door de BRP van het betrokken toegangspunt. Elia beroept zich hiervoor op de overgangsbepalingen van de artikelen 240 en 243 van de gedragscode elektriciteit.

45. De beoogde doelstellingen van dit Voorstel zijn:

- Een omvorming van het huidige proces van impliciete bepaling van redispatching volumes naar een proces met expliciete redispatching energiebiedingen (hierna: 'RD Energy bids'), nodig om de kwaliteit van de ingeschatte beschikbare redispatch volumes te verbeteren en te kunnen deelnemen aan het ROSC-proces⁵ voor regionale coördinatie van operationele veiligheid met geplande go-live in 2025. De biedvereisten zijn maximaal gealigneerd met de biedvereisten voor mFRR-balanceringsbiedingen om onder meer de deelname aan het Europese mFRR-platform MARI te faciliteren;
- Het aanpassen van marktgebaseerde naar op-kosten-gebaseerde vergoeding voor redispatching in intraday. De vergoeding voor redispatching in day-ahead is reeds op kosten gebaseerd.
- Een transitie naar freedom of dispatch in intraday met de introductie van een Redispatching Gate sluitingstijd (RD GCT), waarbij het concept van 'Red Zones' vervangen wordt door het concept van 'Congestion Risk Indicatoren' (hierna: CRI)

46. Een grondige herziening van de T&C SA is voorzien in de volgende fases van het iCAROS-project wanneer de verplichting voor het ondertekenen van het SA-contract uitgebreid wordt naar de andere categorieën opgenomen in artikel 123 van de gedragscode elektriciteit (zie paragraaf 27 van huidige beslissing).

47. De T&C SA zijn ingedeeld in twee hoofddelen: (i) de voorwaarden die het wettelijk kader schetsen en (ii) het SA-contract, dat onderverdeeld is in (ii.a) algemene voorwaarden, (ii.b) specifieke voorwaarden en (ii.c) bijlagen.

Het onderzoek van de CREG hieronder gebeurt door rekening te houden met de hierboven beschreven opbouw van de T&C SA.

4.2. VOORWAARDEN DIE HET WETTELIJK KADER SCHETSEN

4.2.1. Algemene voorafgaande opmerkingen op niveau van iCAROS fase 1

48. Als antwoord op de openbare raadpleging hebben marktpartijen algemene opmerkingen geformuleerd over het gevolgde proces, de scope en het design van iCAROS fase 1 en de inhoud van de drie geconsulteerde documenten (T&C OPA, T&C SA en de regels voor coördinatie en congestiebeheer).

49. **Wat betreft het gevolgde proces**, formuleren zowel BOP als FEBEG de bezorgdheid dat het design van iCAROS fase 1 en de concrete uitwerking ervan in de geconsulteerde documenten, niet voldoende besproken werd en niet voldoende geavanceerd is om fase 1 af te sluiten en de T&C's en regels formeel goed te keuren. Niet alleen ontbreekt een alomvattende designnota, maar ook zijn additionele elementen toegevoegd die volgens FEBEG en BOP niet in de workshops met marktpartijen zouden zijn voorgesteld. Zo is volgens hen een eerlijke feedback gegeven door hen tijdens de

⁵ Core ROSC methodologie, ACER Beslissing 34/2020

workshops en in de bilaterale uitwisselingen met Elia niet in de geraadpleegde documenten opgenomen.

In haar antwoord hierop geeft Elia aan verbaasd te zijn over de opmerking dat iCAROS design fase 1 niet voldoende besproken zou zijn geweest, gezien het design al in 2017 werd geconsulteerd en er verschillende workshops hebben plaatsgevonden waarin de belangrijkste elementen zoals Terugkeer naar het Dagelijkse Programma (RTS) en de RD Gate sluitingstijd (RD GCT) besproken en bediscussieerd werden. Elia geeft aan de discussies over het design van iCAROS fase 1 niet te willen heropenen.

De CREG kan niet oordelen of de belangrijke elementen al dan niet voldoende besproken zijn geworden. Wel stelt de CREG vast dat de iCAROS design nota van 2018 de noodzaak voor de toepassing van penaliteiten voor redispacting activaties en RTS reeds introduceerde en dat Elia de voorgestelde penaliteiten tijdens de informatiesessie georganiseerd op 15 februari 2023 heeft voorgesteld aan de marktpartijen. Verder stelt de CREG op basis van de antwoorden op de openbare raadpleging en bilaterale contacten met FEBEG en BOP vast dat er een algemeen gevoel bestaat dat de inhoud van de geraadpleegde documenten niet voldoende besproken zou zijn geweest, de voorstellen als niet-evenwichtig ervaren worden en er geen consensus zou zijn over de voorgestelde richting/principes voor congestiebeheer (zie ook opmerkingen betreffende het design en de vertaling ervan in de geconsulteerde documenten in respectievelijk paragraaf 50 en 52 van deze beslissing).

De CREG gaat akkoord met het voorstel van Elia om de inhoudelijke design-discussies niet opnieuw te heropenen in het kader van iCAROS fase 1. Immers, de go-live van iCAROS fase 1 is noodzakelijk om de beoogde doelstelling geformuleerd in paragraaf 45 van deze beslissing te realiseren, waaronder de toetreding van de Belgische mFRR-markt tot het Europese MARI balanceringsplatform toe te laten. De CREG begrijpt ook dat een bijkomende uitstel of vertraging van de go-live van iCAROS fase 1 omwille van operationele en organisatorische redenen onaanvaardbaar is voor de betrokken partijen.

Daarnaast is de CREG van mening dat, zoals verder uitgewerkt in paragraaf 50 van huidige beslissing, er een *Return on Experience* nodig is om de geïntroduceerde designelementen te evalueren en indien nodig te verbeteren of te herzien.

Tenslotte is de CREG van oordeel dat het volledige design voor congestiebeheer de komende jaren opnieuw onder de loep wordt genomen. Dit onder meer in het kader van de voorziene uitbreiding van toepassingsdomein in iCAROS fase 2, maar ook om tegemoet te komen aan de noden van de markt in een veranderend energielandschap gekenmerkt door meer hernieuwbare en (grootschalige) flexibele eenheden, door Elia ingeschatte risico op structurele congesties, en door de implementatie van gecoördineerde congestiebeheersprocessen op Europees niveau.

50. Wat betreft het design van iCAROS fase 1, zijn zowel BOP als FEBEG van mening dat het voorstel niet evenwichtig is en dat dit een stap terug is ten opzichte van wat in de 'package deal' dat werd afgesproken. Meer bepaald de introductie van penaliteiten wordt als disproportioneel en niet-gemotiveerd beschouwd, zeker in combinatie met een op kosten-gebaseerde vergoeding. Alsook het risico voor veralgemeende toepassing van het concept 'Terugkeer naar het Dagelijkse Programma' of RTS bij een Medium of High CRI-niveau zonder vergoeding. Ook zijn BOP als FEBEG van mening dat niet voldoende rekening gehouden wordt met de specificiteit van verschillende soorten elektriciteitsproductie-eenheden in het design, voornamelijk met het verschil tussen weersafhankelijke en planifieerbare/coördineerbare eenheden, respectievelijk minder flexibele en flexibele eenheden. BOP is van mening dat op basis van het voorgestelde design (met in het bijzonder penaliteiten bij afwijkingen en niet-vergoeding van verloren inkomsten bij RTS) weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden hierdoor afgestraft worden voor hun beperkte planifieerbaarheid en de intrinsieke voorspellingsfouten eigen aan weersafhankelijke elektriciteitsproductie. BOP en FEBEG zijn van mening dat deze specificiteit in het design erkend en weerspiegeld moeten worden.

Daarenboven wordt door BOP en FEBEG erop gewezen dat de Europese Verordening een marktgebaseerde vergoeding voor redispatching als default vooropstelt en dat slechts hiervan kan afgeweken worden in een bepaalde situaties op basis van een grondige analyse en motivering van de noodzaak en effectiviteit ervan. Algemeen is BOP van mening dat herzieningen en nieuwe procedures ontworpen moeten worden om de voordelen van hernieuwbare energieproductie-eenheden te maximaliseren in plaats van deze eenheden te laten inpassen in een kader dat initieel ontwikkeld was voor volledig controleerbare en planifieerbare eenheden.

De CREG is van mening dat het voorgestelde design verbeteringen introduceert ten opzichte van de huidige situatie met Red Zones (in het bijzonder met betrekking tot freedom of dispatch in intraday). De door verschillende marktpartijen geïdentificeerde bezorgdheden over het principe van RTS en de toepassing van penaliteiten worden in de paragrafen 107 tot en met 119 van huidige beslissing, verder behandeld.

De CREG is ook van mening dat een *Return on Experience* van het voorgestelde design (o.m. de kwaliteit van de CRI-bepaling, de frequentie en impact van RTS in het algemeen en op de verschillende type assets in het bijzonder, de impact op de balanceringsmarkt van het voorgestelde compensatiemechanisme, de impact van het filteren van expliciete balanceringsbiedingen in zones met Medium en/of High CRI-niveau) noodzakelijk is om verdere verbeteringen of wijzigingen te introduceren. In parallel met deze *Return on Experience* dienen de voorgestelde alternatieven voor de bepaling van de *baseline* voor vergoeding van weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden, bijvoorbeeld op basis van gevalideerde metingen en modellen van de theoretische productie of *Available Active Power* in plaats van op basis van programma's, verder onderzocht en geëvalueerd te worden. Al deze elementen hangen samen en het is niet mogelijk om één van deze elementen apart te beschouwen en/of aan te passen zonder de impact op het geheel te evalueren.

Verder is de CREG van mening dat heel wat van de nu voorgestelde ontwerpelementen in iCAROS fase 1 opnieuw geëvalueerd, gemotiveerd en besproken zullen moeten worden in het kader van iCAROS fase 2 maar ook reeds in het kader van de ontwikkeling van een regulatorisch kader voor eenheden met een flexibele toegang. Terwijl de scope-uitbreiding van iCAROS fase 2 voor meer liquiditeit aan redispatching middelen zal zorgen (en dus de mogelijkheid voor een marktgebaseerde vergoeding faciliteert) duidt de aanwezigheid van eenheden met een flexibele toegang op, door Elia ingeschatte risico's, structurele congesties op het Belgische net (en dus de mogelijkheid tot vrijstelling van een marktgebaseerde vergoeding). Bijkomend evolueert de markt heel snel en verwacht Elia onder meer een significante toename van grootschalige transmissiegekoppelde batterijen vanaf 2024. De CREG verwacht specifieke uitdagingen met betrekking tot een efficiënte en niet-marktversturende integratie van deze batterijparken op niveau van congestiebeheer.

Tenslotte wordt er op Europees en regionaal vlak voor de tijdshorizon 2025-2026 de implementatie van de processen voor gecoördineerde veiligheidsanalyse (CSA) en operationele veiligheidscoördinatie in day-ahead en intraday (Core ROSC proces) en bijhorende kostenverdeling (Core RD & CS) voorbereid. Deze processen, waarbij alle beschikbare middelen voor het beheer van congesties op het 220kV en 380kV-net (zowel topologische acties als redispatching) door de individuele TSB's ter beschikking dienen te worden gesteld, kunnen en zullen eveneens een impact hebben op de congestiebeheersprocedures die op nationaal niveau (nog) kunnen geïmplementeerd worden.

51. De CREG stelt naar de toekomst toe een **toenemende complexiteit en grote uitdagingen** vast zowel op niveau van congestiebeheer op het transmissienet als het ontwikkelen van een efficiënt, transparant, niet-discriminerend en niet-marktversturend kader. De CREG besluit dat het nodig zal zijn om in de aanloop van de geplande wijzigingen van de documenten in het kader van het uitwerken van een federaal regulatorisch kader voor eenheden met flexibele toegang en in het kader van iCAROS fase 2, te starten met een alomvattende **designnota**, zoals terecht gevraagd wordt door marktpartijen.

52. **Wat betreft de implementatie van het design in de verschillende documenten**, is de BOP van mening dat geconsulteerde versies van de drie documenten (T&C OPA, T&C SA, regels voor coördinatie en congestiebeheer) geen duidelijke beschrijving bevatten van de situaties, beperkingen en drempelwaarden die door Elia moeten gerespecteerd worden in de toepassing van de beschreven instrumenten en middelen. Vanuit een juridisch perspectief is er weinig of geen bescherming van de netgebruiker/OPA/SA tegen misbruik door Elia. BOP vraagt dan ook dat dergelijke principes duidelijk in de documenten gereflecteerd worden. Ook FEBEG deelt het gevoel dat het design, zoals voorgesteld in de geconsulteerde documenten, vooral de belangen van Elia behartigen en dit ten koste van de BRP, SA of OPA. FEBEG merkt tenslotte op dat voor een volledige splitsing van de rollen BRP, SA en OPA (zoals voorzien in iCAROS fase 2) duidelijke definities van verantwoordelijkheden betreffende de rollen nodig zijn. Deze zijn essentieel om de splitsing van de rollen te faciliteren zonder marktbarrières op te werpen. Dit is ook essentieel voor het creëren van een robuust marktdesign en een juridisch kader. Dit alles ontbreekt nog in de huidige versie van de documenten. Ten slotte dient volgens BOP het in de T&Cs expliciet duidelijk te zijn dat de beschreven instrumenten uitsluitend in het kader van congestiebeheer en niet, bijvoorbeeld, in het kader van balancering kunnen gebruikt worden.

Wat het risico op misbruik van de beschikbare instrumenten betreft, antwoordt Elia dat de coördinatie van eenheden door Elia, zoals beschreven in de processen opgenomen in de T&C OPA en T&C SA, gebeuren volgens de regels van coördinatie en congestiebeheer die eveneens onderworpen zijn aan de goedkeuring van de regulator.

De CREG is het eens met dit antwoord maar is het ook eens met de marktpartijen dat verschillende elementen in de regels van coördinatie en congestiebeheer transparanter en duidelijker beschreven moeten worden en dat Elia de plicht heeft ten aanzien van de netgebruikers om de kwaliteit van de CRI-voorspellingen te waarborgen. Indien de kwaliteit van de CRI-voorspellingen niet nauwkeurig is, dan zijn de beperkingen die opgelegd worden aan eenheden onderworpen aan het SA-contract in de beschouwde elektrische zone, bijvoorbeeld via een RTS-aanvraag, niet effectief of niet gerechtvaardigd. De CREG verwijst hiervoor naar paragraaf 46 en 88 van beslissing (B)2752 betreffende de regels voor coördinatie en congestiebeheer waar de CREG vraagt dat Elia - zoals gevraagd door FEBEG in haar antwoord op de consultatie – een actieplan opstelt om de CRI-kwaliteit te monitoren en deze monitoring te gebruiken als input voor continue verbetering.

Wat het gebrek aan duidelijke afbakening van de rollen en verantwoordelijkheden van de BRP, SA en OPA en een volledige splitsing van deze rollen mogelijk te maken, geeft Elia aan dat een volledige splitsing in iCAROS fase 1 nog niet wordt geïntroduceerd. Elia erkent dat het punt aangehaald door FEBEG cruciaal is en meegenomen zal worden in de tijdslijn voor implementatie van iCAROS fase 2. De CREG gaat hiermee akkoord.

Wat de instrumenten opgenomen in de T&C OPA en T&C SA betreft, bevestigt Elia dat deze uitsluitend in het kader van congestiebeheer worden gebruikt zoals uitgelijnd in de regels voor coördinatie en congestiebeheer met uitzondering van het gebruik van RD Energy Bids in specifieke gevallen zoals opgenomen in de LFC BOA. De CREG gaat hiermee akkoord.

53. **Wat betreft het toepassingsdomein van iCAROS fase 1**, erkent FEBEG dat deze in de transitieperiode de SA- en OPA-verplichtingen beperkt zijn tot transmissiegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen groter of gelijk aan 25 MW. FEBEG geeft echter aan dat deze beperkte scope een accurate identificatie en beheer van congesties bemoeilijkt. Bijkomend stelt FEBEG dat deze eenheden - in combinatie met de additionele elementen in het voorgestelde design van iCAROS fase 1 – discriminerend zijn ten opzichte van andere eenheden, onder meer transmissiegekoppelde verbruikinstallaties. FEBEG onderstreept de noodzaak voor een level playing field voor alle netgebruikers en dringt erop aan om in afwachting daarvan in iCAROS fase 1 het voorgestelde design (verplichtingen, penaltiteiten en kader) te herzien.

Elia gaat akkoord met FEBEG dat een uitbreiding van de scope van de SA- en OPA-verplichtingen naar alle transmissiegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen groter of gelijk aan 1 MW wettelijk evenwel noodzakelijk is en verwijst naar de voorgestelde tijdslijn voor de implementatie van iCAROS fase 2. Elia herinnert eraan dat in het Europese en nationale wettelijke kader een wordt onderscheid toegelaten voor wat betreft de uitwisseling van prognosegegevens tussen TSBS en transmissiegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden enerzijds (artikel 46 van SOGL) (en bij uitbreiding energieopslagfaciliteiten) en transmissiegekoppelde verbruiksinstallaties anderzijds (artikel 52(2) van SOGL en artikel 128.§2 van de gedragscode elektriciteit).

De CREG gaat akkoord met het antwoord van Elia. De CREG onderstreept dat uitbreiding van de scope van de T&C SA wettelijk vereist is op basis van artikel 46 van SOGL en artikel 123 van de gedragscode elektriciteit.

4.2.2. Overwegingen

54. Betreffende de Overwegingen van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd.

55. De CREG merkt op dat Overweging (11) verwijst naar de eenheden voor wie deze T&C SA gelden, en naar het gebruik van standaardregels voor de transmissie-gekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen van minder dan 25 MW vermeld in Overweging (19).

De CREG vraagt dat Elia in Overwegingen (11) en (19) een referentie toevoegt naar de wettelijke basis voor deze tijdelijke uitzonderingssituatie, met name artikel 243 van de gedragscode elektriciteit. Deze aanvulling dient te gebeuren alvorens Elia het door de CREG goedgekeurde Voorstel publiceert op haar website.

4.2.3. Artikel 1: Onderwerp en toepassingsgebied

56. Betreffende artikel 1 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft geen opmerkingen hierop.

4.2.4. Artikel 2: Datum van Inwerkingtreding

57. Artikel 2(6) van het Voorstel bepaalt wat volgt:

“De prikkel factor uit Annex 11.A van het SA Contract wordt geleidelijk aangepast volgens het volgende uitvoeringsschema:

(a) Voor een periode van twaalf (12) maanden vanaf de datum van inwerkingtreding van deze T&C SA, indien dit op de eerste (1e) dag van de maand gebeurt, of indien dit niet het geval is, op de eerste (1e) dag van de maand na de inwerkingtreding van deze T&C SA, zal de prikkel factor gelijk zijn aan nul (0) procent;

(b) Voor de volgende twaalf (12) maanden zal de prikkel factor gelijk zijn aan vijf (5) procent;

(c) Na deze twaalf (12) maanden zal de prikkel factor gelijk zijn aan tien (10) procent.”

Na de publieke raadpleging heeft Elia in voormelde clause in haar Voorstel toegevoegd. De verwijzing naar Annex 11.A van het SA Contract betreft de ‘Prikkel in verband met de activeringscontrole’.

Elia heeft deze aanpassing doorgevoerd als antwoord op de feedback van marktpartijen op de toepassing van penaliteiten, initieel voorgesteld in Annex 11.A van het SA Contract, zijnde 25% en dat ter raadpleging was voorgelegd.

FEBEG en BOP hebben duidelijk aangegeven niet akkoord te gaan met de toepassing van penaliteiten, zeker niet in combinatie met een op kosten-gebaseerde vergoeding. Beide belanghebbenden hebben aangegeven dat een go-live van iCAROS fase 1 met penaliteiten in de beginfase onaanvaardbaar is en dat de introductie van penaliteiten slechts kan gebeuren samen met een herziening van de tolerantie en dit pas wanneer de noodzaak ervan is aangetoond, i.e. essentieel voor systeemveiligheidsredenen en er geen alternatieve maatregelen mogelijk zijn.

De CREG stelt vast dat de toepassing van penaliteiten (term gebruikt in de geconsulteerde versie van het Voorstel van 6 juni 2023; en na indiening bij de CREG op 30 oktober 2023 hernoemd naar "prikkel") fel gecontesteerd wordt door onder meer FEBEG (wiens leden merendeel bestaan uit entiteiten die de rol van SA vervullen) en BOP, zeker voor wat betreft de prikkels in verband met de activeringscontrole (Annex 11.A) en in verband met de controle van terugkeer naar het dagelijkse programma (Annex 11.B).

FEBELIEC (wiens leden meestal niet de rol van SA vervullen) daarentegen gaat akkoord met de toepassing van prikkels wanneer een service provider een onbeschikbaarheidsplan, programma of RD Energy Bid die de service provider zelf heeft ingediend, niet respecteert.

De CREG stelt vast dat een correcte wettelijke basis om aan een SA een prikkel te geven ontbreekt. Nergens in de SOGL is er sprake van een mogelijkheid om in de T&C SA prikkels op te nemen die de SA ertoe zou aanzetten om bepaalde verplichtingen kwalitatief te volbrengen. Van prikkels is enkel sprake in het kader van de EBGL maar deze kunnen enkel opgelegd worden aan een BRP of een BSP of een TSB en bijkomend mogen de prikkels niet marktverstrend zijn. Voor verdere motivering verwijst de CREG naar titel 4.3.16 van huidige beslissing.

Daarnaast is het begrip 'boete' of 'penaliteit' dat een straf is, niet langer meer opgenomen in de gedragscode elektriciteit. De gedragscode elektriciteit laat in artikel 126, 7° dat: *"De type-overeenkomst van de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning, bepaalt, met naleving van de bepalingen van de Europese richtsnoeren SOGL en de daaruit voortvloeiende voorwaarden en methodologieën, in termen van niet-beschikbaarheidsplanning, ten minste: 7° de modaliteiten van een eventueel schadebeding en de omstandigheden waarin die van toepassing zijn."*

58. Artikel 2(6) van het Voorstel stelt een gefaseerde aanpak voor, zijnde de prikkel factor genoemd in Annex 11.A te starten vanaf 0%. Nadien zou deze verhoogd worden naar 5% voor opnieuw 12 maanden en daarna naar 10%.

De CREG kan de eerste fase van 12 maanden gelijk aan 0% aanvaarden. Echter, zolang geen correct wettelijke basis is aangetoond die Elia toelaat om o.b.v. de SOGL een prikkel op te leggen aan een SA opdat deze laatste kwalitatief zijn verplichtingen zou nakomen, kan de CREG niet akkoord gaan met de 5% en de 10% die daarop volgt.

Wat wel mogelijk is, is het opleggen van een schadebeding. Het komt aan Elia toe om aan de hand van historische data de schade, die zij eventueel zou opgelopen bij het niet-naleven van de verplichtingen, aan te tonen. Bovendien dient, hierbij aansluitend, de voorgestelde tolerantieband in Annex 9.B onderbouwd te worden op basis van zowel historische data en praktijkervaring en op basis daarvan herzien. Tenslotte dient bij een eventuele vaststelling van een ondermaatse kwaliteit van levering van de dienst (zowel algemeen als voor specifieke situaties), de oorzaken hiervan opgespoord te worden en alternatieven gezocht te worden om de kwaliteit van de dienstlevering te verzekeren.

Bijgevolg keurt de CREG enkel de prikkel factor gelijk aan 0% goed. Indien Elia na 12 maanden na de inwerkingtreding van het goedgekeurd Voorstel kan aantonen dat er een wettelijke basis bestaat voor het geven van een prikkel aan een SA of een schadebeding gerechtvaardigd zou zijn om redenen dat Elia schade lijdt ingevolge de niet-naleving van bepaalde verplichtingen door de SA, kan dit opnieuw herzien worden en opengesteld worden voor de invoering van een prikkel, dan wel een schadebeding.

59. Betreffende de termijn voor de inwerkingtreding van het Voorstel en het ondertekenen van de contracten vermeld in Artikel 2(3) en Artikel 2(5), vestigt FEBEG de aandacht op het significante contractuele en het testing werk dat nodig is voor de go-live fase.

Elia gaat hiermee akkoord en verwijst naar de door Elia voorgestelde “*common testing roadmap*” voor alle operationele en IT-gerelateerde aspecten en geeft aan het contractuele proces te zullen starten vanaf de datum van goedkeuring van de regulatorische documenten. De CREG heeft hierop geen verdere opmerkingen.

4.2.5. Artikel 3: Verwachte effecten voor de doelstellingen van de SOGL

60. Betreffende Artikel 3 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd.

61. In deze context past de algemene opmerking geformuleerd door FEBEG over het mogelijk probleem van discriminatie en inefficiëntie te wijten aan de beperkte scope van technische eenheden die in iCAROS fase 1 verplicht zijn deel te nemen en dit terwijl niet-discriminatie en efficiëntie belangrijke beginselen zijn van de SOGL, zoals vermeld in Artikel 3(1)(a) en Artikel 3(1)(c).

De CREG bevestigt dat in iCAROS fase 1 de doelstellingen nog niet volledig vervuld zijn. In afwachting van de implementatie van iCAROS fase 2 vraagt de CREG dat Elia in Artikel 3(1)(a) en Artikel 3(1)(c) verwijst naar de overgangsbepaling in Artikel 243 van de gedragscode elektriciteit (zie ook paragraaf 55 van huidige beslissing). Deze aanvulling dient te gebeuren alvorens het goedgekeurd Voorstel op de website van Elia wordt gepubliceerd.

De CREG heeft verder geen opmerkingen op artikel 3.

4.2.6. Artikel 4: Taal

62. Betreffende Artikel 4 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft hierop geen opmerkingen.

4.3. SPECIFIEKE VOORWAARDEN VAN DE T&C SA

4.3.1. Algemene opmerkingen

63. De marktpartijen hebben tijdens de raadpleging verschillende algemene opmerkingen geformuleerd die niet enkel betrekking hebben op het geheel van geconsulteerde documenten (T&C OPA, T&C SA en regels voor coördinatie en congestiebeheer) van iCAROS fase 1. De CREG verwijst voor een algemene bespreking van deze opmerkingen op niveau van iCAROS fase 1 naar paragrafen 48 tot 53 van huidige beslissing.

64. De belangrijkste opmerkingen die een rechtstreekse toepassing vinden op het Voorstel betreffen :

- het schrappen van de categorie 'Limited Coordinable Unit' ;
- de introductie van het concept 'RD Gate Sluittingstijd' ;
- de uitbreiding van de toepassing van het concept 'Terugkeer naar het dagelijkse programma' bij Medium en High CRI-niveau;
- het gebruik van de ingediende programma's als *baseline* voor het vergoeden van redispatching van weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden;
- de invoering van op-kostengebaseerde vergoeding van redispatching in intraday (in combinatie met penaliteiten)
- het toepassen van prikkels in verband met de controle van activatie;
- het toepassen van prikkels in verband met de controle van de terugkeer naar het Dagelijkse Progamma;
- het toepassen van prikkels in verband met de volledigheds- en consistentiecontrole van gegevens;
- de plichten van Elia ten aanzien van netgebruikers; bijvoorbeeld inzake transparantie en voorkomen van misbruik van voorgestelde mechanismen;

Hierna zal de CREG deze algemene opmerkingen behandelen bij elk van de relevante artikelen, samen met de artikel-specifieke opmerkingen.

4.3.2. Artikel II.1: Definities

65. Febeliec, FEBEG en Zandvliet Power stellen vast dat Elia voorstelt om slechts twee categorieën voor het niveau van coördineerbaarheid van een Technische Faciliteit te voorzien, namelijk coördineerbaar en niet-coördineerbaar. Vandaag bestaat er ook de categorie 'Beperkt coördineerbaar', dat in het Voorstel geschrapt wordt. Febeliec, FEBEG en Zandvliet Power hebben hier tijdens de raadpleging verschillende opmerkingen hierover geformuleerd.

Febeliec geeft aan dat bepaalde eenheden op industriële sites slechts onder bepaalde technische beperkingen coördineerbaar zijn, en is van mening dat het concept in de toekomst dus mogelijk verfijnd zou moeten worden of meer toelichting nodig is voor wat betreft verbruiksinstallaties.

Zandvliet Power leidt af dat onder de voorziene definities van 'coördineerbaar' en 'niet-coördineerbaar' een gecombineerde stoom- en gascyclus (STEG of CCGT) zoals deze van Zandvliet

Power op het gesloten distributienet van BASF, als niet-coördineerbaar zou moeten worden beschouwd. Wanneer de STEG stoom moet leveren aan industriële processen, is deze immers niet coördineerbaar. In andere operatie modi echter wél. Zandvliet Power betreurt dat op die manier met het Voorstel technisch beschikbare flexibiliteit niet langer meer zal kunnen worden aangeboden voor netdiensten aan Elia en de Belgische controle zone.

FEBEG sluit zich aan bij de hierboven genoemde opmerkingen. FEBEG stelt voor om de coördineerbaarheidsstatus van een eenheid niet als een statische parameter te definiëren, maar als een parameter die op dagbasis kan aangepast worden, bijvoorbeeld als onderdeel van de dagelijkse biedstrategie, zodat dus de technisch beschikbare flexibiliteit van de eenheid voor een gegeven tijdsinterval kan aangegeven worden.

In haar antwoord geeft Elia aan dat het coördineerbaarheidsniveau per richting wordt bepaald en dat beperkingen op ramping niveau vertaald worden in de karakteristieken van de RD Energy Bids. Elia bevestigt dat het Voorstel inderdaad het coördineerbaarheidsniveau van een Technische Faciliteit als een statische parameter beschouwt, gedefinieerd bij de ondertekening van het SA-contract. Elia verduidelijkt dat een niet-coördineerbare Technische Faciliteit weliswaar flexibiliteit kan aanbieden voor redispatching op de ogenblikken dat ze hier technisch toe in staat is. Tenslotte geeft Elia aan dat het voorgestelde concept in het kader van iCAROS fase 2 kan aangepast worden op basis van Return on Experience en bijkomende gevallen zoals voor verbruiksinstallaties.

De CREG deelt de bezorgdheden geformuleerd door de marktpartijen. De CREG is bovendien verbaasd vast te stellen dat Elia in haar antwoord op de openbare raadpleging de indruk wekt dat technisch beschikbare flexibiliteit aangeboden *kan* worden voor congestiebeheer. De CREG verwijst hierbij naar artikel 130 §1 van de gedragscode elektriciteit dat stelt dat technisch beschikbare flexibiliteit dient aangeboden te worden: *“Voor elke elektrische installatie die het voorwerp uitmaakt van een verplichte programmering zoals bedoeld in artikel 128, § 1, wordt het actief vermogen dat op die installatie opwaarts en neerwaarts beschikbaar is, ter beschikking gesteld van de transmissienetbeheerder opdat die onder meer de corrigerende acties van redispatching kan uitvoeren.”* Een uitzondering hierop toekennen voor Technische faciliteiten die in sommige operatie modi geen flexibiliteit kunnen aanbieden, roept vragen op en met betrekking tot niet-discriminatie, techno-economische efficiëntie en systeemveiligheid.

Bijgevolg vraagt de CREG aan Elia om – zoals ook door Elia zelf voorgesteld - in het kader van iCAROS fase 2 of vroeger - de voorgestelde definities van ‘coördineerbaar’ en ‘niet-coördineerbaar’ in de T&C SA te verduidelijken of te herevalueren op basis van de Return on Experience en rekening houdende met de opmerkingen van marktpartijen en de CREG.

66. FEBEG, BOP en Eneco hebben verschillende opmerkingen geformuleerd die kunnen gelinkt worden aan de definitie van de *baseline*. De definitie van de baseline bepaalt immers wat als redispatching (of ruimer beschouwd als een remediërende actie) kan beschouwd worden.

Definitie (9) in het Voorstel stelt de *baseline* in het kader van het SA-contract gelijk aan het Dagelijks Programma. Concreet volgt hieruit dat het Dagelijks Programma de referentie is ten opzichte waarvan het redispatch volume bepaald wordt en volgt hieruit dat een ‘Terugkeer naar het Dagelijkse programma’ niet als een remediërende actie wordt beschouwd.

De CREG stelt vast dat deze definitie aansluit bij de bepalingen in artikel 131 §1, 8° en 9° van de gedragscode elektriciteit die het plan of het programma als vertrekpunt hanteert, namelijk (eigen nadruk):

Art. 131. § 1. De type-overeenkomst van de programma-agent bevat, met naleving van de bepalingen van de Europese richtsnoeren SOGL wat betreft programmering en redispatching, ten minste:

(...)

8° het mechanisme voor de **aanpassingen**, op aanvraag van de transmissienetbeheerder, **van het programma** bedoeld in artikel 128 in de vorm van activering van beschikbaar vermogen, en de omstandigheden waarin die aanpassingen aanleiding geven tot een vergoeding. Die **eventuele vergoedingen** moeten de aantoonbare en redelijke kosten dekken die rechtstreeks het gevolg zijn van de **wijzingen van het plan**.

9° de mogelijkheid voor de transmissienetbeheerder om **een terugkeer naar het programma** van de installatie op te leggen indien dat laatste ervan afwijkt of zal afwijken, en dit **zonder vergoeding**.

De CREG is het evenwel eens met de lezing van BOP dat de definitie van 'redispatching' zoals opgenomen in de Elektriciteitsverordening ruimte voor interpretatie toelaat:

26. "redispatching": een **maatregel, met inbegrip van beperking**, die door een of meerdere transmissiesysteembeheerders of distributiesysteembeheerders wordt geactiveerd door een **wijziging van het productie- en/of belastingspatroon** teneinde de fysieke stromen in het elektriciteitssysteem te veranderen en fysieke congestie te verlichten of de systeemveiligheid op een andere manier te waarborgen;

De referentie naar de Europese methodologie voor gecoördineerde veiligheidsanalyse ('CSAM'⁶) in het antwoord van Elia op deze opmerking, is in dit kader ook relevant, aangezien het aangeeft hoe deze definitie van redispatching (hier onder de bredere term 'remedial action') vorm gekregen heeft in de concrete methodologieën. Artikel 21 (4) van de CSAM stelt:

*"The injections and withdrawals shall **by default** be determined by each TSO **based on the latest market schedules and forecasts of load and intermittent generation** (...). Any deviation from these default assumptions shall be considered as a remedial action."*

Volgens deze interpretatie is een remediërende actie *een afwijking van de op dat moment beschikbare informatie van de injectie of afname die in de reële tijd verwacht wordt*, i.e. op het moment van de aanvraag en meer specifiek: *op basis van de laatst ontvangen programma's en voorspellingen van vraag en hernieuwbare elektriciteitsproductie*. Aangezien de programma's van weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden, onderworpen aan de T&C SA, geacht worden gelijk te zijn aan de op dat ogenblik voorspelde elektriciteitsproductie, sluit de interpretatie van de 'redispatching' zoals voorzien in de gedragscode elektriciteit en in het Voorstel aan bij de interpretatie gegeven in artikel 21(4) van de CSAM. De CREG merkt evenwel op dat het hierboven aangehaalde citaat uit artikel 21(4) van CSAM deel uitmaakt van het artikel dat handelt over het opstellen van individuele netmodellen en dat de geciteerde definitie van 'remedial action' dan ook in die context gelezen moet worden. Hoewel dit dus een mogelijke interpretatie is van wat onder de term 'remedial action' kan worden begrepen, sluit de CREG andere definities in het kader van de T&C SA niet uit.

67. Omwille van bovenstaande, besluit de CREG op basis van artikel 131 §1 van de gedragscode elektriciteit om de definitie van baseline in artikel II.1 van het Voorstel goed te keuren. De CREG sluit evenwel andere definities voor de baseline, en in het bijzonder voor hernieuwbare elektriciteitsproductie-eenheden, in de toekomst niet uit. Een aanpassing van de definitie van de baseline voor weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden, bijvoorbeeld het theoretisch beschikbare vermogen of *Active Available Power* (AAP) zoals door BOP voorgesteld, vergt op dit ogenblik bijkomend onderzoek en evaluatie, zowel op niveau van praktische implementatie als op niveau van marktdesign.

⁶ Zie https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER_Ddecision_CSAM-AnnexI_Rectified.pdf

De CREG vraagt daarom dat Elia in de voorbereiding van iCAROS fase 2 en in samenspraak met marktpartijen alternatieve baselines voor weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden onderzoekt en evalueert. Hierbij moeten zowel de impact op niveau van de praktische implementatie (meettoestellen, validatie, communicatie...) als op het niveau van marktdesign en congestiebeheer onderzocht te worden. Het is immers belangrijk om de eenheid niet te vergoeden wanneer de eenheid omwille van marktfactoren (negatieve prijzen, onbalansprijzen) – zonder interventie van de TNB – zou afgeweken zijn van het theoretisch beschikbare vermogen en meer algemeen om geen marktdistorties te creëren.

68. De CREG merkt op dat in de definities van parameters die een vermogen of een energiehoeveelheid uitdrukken, niet consequent de eenheid (MW, MWh) vermeld wordt. De CREG vraagt Elia dat zij dit aanvult in alvorens het goedgekeurd Voorstel op de website van Elia wordt gepubliceerd..

4.3.3. Artikel II.2: Voorwaarde voor deelname voor de SA

69. Betreffende Artikel II.2 van het Voorstel heeft Centrica verwezen naar het feit dat de verplichte toekenning van de **rol van SA aan de BRP een marktbarrière** vormt voor marktpartijen die balanceringsdiensten willen aanbieden.

70. De CREG bevestigt dat de huidige situatie een marktbarrière vormt. Immers, artikel 129 van de gedragscode elektriciteit stelt dat *“Wanneer een installatie ook deelneemt aan één of meerdere balanceringsdiensten, overeenkomstig titel 8.2, kan de programma-agent van de installatie enkel de betrokken transmissiegebruiker of de betrokken aanbieder van balanceringsdiensten zijn.”* Zolang de rol van SA verplicht wordt toegekend aan de BRP van de betrokken installatie, kunnen balanceringsdiensten dus enkel aangeboden worden door de partij die BRP-rol opneemt.

De CREG erkent dat een splitsing van de rollen van SA en BRP absoluut noodzakelijk is om de genoemde marktbarrière weg te nemen. Dit dient te gebeuren in het kader van iCAROS fase 2. De CREG verwijst hiervoor naar paragraaf 33 van huidige beslissing.

4.3.4. Artikel II.3: Voorwaarden voor deelname voor leveringspunten

71. Betreffende Artikel II.3 van het Voorstel heeft FEBEG de bezorgdheid aangekaart met betrekking tot het feit dat in iCAROS fase 1 de verplichting tot deelname aan de T&C SA nog steeds beperkt is tot transmissiegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden en opslagfaciliteiten van 25 MW of meer.

De CREG gaat hiermee akkoord en verwijst naar de bespreking over de scope van iCAROS fase 1 en de voorziene uitbreiding van de scope in iCAROS fase 2 in paragraaf 53 van huidige beslissing.

4.3.5. Artikel II.4: Communicatietest

72. Betreffende Artikel II.4 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd.

73. De CREG stelt vast dat in artikel II.4.1. geen testen voorzien zijn voor de communicatievereisten met betrekking tot het indienen van de Dagelijkse Programma's zoals opgenomen in Bijlage 4 van het voorstel van de T&C SA. De CREG stelt hierbij ook vast dat er geen bijlages voorzien zijn voor de communicatie voor de procedure Must-Run/May-Not-Run.

De CREG vraagt dat Elia dit naar aanleiding van iCAROS fase 2 deze lacune opvult.

4.3.6. Artikel II.5: Must-run en May-Not-Run aanvragen

74. Betreffende Artikel II.5 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging de verschillende opmerkingen geformuleerd.

75. BOP stelt de vraag onder welke voorwaarden Elia een Must-Run of May-Not-Run kan aanvragen en of dit enkel gelinkt is aan systeemveiligheid. Elia bevestigt dat dit inderdaad uitsluitend kan voor redenen van systeemveiligheid en zoals beschreven in de regels voor coördinatie en congestiebeheer. Dit werd in artikel II.5.4 van het Voorstel verduidelijkt. De CREG gaat hiermee akkoord. Daarnaast hebben BOP en FEBEG opmerkingen betreffende de vergoeding van een May-Not-Run zoals opgenomen in Bijlage 10 van het Voorstel. De CREG behandelt deze opmerkingen in paragraaf 134 van huidige beslissing.

4.3.7. Artikel II.6: Indiening van Dagelijks Programma

76. Betreffende Artikel II.6 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging de volgende opmerkingen geformuleerd.

Ten eerste stelt Centrica de vraag om de CRI voor Dag D al om 18:00 te publiceren, i.e. na de finalisatie van de netveiligheidsanalyse op basis van de resultaten van de dagmarkt, en dit omwille van operationele doeleinden. Elia verwijst in haar antwoord hierop dat de resultaten van de gecoördineerde netveiligheidsanalyse op regionaal niveau slechts na 22:00 beschikbaar zijn. De CREG gaat met dit antwoord van Elia akkoord maar is van mening dat artikel II.6.6 nogal verwarrend is aangezien deze de indruk creëert dat Elia de netveiligheidsanalyse tussen 15.00 en 18.00 uitvoert en ook afgerond zal hebben. De CREG vraagt dat Elia dit verduidelijkt welke processen van veiligheidsanalyse Elia tussen 15.00 en 18.00 uitgevoerd worden en die het opschorten van de validatie van bijgewerkte programma's in die periode legitimeren. Deze verduidelijking dient te gebeuren alvorens het goedgekeurd Voorstel door Elia op haar website gepubliceerd wordt.

77. Ten tweede verwijst BOP naar de procedure voor de herstart van de offshore PPM na een geval van Zeestorm, zoals opgenomen in Artikel II.6.8. De CREG vraagt dat Elia de opmerkingen van BOP met betrekking tot deze procedure, meeneemt in het kader van iCAROS fase 2.

4.3.8. Artikel II.7: Indiening van RD Energy Bids

78. Betreffende Artikel II.7 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd.

79. De CREG stelt vast dat artikel II.7.4 de indruk kan opwekken dat het indienen van een RD Energy Bids in de coördineerbare richting van het leverpunt optioneel is. De CREG merkt echter op dat alle technisch beschikbare flexibiliteit verplicht dient aangeboden te worden voor congestiebeheersdoeleinden. De CREG is van oordeel dat in artikel II.7.4. de term "hoeft aan te bieden" vervangen zou moeten worden door "dient aan te bieden". Deze aanpassing dient te gebeuren ten laatste wanneer Elia een nieuw voorstel voor iCAROS fase 2 bij de CREG zal indienen voor goedkeuring.

80. In dit kader is ook de opmerking van marktpartijen gekomen met betrekking tot de impact van het schrappen van de categorie 'Limited Coordinable Units' en enkel de categorieën 'Coordinable' en 'Non-coordinable' toe te laten, relevant (paragraaf 65 van huidige beslissing).

Als een eenheid zoals een CCGT, die afhankelijk is van de operatie modus, wel of niet flexibiliteit kan leveren en uitsluitend de statische label 'Non-coordinable' toegewezen krijgt, is het volgens de CREG

niet duidelijk op basis van de formulering in artikel II.7.4. dat deze eenheid op de momenten dat de operatie modus technisch gezien wélflexibiliteit kan leveren, hier dan ook effectief toe verplicht kan worden zoals voorzien in artikel 130 §1 van de gedragscode elektriciteit. De CREG vraagt dat Elia de verplichtingen tot het indienen van RD Energy Bids voor eenheden waarvan de coördineerbaarheid afhangt van de operatiemodus, verduidelijkt. Deze aanpassing dient te gebeuren ten laatste wanneer Elia een nieuw voorstel voor iCAROS fase 2 bij de CREG zal indienen voor goedkeuring.

4.3.9. Artikel II.8: Verband tussen het Dagelijks programma en de RD Energy Bid

81. Betreffende Artikel II.7 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft geen opmerkingen.

4.3.10. Artikel II.9: Activering van een RD Energy Bid

82. Betreffende Artikel II.9 van het Voorstel hebben de marktpartijen de volgende opmerkingen geformuleerd.

83. FEBEG heeft aangegeven dat een annulatie van een RD Energy Bid ook vergoed dient te worden, aangezien de SA al kosten zou kunnen gemaakt hebben. Elia heeft aangegeven hiermee akkoord te gaan en heeft dit in artikel II.9.8 verbeterd. Uitsluitend bij een annulatie die gebeurt vóór 22:00 op Dag D-1, komt de vergoeding te vervallen. De CREG gaat hiermee akkoord.

84. FEBEG heeft opmerkingen met het voorstel voor de BRP perimetercorrectie op basis de “block approach” zoals beschreven in bijlage 7.C. en waarnaar verwezen in artikel II.9.9. De CREG gaat akkoord met het basisprincipe die FEBEG naar voren schuift, namelijk dat een correcte activatie door de SA niet zou mogen leiden tot een financieel risico voor de SA. De CREG begrijpt uit het antwoord van Elia dat op dit ogenblik de ‘block approach’ een pragmatische en werkbare oplossing is. Elia erkent evenwel dat in bepaalde condities deze ‘block approach’ wel een financieel nadeel voor de SA zou kunnen betekenen. Elia verwijst daarom in haar antwoord op deze opmerking van FEBEG naar de mogelijkheid voor een ex-post settlement op basis van de werkelijk opgelopen kosten.

De CREG acht het voorstel van de ‘block approach’ op dit ogenblik pragmatisch en aanvaardbaar gelet op de mogelijkheid tot ex-post settlement bij een eventueel financieel nadeel door de SA. Er zal evenwel onderzocht moeten worden hoe de ex post settlement vlot en accuraat verbeterd kan worden op procesmatig vlak. De CREG vraagt ook dat Elia deze gevallen monitort en de CREG hierover rapporteert. De CREG zal, indien nodig blijkt, en mogelijks specifiek voor bepaalde type assets, vragen dat Elia in samenspraak met marktpartijen alternatieven voor de ‘block approach’ voorstelt. Afhankelijk van het resultaat van het onderzoek, de monitoring en de rapportering naar de CREG toe, zal uitgemakt worden of al dan niet een aanpassing van de T&C SA zich opdringt.

4.3.11. Artikel II.10: Terugkeer naar Dagelijks Programma

85. Betreffende Artikel II.10 van het Voorstel hebben de marktpartijen zowel algemene als specifieke opmerkingen geformuleerd.

86. FEBEG en BOP hebben aangegeven dat het concept van Terugkeer naar Dagelijks Programma (hierna: RTS) niet voldoende met marktpartijen werd besproken. Ook de vraag van Centrica naar bevestiging van een goed begrip van het concept, lijkt dit te bevestigen.

De CREG gaat akkoord dat de bespreking van de RTS procedure in Artikel II.10 niet duidelijk is en dat de motivering voor de noodzaak van de toepassing ervan vanuit het perspectief van systeemveiligheid in de verklarende nota beter uitgewerkt had kunnen worden. Dit wordt in onderstaande paragrafen verder uitgewerkt.

87. Ten eerste dient volgens de CREG verduidelijkt te worden wanneer precies het RTS verzoek wordt verzonden en waarom. Dit is op basis van Artikel II.10 van het Voorstel niet duidelijk. De CREG begrijpt dat een RTS verzoek ten laatste voor de start van het beschouwde kwartier zou verstuurd moeten worden. De CREG stelt echter de vraag waarom Elia tot de reële tijd dient te wachten om het RTS verzoek te versturen indien het CRI niveau voor het beschouwde kwartier reeds vroeger gekend is en Elia aangeeft dat een CRI Medium of High automatisch aanleiding geeft tot een RTS verzoek voor alle eenheden in de beschouwde zone.

88. Daaraan gelinkt dient verduidelijkt te worden wanneer en op basis van welke parameters de CRI nog kan geüpdatet kan worden en of dit nog kan gebeuren tijdens de neutralisatieperiode zelf. Indien een CRI niveau tijdens de neutralisatieperiode van het beschouwde kwartier niet meer kan wijzigen, dan zou het RTS verzoek kunnen verstuurd worden net na de RD GCT en kan het bijgevolg als een “*Stay On Schedule*” verzoek beschouwd worden.

89. Vervolgens merkt de CREG een mogelijke inconsistentie op tussen de CRI-niveaus die op uurbasis worden bepaald (Artikel 16 van de regels voor coördinatie en congestiebeheer), en het proces van RTS die een resolutie op kwartierbasis (of drie opeenvolgende kwartieren) lijkt te kennen.

De huidige formulering in Artikel II.10.1 van het Voorstel stelt dat “Een terugkeer naar het Dagelijks Programma een verzoek is van ELIA, voor één Leveringspunt, om te voldoen aan het laatst gevalideerde Dagelijks Programma *en geldt onmiddellijk tot het einde van het derde kwartier na het verzoek*” (eigen nadruk). Indien het RTS verzoek echter verstuurd wordt voor in het tweede of derde kwartier van een bepaald uur met Medium of High CRI voor de drie opeenvolgende kwartieren, maar het daaropvolgende uur gekenmerkt wordt door een CRI Low, dan is een RTS verzoek over een periode van 3 kwartieren te lang. Elia kan immers geen RTS verzoeken voor een kwartier met Low CRI.

Vertrekkende van het CRI-perspectief, zou men kunnen stellen dat een RTS verzoek geldt voor het volledig uur waarvoor de CRI Medium of High is. Anderzijds, vanuit het perspectief waarbij Elia een freedom of dispatch voorstelt tot de RD GCT of 45 minuten voor reële tijd, kan een beperking slechts voor maximaal 3 kwartieren gelden. Een derde optie is dat de CRI op kwartierbasis wordt berekend; en dat na de RD GCT van het beschouwde kwartier (i.e. 45' voor reële tijd) het RTS verzoek slechts voor dat specifieke kwartier geldt.

90. De CREG ontving per mail van Elia op 22 februari 2024 verduidelijkingen met betrekking tot de door Elia voorziene aanpak in iCAROS fase 1 op bovenstaande vragen. Algemeen geldt dat Elia voorziet een RTS te zenden tijdens het eerste kwartier van een uur waarop een CRI Medium of High werd geïdentificeerd, en dit voor de drie laatste kwartieren van het beschouwde uur.

De CREG vraagt dat Elia de verduidelijkingen integreert in de finale versie van het goedgekeurde Voorstel en dit alvorens Elia het goedgekeurde Voorstel op haar website publiceert.

91. In parallel vraagt de CREG dat Elia de voorgestelde aanpak evalueert op basis van Return on Experience en deze evaluatie meeneemt in voorbereiding van een wijziging van de T&C SA en ten laatste voor iCAROS fase 2.

92. De CREG stelt vast dat artikel II.10.5. van het Voorstel toelaat dat het CRI-niveau uiterlijk 15 minuten *na* het RTS verzoek door Elia zou worden bekendgemaakt. De CREG gaat ervan uit dat dit een tekstuele vergissing betreft. De CREG begrijpt de CRI een indicator is voor congestierisico's die dus per definitie *ex-ante* wordt ingeschat op basis van de meest recente programma's en prognoses. Het *ex-post* bepalen en publiceren van een CRI heeft vanuit die optiek geen zin. Het is ook niet nuttig, aangezien het enkel relevant is indien het ten laatste gekend is bij de start van het beschouwde kwartier, i.e. voor het verzoek tot een RTS of voor het filteren van balancing bids. De CREG is van mening dat de timing van publicatie onmiddellijk na de laatste berekening van de CRI dient te gebeuren (en voor het beschouwde kwartier) en dat die timings op voorhand voor marktpartijen bekend moeten zijn opdat zij hier kunnen mee rekening houden. De CREG vraagt dat artikel II.10.5. van het Voorstel in die zin verbeterd wordt alvorens Elia het goedgekeurde Voorstel op haar website publiceert.

93. Verschillende marktpartijen (Centrica, FEBEG, BOP, Eneco) dringen erop aan om de impact van RTS maximaal te beperken zodat dit een instrument is dat slechts zelden dient te worden toegepast.

BOP verzoekt om RTS te gebruiken als een measure of last resort, nadat alle beschikbare redispatching is gebruikt. De CREG is van mening dat dit een fundamentele wijziging zou zijn van hoe het concept van RTS in het Voorstel voor iCAROS fase 1 zou worden geïntegreerd, namelijk als een "Red Zone" maar dan slechts voor de laatste 45 minuten (RD CGT) voor reële tijd. Vanuit het perspectief van de huidige situatie, zonder freedom of dispatching in intraday, i.e. waarbij de Red Zones voor de volledige intraday tijdshorizon geldt, is het concept van RTS in CRI zones Medium/High volgens de CREG een significante verbetering. De duur van de beperking, nu voor een periode van 45 minuten voor reële tijd of RD GCT, is de tijd die Elia nodig heeft om de veiligheidsanalyses uit te voeren en indien nodig remediërende acties voor te bereiden.

FEBEG en Centrica stellen in deze context de vraag aan Elia om de voorgestelde RD GCT van 45 minuten te verkorten – idealiter tot de mFRR GCT van 25 minuten. In haar antwoord hierop, geeft Elia aan dat haar de 45 minuten noodzakelijk zijn om de veiligheidsanalyses te kunnen uitvoeren en de nodige acties te kunnen ondernemen en op te volgen, maar sluit verbeteringen in de toekomst niet uit. De CREG gaat akkoord met deze stapsgewijze aanpak en verzoekt Elia om deze opmerking mee te nemen in voorbereiding van een wijziging van de T&C SA en ten laatste voor iCAROS fase 2.

94. BOP en Eneco zijn van mening dat voor weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden een RTS verzoek als een vorm van redispatching moet beschouwd worden, en dus als dusdanig vergoed zouden moeten worden. Immers, als de voorspellingen/programma's de werkelijke productie onderschatten, betekent een RTS *de facto* een *curtailment* van de hernieuwbare productie in reële tijd. BOP verwijst hierbij naar de definitie van redispatching in de Elektriciteitsverordening die naar 'beperkingen' (Nederlandstalige versie) of 'curtailment' (Engelstalige versie) verwijst. Eneco verwijst naar het verlies aan financiële steun voor offshore wind, gezien deze voor de bestaande windparken rechtstreeks gelinkt is aan het effectief geproduceerde vermogen, met daaraan gelinkt, het risico voor een systematische overschatting van de schedules om een dergelijke afregeling in reële tijd te voorkomen. Hoewel Elia verschillende factoren identificeert die een dergelijke incentive voor het overschatten van de schedules zouden moeten voorkomen, begrijpt de CREG de bezorgdheid dat een producent/SA zou moeten afregelen ten gevolge van een voorspellingsfout. Anderzijds geldt ook dat enkel de voorspelde productie op de groothandelsmarkten kunnen verhandeld worden, en dat het

aandeel “intrinsieke onzekerheid” tussen de laatste voorspelling en het vermogen beschikbaar in reële tijd in de balanceringsstijdshorizon dient te worden gecompenseerd. De “marktwaarde” van het verschil tussen werkelijke en voorspelde productie (MW voorspellingsfout), is dus niet hetzelfde als de marktwaarde van wat voorspeld en verhandeld kon worden. Hiermee dient volgens de CREG dus rekening gehouden te worden bij het bepalen van de baseline voor vergoedingen.

Zoals uitgewerkt in paragraaf 66 van huidige beslissing, is het op basis van het huidige regelgevende kader evenwel duidelijk dat de programma’s de baseline vormen voor de bepaling van redispatching en dat – in lijn daarmee - een RTS verzoek niet wordt vergoed.

De CREG onderstreept ook – zoals aangegeven door Elia in haar antwoord op de raadpleging – het belang van correcte programma’s als input voor de congestiebeheersprocessen. Indien programma’s overschat worden, zal dit aanleiding geven tot een artificieel hoog aandeel/frequentie van zones met CRI Medium/High en bijgevolg tot (onnodige) redispatch kosten of (onnodige) RTS verzoeken. Dit is onaanvaardbaar en daarom dient de kwaliteit & wijziging van de programma’s door de CREG te worden opgevolgd zoals voorzien in artikel 17(6) van de regels voor coördinatie en congestiebeheer.

De CREG staat open om voor weersafhankelijke eenheden alternatieve baselines voor congestiebeheer te onderzoeken en uit te werken, zoals aangegeven in paragraaf 66 van huidige beslissing, en deze na een positieve evaluatie te integreren in een volgende versie van de T&C SA.

95. Tenslotte onderstreept de CREG in deze context de plicht van Elia om de kwaliteit van de CRI-voorspellingen te waarborgen. De CREG verwijst hierbij naar de vraag van de CREG om de kwaliteit van de CRI-voorspellingen te monitoren en te publiceren, zoals opgenomen in paragraaf 88 van Beslissing (B)2752 betreffende het voorstel tot wijziging van de regels voor coördinatie en congestiebeheer.

4.3.12. Artikel II.11: Activeringscontrole

96. Marktpartijen hebben tijdens de openbare raadpleging veel opmerkingen geformuleerd op het Voorstel teneinde een ‘activeringscontrole’ te implementeren (i.e. een controle op de kwaliteit van levering van een RD Energy Bid) en dat bij een ‘niet-conforme activering’ hieraan een financieel gevolg wordt gekoppeld onder de noemer van ‘penaliteiten’ (zoals opgenomen in de geconsulteerde versie van de documenten) of onder de noemer van ‘prikkel’s’ (zoals opgenomen in de ter goedkeuring bij de CREG ingediende versie)⁷.

97. De details van de activatiecontrole, i.e. de bepaling van de ‘RD Energy Missing’ en het daaruit voortvloeiend financiële gevolg, zijn uitgewerkt in respectievelijk Bijlage 8.A en Bijlage 11.A van het Voorstel.

De opmerkingen van de marktpartijen BOP, FEBEG en Eneco betreffen echter in de eerste plaats niet de concrete details maar wel het concept van ‘penalisatie’ voor de, zeker in combinatie met een opkosten gebaseerde vergoeding voor redispatching en het gebrek aan overleg met marktpartijen

⁷ Zoals verduidelijkt door Elia op pagina 32 van het raadplegingsrapport van 23 oktober 2023, ontbreekt na de inwerkingtreding van de gedragscode elektriciteit op 20 oktober 2022 de juridische basis voor de toepassing van ‘penaliteiten’ in het kader van de T&C SA en de T&C OPA. Elia heeft op basis van deze informatie de term ‘penaliteiten’ vervangen door de term ‘prikkel’s’, dat een ruimer begrip is dan ‘penaliteiten’ die per definitie een punitief karakter hebben. Echter ook voor de toepassing van ‘prikkel’s’ ontbreekt volgens de CREG een wettelijk kader. De CREG vindt ook in de artikelen 20, 23 en 55 van de SOGL en artikel 74 van de CACM waar Elia in het raadplegingsrapport naar verwijst, hier geen wettelijke basis voor terug. De CREG stelt bijgevolg vast dat het wettelijke kader op dit ogenblik voor de T&C OPA en T&C SA uitsluitend de eventuele toepassing van een schadebeding toelaat, namelijk in Artikel 12X en 12Y van de gedragscode elektriciteit.

hierover. De CREG verwijst hiervoor naar de bespreking van de algemene voorafgaande opmerkingen op niveau van iCAROS fase 1 (titel 4.2.1 van huidige beslissing en meer bepaald paragrafen 49 en 50).

98. De CREG gaat akkoord met het voorstel van Elia om een activeringscontrole uit te voeren zoals uitgelijnd in Artikel II.11 van het Voorstel. De CREG gaat akkoord met de door Elia aangehaalde redenen van netveiligheid en techno-economische efficiëntie.

De CREG vraagt dat Elia de resultaten van deze activeringscontrole monitort en op regelmatige basis rapporteert aan de CREG en aan marktpartijen. Afhankelijk van het resultaat van de monitoring en de rapportering, zal uitgemaakt worden of al dan niet een aanpassing van de T&C SA zich opdringt.

4.3.13. Artikel II.12: Controle van terugkeer naar Dagelijks Programma

99. Marktpartijen hebben tijdens de publieke consultatie over het Voorstel betreffende een controle van terugkeer naar Dagelijks Programma met mogelijke financiële gevolgen, zowel gereageerd op de principes als op enkele parameters in de formules.

Analoog als voor artikel II.11 van het Voorstel, en op basis van dezelfde motivering, gaat de CREG akkoord met de introductie van een controle van terugkeer naar Dagelijks Programma, zoals uitgelijnd in artikel II.12 van het Voorstel.

De CREG vraagt dat Elia de resultaten van de controle van terugkeer naar Dagelijks Programma monitort en op regelmatige basis rapporteert aan de CREG en aan marktpartijen. Afhankelijk van het resultaat van deze monitoring en rapportering, zal uitgemaakt worden of al dan niet een aanpassing van de T&C SA zich opdringt.

100. De opmerkingen met betrekking tot de invoering van een prikkel voor de controle van terugkeer naar Dagelijks Programma worden in paragrafen 107 tot 109 en paragrafen 115 tot 117 van huidige beslissing behandeld.

101. Wat betreft de bepaling van de tolerantie opgenomen in Bijlage 9.B van het Voorstel, verwijst de CREG bijkomend naar paragraaf 134, van huidige beslissing.

102. De CREG herinnert er hierbij evenwel aan dat een terugkeer naar Dagelijks Programma enkel kan opgelegd worden om de systeemveiligheid van het net te garanderen, en meer specifiek met betrekking tot het congestiebeheer. Het opleggen van een terugkeer naar Dagelijks Programma in elektrische zones met CRI niveau Medium of High is volgens de CREG noodzakelijk, dit evenwel onder de voorwaarde dat de CRI niveaus de effectieve congestierisico's reflecteren. Het iCAROS-design en de implementatie ervan dient dus evenwichtig te zijn. De CREG ondersteunt daarom de opmerking van BOP in de openbare raadpleging met de vraag naar een transparante evaluatie van de geïdentificeerde congestierisico's voor elk geval een RTS werd gevraagd. De CREG verwijst in deze context bijkomend naar paragraaf 95, van huidige beslissing.

4.3.14. Artikel II.13: Volledigheids- en consistentiecontrole van gegevens

103. Marktpartijen hebben tijdens de publieke consultatie over het Voorstel betreffende een controle op de volledigheid en consistentie van de gegevens met mogelijke financiële gevolgen, zowel gereageerd op het principe als op de modaliteiten.

104. De CREG gaat akkoord met het voorstel van Elia om een controle uit te voeren over de volledigheid en consistentie van de gegevens zoals uitgelijnd in Artikel II.13 van het Voorstel.

De CREG is van mening dat dergelijke controle noodzakelijk is voor netveiligheid. De monitoring en rapportering hierrond is bovendien een noodzakelijke input voor de evaluatie of definities van de verantwoordelijkheden van de verschillende betrokken partijen en de voorziene processen voor gegevensuitwisseling, adequaat en duidelijk is.

De CREG vraagt dat Elia de resultaten van de volledigheids- en consistentiecontrole van gegevens monitort en op regelmatige basis rapporteert aan de CREG en aan marktpartijen Afhankelijk van het resultaat van deze monitoring en rapportering, zal uitgemaakt worden of al dan niet een aanpassing van de T&C SA zich opdringt.

105. De CREG is evenwel van mening dat Artikel II.13 niet volledig is voor wat het operationele niveau betreft. Het is niet duidelijk welke middelen Elia zal inzetten om de SA en de OPA te informeren over een inconsistentie, wat Elia dicht bij reële tijd zal doen wanneer vastgesteld wordt dat de inconsistentie tussen OPA en SA gegevens niet werd verholpen, en welke waarde Elia dan uiteindelijk als basis zal gebruiken in haar systeembeheersprocessen.

De CREG vraagt dat Elia dit verduidelijkt. Deze aanpassing dient te gebeuren ten laatste wanneer Elia een nieuw voorstel voor iCAROS fase 2 bij de CREG zal indienen voor goedkeuring.

106. De opmerkingen met betrekking tot de invoering van een prikkel bij niet-consistente gegevens worden in paragrafen 107 tot 110 en paragrafen 118 tot 119 van huidige beslissing behandeld.

De verwijzingen naar prikkels en boetes in Artikel II.10 van het Voorstel dienen geschrapt te worden in lijn met paragraaf 119 van huidige beslissing.

4.3.15. Artikel II.14: Vergoeding

Betreffende Artikel II.14 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft geen opmerkingen.

4.3.16. Artikel II.15: Prikkels

107. In artikel II.15 worden drie types van prikkels opgenomen in het Voorstel, zijnde:

- Prikkels in verband met de activeringscontrole;
- Prikkels in verband met de controle van terugkeer naar Dagelijks Programma; en
- Prikkels in verband met de volledigheids- en consistentiecontrole van gegevens.

Her en der in de T&C SA worden in de clausules het begrip prikkel opgenomen en wordt hiervoor telkens verwezen naar artikel II.15 van het Voorstel. De opmerkingen die de CREG geeft op artikel II.15 gelden bijgevolg mutatis mutandis ook voor de clausules met een kruisverwijzing naar artikel II.15.

108. Elia verwijst voor de toepassing van prikkels naar Artikel 55 van SOGL en artikel 74 van CACM als basis voor de introductie van prikkels voor 1) de activeringscontrole; 2) terugkeer naar Dagelijks programma; 3) consistentie gegevens.

Artikel 55 van de SOGL meldt:

Taken van TSB's ten aanzien van systeembeheer

Elke TSB is verantwoordelijk voor de operationele veiligheid van zijn regelzone en zorgt met name voor het volgende:

a) ontwikkelen en toepassen van netwerkbeheertools die relevant zijn voor zijn regelzone en verband houden met realtimebeheer en operationele planning;

b) ontwikkelen en toepassen van tools voor het voorkomen en herstellen van storingen;

c) gebruikmaken van de diensten van derden, indien van toepassing via aanbestedingen, zoals redispatching of compensatiehandel, congestiebeheersdiensten, productiereserves en andere ondersteunende diensten;

d) zich houden aan het indelingssysteem voor incidenten dat overeenkomstig artikel 8, lid 3, onder a), van Verordening (EG) nr. 714/2009 is vastgesteld door het ENTSB voor elektriciteit en bij het ENTSB voor elektriciteit de informatie indienen die vereist is voor het op stellen van het indelingssysteem voor incidenten, en

e) op jaarbasis bijhouden in hoeverre de krachtens a) en b) vastgestelde netwerkbeheertools passend zijn voor handhaving van de operationele veiligheid. Elke TSB stelt vast welke verbeteringen van die netwerkbeheertools noodzakelijk zijn, met inachtneming van de jaar verslagen die door het ENTSB voor elektriciteit zijn opgesteld op basis van het indelingssysteem voor incidenten overeenkomstig artikel 15. Eventuele vastgestelde verbeteringen worden vervolgens door de TSB aangebracht.

De CREG leest nergens iets over prikkels die opgelegd kunnen worden aan een SA, meer zelfs artikel 55 somt de taken van een TSB -Elia- op.

Artikel 74 van de CACM stelt dat:

Kostendelingsmethodologie voor redispatching en compensatiehandel

1. Binnen een termijn van 16 maanden nadat het besluit betreffende de capaciteitsberekeningsregio's is genomen, ontwikkelen alle TSB's in elke capaciteitsberekeningsregio een voorstel voor een gemeenschappelijke kostendelingsmethodologie voor redispatching en compensatiehandel.

2. De kostendelingsmethodologie voor redispatching en compensatie handel omvat kostendelingsoplossingen voor acties van grensoverschrijdende relevantie.

3. De kosten voor redispatching en compensatiehandel die in aanmerking komen voor kostendeling tussen de desbetreffende TSB's worden op een transparante en controleerbare wijze vastgelegd.

4. De kostendelingsmethodologie voor redispatching en compensatie handel omvat minimaal de volgende aspecten:

a) bepaling welke kosten, opgelopen door het gebruik van remediërende maatregelen waarvan de kosten in het kader van de capaciteitsberekening in rekening zijn gebracht en waarvoor een gemeenschappelijk kader voor het gebruik van dergelijke maatregelen is vast gesteld, in aanmerking komen voor kostendeling tussen alle TSB's van een capaciteitsberekeningsregio overeenkomstig de in de artikelen 20 en 21 uiteengezette capaciteitsberekeningsmethodologie;

b) bepaling welke kosten, opgelopen door het gebruik van redispatching of compensatiehandel om de vastheid van de zoneoverschrijdende capaciteit te waarborgen, in aanmerking komen voor kostendeling tussen alle TSB's van een capaciteitsberekeningsregio overeenkomstig de in de artikelen 20 en 21 uiteengezette capaciteitsberekeningsmethodologie;

c) vaststelling van regels voor regionale kostendeling als bepaald overeenkomstig a) en b).

5. De overeenkomstig lid 1 ontwikkelde methodologie omvat:

a) een mechanisme om de feitelijke behoefte aan redispatching of compensatiehandel tussen de betrokken TSB's te verifiëren;

b) een mechanisme om achteraf het gebruik te monitoren van remediërende maatregelen met kosten;

c) een mechanisme om het effect van de remediërende maatregelen te evalueren, gebaseerd op de operationele veiligheid en op economische criteria;

d) een procedure die een verbetering van de remediërende maatregelen mogelijk maakt;

e) een procedure die de monitoring van elke capaciteitsberekenings regio door de bevoegde regulerende instanties mogelijk maakt.

6. De overeenkomstig lid 1 ontwikkelde methodologie:

a) zorgt tevens voor stimulansen om congestie te beheren, inclusief remediërende maatregelen, en stimuli om op effectieve wijze te investeren;

b) is consistent met de verantwoordelijkheden en aansprakelijkheden van de betrokken TSB's;

c) zorgt voor een billijke verdeling van kosten en baten tussen de betrokken TSB's;

d) is consistent met andere betrokken mechanismen, onder meer minimaal:

i) de in artikel 73 uiteengezette methodologie voor het delen van congestie-inkomsten;

ii) het tussen de TSB's geldende compensatiemechanisme, als uiteengezet in artikel 13 van Verordening (EG) nr. 714/2009 en Verordening (EU) nr. 838/2010 van de Commissie;

e) vergemakkelijkt de efficiënte langetermijnontwikkeling en -werking van het pan-Europese geïnterconnecteerde systeem en de efficiënte werking van de pan-Europese elektriciteitsmarkt;

f) vergemakkelijkt de inachtneming van de algemene beginselen voor het congestiebeheer als uiteengezet in artikel 16 van Verordening (EG) nr. 714/2009;

g) maakt een redelijke financiële planning mogelijk;

h) is verenigbaar met de verschillende tijdsbestekken voor day-ahead- en intradaymarkten, en i) voldoet aan de beginselen van transparantie en niet-discriminatie.

7. Uiterlijk op 31 december 2018 hebben alle TSB's van elke capaciteitsberekeningsregio zoveel mogelijk de methodologieën voor het verdelen van de kosten van redispatching en compensatiehandel, toegepast binnen hun respectieve capaciteitsberekeningsregio's, verder geharmoniseerd tussen de regio's.

Artikel 74, CACM vindt evenmin toepassing op de T&Cs SA, maar gaat over een Kostendelingsmethodologie voor redispatching en compensatiehandel die van toepassing is op TSBs van een capaciteitsberekenningsregio. M.a.w. de SA komt hier niet aan te pas.

109. De CREG wijst er ook op dat de gedragscode elektriciteit enkel in de mogelijkheid tot de opname van een schadebeding in een aantal specifiek vernoemde type-overeenkomsten (zie ook paragraaf 57 van huidige beslissing).

Bijgevolg kan de CREG de opname van het principe van een prikkel in de T&C SA niet goedkeuren.

110. De CREG evalueert hierna de verschillende voorgestelde componenten opgenomen in het Voorstel onder de term 'prikkel' om na te gaan welk effect ze beogen. Specifiek gaat de CREG na of ze mogelijks uitsluitend de neutralisatie van potentiële baten bij een niet-respecteren van de gevraagde acties beoogt (i.e. een verrekening), ofwel door Elia aangetoond wordt dat het hier gaat om een schadebeding.

II.15.1: Prikkel in verband met de activeringscontrole

111. De in II.15.1 voorgestelde formule bevat twee componenten, enerzijds de 'basis-prikkel' en anderzijds de 'bijkomende-prikkel'.

112. Tijdens de openbare raadpleging werd de component "basis-prikkel" door FEBEG en BOP fel geheld als zijnde te penalisierend en niet gerechtvaardigd. Hoewel Elia beklemtoont niet akkoord te gaan met de opmerking van FEBEG dat het geraadpleegde voorstel (met een 'prikkelfactor' van 25%) te penalisierend zou zijn en de noodzaak van deze basis-prikkel om voor redenen van systeemveiligheid te kunnen rekenen op de gevraagde redispatch volumes, gaat Elia akkoord om de prikkelfactor van 25% naar 0% te herleiden in de eerste 12 maanden. Vervolgens voor de volgende 12 maanden te verhogen naar 5%, om tenslotte op 10% vast te leggen..

De CREG kan de eerste fase van 12 maanden gelijk aan 0% aanvaarden. Echter, zolang geen correct wettelijke basis is aangetoond die Elia toelaat om o.b.v. de SOGL een prikkel op te leggen aan een SA opdat deze laatste kwalitatief zijn verplichtingen zou nakomen, kan de CREG niet akkoord gaan met de 5% en de 10% die daarop volgt.

Wat wel mogelijk is, is het voorzien van een schadebeding in de klassieke betekenis van het woord. Het komt aan Elia toe om aan de hand van historische data de schade, die zij eventueel zou opgelopen bij het niet-naleven van de verplichtingen, aan te tonen. Tenslotte dient bij een eventuele vaststelling van een ondermaatse kwaliteit van levering van de dienst (zowel algemeen als voor specifieke situaties), de oorzaken hiervan opgespoord te worden en alternatieven gezocht te worden om de kwaliteit van de dienstlevering te verzekeren.

Bijgevolg keurt de CREG enkel de prikkel factor gelijk aan 0% goed. Indien Elia na 12 maanden na de inwerkingtreding van het goedgekeurd Voorstel kan aantonen dat er een wettelijke basis bestaat voor het geven van een prikkel aan een SA of een schadebeding gerechtvaardigd zou zijn om redenen dat Elia schade lijdt ingevolge de niet-naleving van bepaalde verplichtingen door de SA, kan dit opnieuw herzien worden en opengesteld worden voor de invoering van een prikkel, dan wel een schadebeding.

113. De CREG stelt vast dat de andere component "bijkomende-prikkel", als doel heeft om potentiële baten bij een ondermaatse levering van de redispatching dienst te verrekenen. Immers, als de BRP perimeter correctie gebeurt op basis van de Energy Requested, maar de Energy Delivered hier niet aan voldoet, dan kan het verschil leiden tot een bron van inkomsten in functie van de onbalansprijs op dat kwartier. De CREG gaat akkoord dat het niet de bedoeling kan zijn om als gevolg van de keuze van een BRP perimeter correctie voor RD Energy Bids op basis van 'Energy Requested', de BRP/SA financieel te belonen bij een ondermaatse levering van de redispatching activatie. Dit principe is ook in lijn met wat

door FEBEG in haar antwoord op de openbare raadpleging als redelijk beschouwt. De component “prikkel bijkomend” dient dus als een verrekening beschouwd te worden tussen Elia, de BRP en de SA.

De CREG is bijgevolg van mening dat de voorgestelde formule voor het bepalen van de component “prikkel-bijkomend” onderbouwd en gerechtvaardigd is, en de toepassing ervan kan worden goedgekeurd. De CREG vraagt evenwel om de term ‘prikkel’ te vervangen door ‘verrekening’ en deze aanpassing door te voeren alvorens de finale versie van het goedgekeurde Voorstel te publiceren.

114. De CREG vraagt bijkomend om – naar aanleiding van iCAROS fase 2 - te evalueren of een BRP-perimeter correctie op basis van de Energy Delivered voor vereenvoudigingen zou kunnen zorgen, en mogelijks de noodzaak voor dergelijke verrekeningen tussen Elia, SA en BRP onnodig maken. Zolang de SA en de BRP een en dezelfde partij zijn, kunnen dergelijke verrekeningen nog als werkbaar en aanvaardbaar worden beschouwd, maar bij een splitsing van de rollen kan dit een marktbarrière vormen. De CREG vraagt dat Elia dit in overweging neemt in voorbereiding van iCAROS fase 2.

II.15.4: Prikkel in verband met de controle van terugkeer naar Dagelijks programma

115. De CREG begrijpt dat deze component “prikkel-RTS” eveneens als een verrekening beschouwd dient te worden. Immers, wanneer de Technical Facility niet zou terugkeren naar zijn Dagelijks Programma, kan de afwijking ervan in functie van de balanceringsprijs of intraday-prijs een bron van inkomsten betekenen. De voorgestelde component “prikkel-RTS” dient om in die gevallen, deze potentiële inkomsten te neutraliseren.

De CREG merkt evenwel op dat – zoals opgemerkt door marktpartijen in de raadpleging – de formule een term bevat die gelinkt is aan de dagmarktprijs, met name de gemiddelde dagmarktprijs over een rollende horizon van 6 maanden. De CREG deelt de mening dat de formule a priori arbitrair lijkt. Op vraag van de CREG, verduidelijkte Elia dat de beoogde doelstelling is om bij Medium of High CRI niet enkel de toepassing van (reactive) balanceringsprijs, maar eveneens ook bijkomende transacties op de intradaymarkt na de RD GCT te ontmoedigen. In afwachting van een intraday-prijs op kwartierbasis, stelt Elia deze proxy op basis van de dagmarktprijs voor die op basis van evaluaties aan Elia zijde een goede proxy zouden zijn voor de intraday marktprijs na de RD GCT. De CREG beschikt niet over de data of gegevens om de kwaliteit van deze proxy te evalueren.

De CREG vraagt dat Elia de kwaliteit en impact van de dagmarktprijs-gelinkte term monitort en hierover op regelmatige basis rapporteert naar de CREG en naar marktpartijen. Afhankelijk van het resultaat van deze monitoring en rapportering, zal uitgemaakt worden of al dan niet een aanpassing van de T&C SA zich opdringt.

116. Wat betreft de opmerking van BOP dat de voorgestelde tolerantieband te strikt is, kan de CREG op het eerste gezicht akkoord gaan met het antwoord van Elia. De CREG vraagt Elia evenwel om de impact van de gekozen tolerantieband te evalueren en het resultaat mee te nemen in het kader van een eerstkomende wijziging van de T&C SA.

117. Rekening houdende met bovenstaande, is de CREG van mening dat de voorgestelde formule voor het bepalen van de component “prikkel-RTS” kan aanvaard worden is, en de toepassing ervan kan worden goedgekeurd. De CREG vraagt evenwel om de term ‘prikkel’ te vervangen door ‘verrekening’ en deze aanpassing door te voeren alvorens de finale versie van het goedgekeurde Voorstel te publiceren.

II.15.4: Prikkel in verband met de volledigheds- en consistentiecontrole van gegevens

118. Elia stelt een ‘prikkel’ voor van 200€ voor elke dag waarbij de finale gegevens bekomen van de OPA en de SA inconsistent zijn (evenwel met een uitzondering van de eerste 3 foutieve dagen op

jaarbasis). De prikkel zou worden toegepast voor zowel de OPA als de SA indien het verschillende partijen betreft (twee maal 200€), of voor de OPA/SA indien het dezelfde partij betreft (éénmaal 200€).

119. FEBELIEC begrijpt de aanpak van Elia om penaliteiten toe te kennen aan beide partijen, gezien het moeilijk is voor Elia om na te gaan of de OPA dan wel de SA verantwoordelijk is voor de inconsistentie.

Hoewel FEBELIEC het uitvoeren van controles ondersteunt, mag volgens FEBELIEC een inconsistentie, dat niet het gevolg is van een nalatigheid van de SA of de OPA, niet gepenaliseerd worden. Ook FEBEG vraagt om geen niet-gerechtvaardigde administratieve boetes op te leggen wanneer de OPA/SA kunnen aantonen dat zij correct gehandeld hebben.

Als antwoord op de opmerking van FEBELIEC en FEBEG bevestigt Elia dat de volledigheds- en consistentiecontrole van gegevens werd geïntroduceerd om de splitsing van de rollen OPA en SA te ondersteunen en te verzekeren dat de correcte gegevens aan Elia worden bezorgd om de operationele veiligheid van het net te vrijwaren. Echter, de CREG merkt op dat dit vandaag nog geen toepassing vindt aangezien de BRP zowel de rol van SA als de rol van OPA vervult.

Elia vervolgt dat in het geval een inconsistentie tussen de data geleverd door de OPA en/of de SA, is een correctie mogelijk. Dit correctieproces wordt gefaciliteerd door het verzenden van notificaties door Elia zodra de inconsistentie wordt gedetecteerd. Uitsluitend inconsistenties die niet door de OPA en/of SA nadien verbeterd worden, leiden tot een prikkel. Elia heeft alles in het werk gesteld om verbeteringen te triggeren in het geval van inconsistenties, inclusief een penaltiteit als laatste redmiddel om goede data te bekomen.

De CREG aanvaardt het gegeven antwoord van Elia niet. Ten eerste stelt de CREG vast dat de woordkeuze van 'prikkel' hier niet op zijn plaats is, maar dat het eerder gaat om een soort van administratieve boete. De CREG merkt op dat een juridische basis voor het opleggen van een prikkel dan wel een administratieve boete in de T&C SA en de T&C OPA ontbreekt.

Een bijkomend pijnpunt is dat ook een partij die niet verantwoordelijk is voor de geïdentificeerde inconsistentie, beboet kan worden. Elia geeft immers aan niet te kunnen nagaan welke van beide partijen aan de oorzaak ligt van de inconsistentie.

Tenslotte is het voor de CREG niet duidelijk wat Elia in de praktijk zal doen indien – ondanks verschillende notificaties – de inconsistentie niet opgelost wordt, en hoe op operationeel niveau de netveiligheid dan wordt gehandhaafd. De CREG is van mening dat het Voorstel op dit punt niet volledig is. Het betalen van een geldsom lost de vastgestelde inconsistentie niet op.

De huidige T&C SA en T&C OPA, goedgekeurd door de CREG in resp. beslissingen (B)2057 en (B)2058 zijn volgens de CREG op dit punt veel duidelijker, i.e. Overweging (19) van de goedgekeurde T&C SA stipuleert dat bij inconsistentie tussen de OPA gegevens en de SA gegevens, de OPA gegevens voorrang krijgen. De CREG beweert niet dat dit principe noodzakelijk behouden moet blijven voor de toekomst, maar is van mening dat zolang een duidelijke beschrijving van de verantwoordelijkheden en de procedures voor gegevensuitwisselingen tussen de verschillende rollen, noodzakelijk om de splitsing van de rollen mogelijk te maken, ontbreken, de huidige wijzigingen geen verbetering inhouden, in tegendeel. De voorgestelde administratieve boete zal hier niet structureel aan verhelpen.

De CREG keurt bijgevolg artikel II.15.4 met betrekking tot de prikkels in verband met de volledigheds- en consistentiecontrole van gegevens niet goed.

De CREG vraagt dat Elia alvorens Elia overgaat tot publicatie op haar website van het goedgekeurde Voorstel de nodige aanpassingen in de verschillende artikelen van het SA-contract doorvoert rekening houdende met wat voorafgaat.

4.3.17. Artikel II.16: Facturatie en betaling

120. Elia heeft per mail van 12 februari 2024, de CREG op de hoogte gebracht van een aantal materiële fouten die in dit artikel binnengeslopen zijn. In het mailbericht werd de verbeterde versie toegevoegd. Elia bevestigt dat de aanpassingen geen inhoudelijke wijzigingen introduceren.

De CREG heeft de door Elia ingediende gecorrigeerde versie in Bijlage 3 van huidige beslissing toegevoegd. De wijzigingen zijn aangeduid in *track changes*.

De CREG heeft verder geen opmerkingen op de voorgestelde correcties en keurt de wijzigingen van artikel II 16 goed.

De CREG vraagt dat Elia deze correcties doorvoert in het goedgekeurd Voorstel voor publicatie op haar website, inclusief deze ten gevolge van de gevraagde aanpassingen genoemd in paragraaf 113, 117 en 119, van huidige beslissing.

4.4. DEEL III – BIJLAGEN

4.4.1. Bijlage 1: Lijst van leveringspunten

121. Betreffende Bijlage 1 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft geen opmerkingen.

4.4.2. Bijlage 2: Procedure voor aanvaarding van een SA

122. Betreffende Bijlage 2 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft geen opmerkingen.

4.4.3. Bijlage 3: Meteringvereisten

123. Betreffende Bijlage 3 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft geen opmerkingen.

4.4.4. Bijlage 4: Indiening van Dagelijks Programma

124. Marktpartijen hebben tijdens de publiek raadpleging specifieke opmerkingen geformuleerd betreffende Bijlage 4 van het voorstel. Het betroffen vragen ter verduidelijking. Elia heeft zoals aangegeven in haar raadplegingsrapport deze aanpassingen ter verduidelijking in haar Voorstel doorgevoerd. De CREG gaat hiermee akkoord en heeft geen verdere opmerkingen.

4.4.5. Bijlage 5: Indiening van redispatching energiebieding

125. Betreffende Bijlage 5 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft geen opmerkingen.

4.4.6. Bijlage 6: Kostenreflectiviteit

126. BOP begrijpt de motivering voor het toepassen van een kosten-gebaseerde vergoeding. BOP is evenwel van mening dat de elementen genoemd in Bijlage 6 extreem limiterend zijn. Opportunitetskosten of beloningen voor genomen risico's (e.g. penaliteiten, foute data, stuurbaarheidsproblemen van eenheden...) worden niet in rekening gebracht. BOP is van mening dat deze wel in Bijlage 6 moeten worden opgenomen.

Elia herinnert eraan dat een kosten-gebaseerde vergoeding de principes van redelijkheid, aantoonbaarheid en rechtstreeks in verband met het verzoek, dient te respecteren. Opportunitetskosten of kosten gelinkt aan mogelijke penaliteiten kunnen geen deel uit maken van de op kosten-gebaseerde formule.

De CREG gaat akkoord met het antwoord van Elia dat opportuniteitskosten gelinkt aan bijvoorbeeld portfolio optimalisatie of balancering geen deel uit maken van een kosten-gebaseerde vergoeding voor RD Energy Bids. De CREG is van mening dat de toepassing van voorgestelde principes in Bijlage 6 voor RD Energy Bids, in combinatie met de freedom of dispatch in day-ahead, ook conform is met artikel 13(7) van de Elektriciteitsverordening die de componenten van een kosten-gebaseerde vergoeding opsomt (exploitatiekosten, netto inkomsten op de dagmarkt, financiële steun). Dit sluit evenwel niet uit dat aanpassingen aan de baseline voor weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden kunnen en dienen onderzocht te worden, zoals uiteengezet in paragraaf 66 van huidige beslissing.

127. In haar antwoord op de openbare raadpleging be vraagt FEBEG de voorstellen van Elia met betrekking tot onder meer de BRP-perimeter correctie, opgenomen in Bijlage 7.C van het Voorstel; als de formules voor de vergoeding van een May-Not-Run (Bijlage 10 van het Voorstel). FEBEG stelt de vraag of deze aan het principe van kostenreflectiviteit, opgenomen in deze bijlage 6 van het Voorstel, beantwoorden.

In beide gevallen gaat Elia akkoord met FEBEG dat het principe van kostenreflectiviteit primeert bovenop de in Bijlage 10 formule voor de vergoeding van een May-Not-Run (en die als een minimale vergoeding moet gelezen worden) en de in Bijlage 7.C opgenomen block perimeter correctie aanpak, zoals opgenomen in het Voorstel.

De CREG gaat hiermee akkoord, en verwijst bijkomend naar paragrafen 128 en 135 van huidige beslissing.

4.4.7. Bijlage 7: Activering van Redispatching Energiebiedingen

128. In haar antwoord op de openbare raadpleging benadrukt FEBEG twee belangrijke principes met betrekking tot activatiecontrole en BRP perimeter correctie:

- Ten eerste, zou een correcte activatie niet mogen leiden tot enige penaliteit of financiële blootstelling;

- Ten tweede, wanneer een SA een traag-startende eenheid activeert (met een *Full activation time* groter dan 12.5 minuten), zou de ramping niet mogen leiden tot financiële blootstelling, aangezien deze activatie bijdraagt tot netveiligheid.

FEBEG vervolgt dat ook de BRP perimeter correctie, voorzien in Bijlage 7.C van het Voorstel, aan deze principes dient te beantwoorden. FEBEG suggereert daarom een andere aanpak voor de settlement van opwaartse en neerwaartse redispacting activiteiten tijdens de kwartieren met ramping, met name op basis van het maximum (respectievelijk minimum) van de onbalansprijs en de RD Energy Bid prijs.

Elia gaat niet akkoord met het voorstel van FEBEG. Volgens Elia is het ten eerste de verantwoordelijkheid van de BRP om pro-actief te verzekeren in balans te zijn gedurende de ramp-up en de ramp-down periode. Gezien deze RD Energy Bids voldoende voor real-time worden aangevraagd, zou de BRP hier voldoende tijd voor moeten hebben. Ten tweede wijst Elia erop dat de kost voor opstart en afschakeling al de kosten gelinkt aan ramp-updown bevatten en de BRP dus enkel blootgesteld wordt aan extra kosten wanneer de intraday en de onbalansprijs lager zijn dan 0€/MWh. Op basis van historische data acht Elia die kans heel klein en gaat Elia niet akkoord om deze extra kosten mee te nemen in de start-up kosten. Elia besluit dat indien de BRP in deze uitzonderlijke omstandigheden heel hoge verliezen zou lijden, ex-post settlement procedures mogelijk zijn, op basis van de criteria van kostenreflectiviteit opgesomd in Bijlage 6 van het Voorstel.

De CREG gaat in eerste instantie akkoord met het antwoord van Elia, inclusief de mogelijkheid tot ex-post settlement procedures, en verwijst bijkomend hiervoor naar paragraaf 84 van huidige beslissing.

129. Elia heeft gevolg gegeven aan de opmerking van FEBEG met betrekking tot het geconsulteerde voorstel van Elia in Bijlage 7.D over het niet-vergoeden van opstartkosten bij een *overdelivery* van een gevraagde RD Energy Bid. FEBEG benadrukt dat dit niet besproken was met marktpartijen, a priori niet noodzakelijk om de netveiligheid te waarborgen en onaanvaardbaar. Elia heeft de voorgestelde penaliteit geschraapt. De CREG gaat hiermee akkoord.

130. De CREG stelt vast dat Elia voor de “aanvaarding”, i.e. eerste bevestigingsbericht door de SA, deze uiterlijk 5 minuten *na de aanvangstijd van de activering* verwacht wordt. De CREG is enigszins verbaasd dat Elia om redenen van netveiligheid niet eerder een signaal van ‘aanvaarding’ verwacht, bijvoorbeeld 5 minuten na ontvangst van het activatieverzoek of bij aanvang van de activering. De CREG heeft hier verder geen opmerkingen op.

4.4.8. Bijlage 8: Activeringscontrole

131. Betreffende Bijlage 5 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft geen opmerkingen.

4.4.9. Bijlage 9: Controle van terugkeer naar Dagelijks Programma

132. Voor de controle van terugkeer naar Dagelijks Programma stelt Elia een tolerantieband van 2% van het maximaal injectievermogen voor of 2 MW (welke van beide waarden het hoogst is), met uitzondering voor het eerste kwartier waar een hogere tolerantieband mogelijk is.

FEBEG en BOP hebben gereageerd op het voorstel van Elia voor deze tolerantieband. FEBEG stelt dat de tolerantieband verbeterd dient te worden, al moet Elia in de eerste plaats de noodzaak voor een dergelijke controle en prikkel verantwoorden (4.3.16 van deze beslissing). BOP is van mening dat voor weersafhankelijke eenheden een terugkeer naar Dagelijks Programma of RTS als een “reasonable effort” verplichting zou moeten beschouwd worden; en dat voorspellingsfouten in rekening gebracht moeten worden in de bepaling van een geschikte tolerantieband.

Elia herinnert eraan dat een controle van de programma's enkel zal gebeuren in het geval Elia een terugkeer naar Dagelijks Programma vraagt. Deze controle voorziet in een tolerantieband. Wat weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden betreft, herinnert Elia eraan dat een terugkeer naar het Dagelijks programma enkel in de neerwaartse richting zal worden aangevraagd, en een voorspellingsfout dus nooit aanleiding zal geven tot een financiële prikkel.

De CREG gaat akkoord met het antwoord van Elia en met de voorgestelde tolerantieband aangezien ze begrijpt dat met de financiële prikkel, bedoeld en beschreven in Bijlage 11.B., uitsluitend de potentiële financiële voordelen van een afwijking op niveau van de BRP worden weggenomen. Daarom vraagt de CREG dat Elia de term prikkel vervangt door verrekening en dit alvorens het goedgekeurd Voorstel op de website van Elia wordt gepubliceerd.

133. De CREG sluit echter niet uit dat verbeteringen nodig zijn op basis van Return on Experience, onder meer op niveau van de tolerantieband. Op basis van de input van marktpartijen in de raadpleging, is de CREG a priori van oordeel dat een tolerantieband van 2% of 2 MW effectief als te strikt kan beschouwd worden. De CREG vraagt dat Elia dit cijfer herzielt met een minimum van 7.5%, tenzij op basis van ander bewijsmateriaal kan aangetoond worden dat 2% de technische mogelijkheden van de groep van in iCAROS fase 1 bedoelde assets, correct reflecteert en dit naar aanleiding van een eerstkomend voorstel tot wijziging van de T&C SA. De CREG verwijst bijkomend naar paragraaf 99 van huidige beslissing betreffende de monitoring en rapportering van de resultaten van de uitgevoerde controles van terugkeer naar dagelijks programma.

4.4.10. Bijlage 10: Vergoeding van een May-Not-Run

134. De CREG verwijst naar paragrafen 75 en 126 van huidige beslissing met de bespreking van de feedback van BOP en FEBEG op deze bijlage.

135. Wat betreft de formule voor de vergoeding van een May-Not-Run bevestigt Elia in haar antwoord op de opmerkingen van FEBEG en BOP dat de formule als een minimum waarde dient beschouwd te worden, aangezien de effectieve vergoeding van een May-Not-Run gebaseerd is op een offerte van de SA aan Elia.

De CREG kan akkoord gaan met dit antwoord als een tijdelijke oplossing. De CREG is echter van mening dat voor de leesbaarheid van de T&C SA Bijlage 10 geactualiseerd moet worden, zoals ook blijkt uit de antwoorden van marktpartijen op de raadpleging. Bovendien kan een correcte formule een meerwaarde bieden bij het opstellen van een offerte door de SA en voor het evalueren van de redelijkheid ervan door Elia. De CREG vraagt dat Elia hierop toeziet bij het indienen van het eerstkomend voorstel tot wijziging van de T&C SA.

4.4.11. Bijlage 11: Prikkel (in de geconsulteerde versie: Penaliteiten)

136. Marktpartijen hebben in de openbare raadpleging heel wat algemene opmerkingen geformuleerd over de voorgestelde toepassing van penaliteiten (nu prikkels genoemd), alsook specifiek over de formules die in dit kader gebruikt worden, zoals opgenomen in Bijlage 11 van het Voorstel.

137. De CREG verwijst naar titel 4.3.16 van deze beslissing.

5. BESLISSING

Met toepassing van artikel 3 §1 van de gedragscode van 20 oktober 2022 tot vaststelling van de voorwaarden voor de aansluiting op en de toegang tot het transmissienet en van de methoden voor het berekenen of vastleggen van de voorwaarden inzake de verstrekking van ondersteunende diensten en de toegang tot de grensoverschrijdende infrastructuur, inclusief de procedures voor de toewijzing van capaciteit en congestiebeheer, keurt de CREG het voorstel van Elia Transmission Belgium N.V. betreffende de Voorwaarden voor de Programma-Agent ingediend per brief van 30 oktober 2023, goed, met uitzondering van artikel 2(6), (b) en (c) zijnde de prikkel factor uit Annex 11.A, bedoeld in paragraaf 58 en de opmerkingen geformuleerd in titel 4.3.16, van huidige beslissing en artikel II.15.4 met betrekking tot de prikkels in verband met de volledigheds- en consistentiecontrole van gegevens, bedoeld in paragraaf 119 van deze beslissing.

Vervolgens wordt aan Elia Transmission Belgium N.V. gevraagd om alvorens over te gaan tot publicatie op haar website van het goedgekeurd voorstel betreffende de Voorwaarden voor de Programma-Agent gevolg te geven aan de opmerkingen geformuleerd in de paragrafen 55; 61; 68; 71; 76, 90, 92, 113, 117 en 119 van huidige beslissing. Deze verbeterde versie dient ook aan de CREG te worden meegedeeld voor publicatie op de website van Elia Transmission Belgium N.V.

Daarnaast vraagt de CREG dat Elia Transmission Belgium N.V rekening houdt met de opmerkingen geformuleerd in paragrafen 84, 98, 99, 104 en 115 van huidige beslissing.

Tot slot vraagt de CREG dat Elia bij een herziening van de Voorwaarden voor de Programma-Agent rekening houdt met de opmerkingen geformuleerd in paragrafen 65, 67, 69, 73, 77, 79, 80, 84, 91, 93, 94, 104, 105, 114, 115, 116, 128, 133 en 135 van huidige beslissing.

De goedgekeurde wijzigingen betreffende de Voorwaarden voor de Programma-Agent ingediend per brief van 30 oktober 2023 treden in werking op datum van publicatie ervan op de website van Elia Transmission Belgium N.V.



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

Voorstel tot wijziging van de T&C SA

23 oktober 2023 – Nederlandstalige, Franstalige en Engelstalige versie

BIJLAGE 2

Raadplegingsrapport betreffende onder meer de T&C SA

23 oktober 2023 – Engelstalige versie

BIJLAGE 3

Aanpassingen aan de T&C SA en T&C OPA met betrekking tot facturatie

12 februari 2024 – Engelstalige versie