

Beslissing

(B)2358

31 maart 2022

Beslissing over het verzoek van de NV Elia Transmission Belgium van 28 oktober 2021 tot afwijking van de toepassing in artikel 4.1, a) van de Europese netcode RfG voor bestaande elektriciteitsproductie-eenheden van het type D met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV

Artikel 60(1) en artikel 63(6) en (8) van de verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

| | |
|----------------------------------|----|
| Inleiding..... | 3 |
| 1. Wettelijk kader..... | 3 |
| 2. Antecedenten..... | 6 |
| 2.1. Algemeen..... | 6 |
| 2.2. Raadpleging..... | 6 |
| 3. Beoordeling..... | 7 |
| 3.1. De gevraagde afwijking..... | 7 |
| 3.2. Onderbouwing..... | 12 |
| 3.3. Kosten-batenanalyse..... | 15 |
| 4. Conclusie..... | 18 |
| Bijlagen..... | 19 |

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) onderzoekt hierna, op grond van artikel 60(1) en artikel 63(6) en (8) van de verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net (hierna: de Europese netcode RfG), het verzoek van de NV Elia System Operator (hierna: Elia) tot afwijking van de toepassing van het principe van substantiële modernisering zoals beschreven in artikel 4.1, a) van de Europese netcode RfG voor elektriciteitsproductie-eenheden type D met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV, ingediend bij de CREG op 28 oktober 2021 met toepassing van artikel 63 van de Europese netcode RfG.

De door Elia gevraagde afwijking betreft een eerste periode van vijf jaar lopende tot 9 juli 2024. Dit afwijkingsverzoek bevat ook een verzoek tot schorsing van de verplichting tot naleving van de betrokken eisen te rekenen vanaf de dag van neerlegging van de aanvraag tot de beslissing van de CREG, waarover de CREG reeds een gunstige beslissing¹ nam op 23 december 2021 overeenkomstig artikel 61(3) van de Europese netcode RfG.

Het directiecomité van de CREG heeft onderhavige beslissing over het afwijkingsverzoek ten gronde genomen tijdens zijn vergadering van 17 maart 2022.

1. WETTELIJK KADER

1. In artikel 60(1) van de Europese netcode RfG wordt bepaald dat de regulerende instanties, op verzoek van een eigenaar of toekomstige eigenaar van een elektriciteitsproductie-installatie, relevante systeembeheerder of relevante TSB (lees: transmissiesysteembeheerder), aan eigenaren of toekomstige eigenaren van elektriciteitsproductie-installaties, relevante systeembeheerders of relevante TSB's overeenkomstig de artikelen 61 tot en met 63 afwijkingen van één of meerdere bepalingen van deze verordening voor nieuwe en bestaande elektriciteitsproductie-eenheden kunnen toestaan.

Met toepassing van artikel 60(2) van de Europese netcode RfG kunnen, indien van toepassing in een lidstaat, afwijkingen overeenkomstig de artikelen 61 tot en met 63 worden toegestaan en ingetrokken door andere autoriteiten dan de regulerende instantie.

In België wordt, althans op federaal niveau, geen andere autoriteit bevoegd gemaakt en is derhalve de CREG bevoegd om, met toepassing van artikel 60(1) en artikel 63(6) en (8) van de Europese netcode RfG, een beslissing te nemen betreffende het afwijkingsverzoek van Elia.

¹ Beslissing (B)2308 van 23 december 2021 over het verzoek van de NV Elia Transmission Belgium tot schorsing van de verplichtingen in artikel 4.1, a), van de Europese netcode RfG voor bestaande elektriciteitsproductie-eenheden van het type D met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV in afwachting van de beslissing ten gronde van de CREG over het op 28 oktober 2021 ingediende afwijkingsverzoek, www.creg.be.

2. Artikel 63 van de Europese netcode RfG luidt als volgt:

“Door een relevante systeembeheerder of relevante TSB ingediend afwijkingsverzoek

1. *Relevante systeembeheerders of relevante TSB's kunnen afwijkingsverzoeken indienen voor categorieën van op hun netwerk aangesloten of aan te sluiten elektriciteitsproductie-eenheden.*

2. *Relevante systeembeheerders of relevante TSB's dienen hun afwijkingsverzoeken in bij de regulerende instantie. Elk afwijkingsverzoek omvat:*

- a) de identificatie van de relevante systeembeheerder of relevante TSB, en een contactpersoon voor alle communicatie;*
- b) een beschrijving van de elektriciteitsproductie-eenheden waarvoor een afwijking wordt aangevraagd, de totale geïnstalleerde capaciteit en het aantal productie-eenheden;*
- c) de eis of de eisen van deze verordening waarvoor een afwijking wordt aangevraagd, met een gedetailleerde beschrijving van de aangevraagde afwijking;*
- d) een gedetailleerde onderbouwing, met alle relevante ondersteunende documenten;*
- e) een bewijs dat de aangevraagde afwijking geen negatief effect heeft op de grensoverschrijdende handel;*
- f) een kosten-batenanalyse overeenkomstig de eisen van artikel 39. Indien van toepassing wordt de kosten-batenanalyse uitgevoerd in overleg met de relevante TSB en alle betrokken naburige DSB's.*

3. *Wanneer het afwijkingsverzoek is ingediend door een relevante DSB of GDSB, verzoekt de regulerende instantie de relevante TSB binnen een termijn van twee weken vanaf de dag van ontvangst van dat verzoek om het afwijkingsverzoek te evalueren in het licht van de door de regulerende instantie vastgestelde criteria als genoemd in artikel 61.*

4. *Binnen een termijn van twee weken vanaf de dag van ontvangst van een dergelijk verzoek ter beoordeling bevestigt de relevante TSB aan de relevante DSB of GDSB of het afwijkingsverzoek compleet is. Wanneer de relevante TSB van mening is dat het verzoek niet compleet is, verstrekt de relevante DSB of GDSB de benodigde aanvullende informatie binnen een termijn van één maand na de ontvangst van het verzoek om aanvullende informatie.*

5. *Binnen een termijn van zes maanden na de ontvangst van het afwijkingsverzoek dient de relevante TSB bij de regulerende instantie zijn evaluatie in, inclusief relevante documentatie. Die termijn van zes maanden kan met één maand worden verlengd wanneer de relevante TSB aanvullende informatie bij de relevante TSB of de relevante GTSB heeft opgevraagd.*

6. *De regulerende instantie neemt een besluit betreffende het afwijkingsverzoek binnen een termijn van zes maanden na de dag van ontvangst van het verzoek. Wanneer het afwijkingsverzoek is ingediend door de relevante DSB of GDSB, gaat de termijn van zes maanden in op de volgende dag na ontvangst van de evaluatie van de relevante TSB overeenkomstig lid 5.*

7. *De in lid 6 bedoelde termijn van zes maanden kan, vóór de vervaldag ervan, worden verlengd met een extra termijn van drie maanden wanneer de regulerende instantie aanvullende informatie vraagt van de relevante systeembeheerder die de afwijking aanvraagt of van enige andere belanghebbende. Die extra termijn gaat in op de dag volgende op de datum van ontvangst van de complete informatie.*

De relevante systeembeheerder verstrekt alle door de regulerende instantie opgevraagde aanvullende informatie binnen een termijn van twee maanden na de datum van het

desbetreffende verzoek. Wanneer de systeembeheerder de opgevraagde aanvullende informatie niet binnen die termijn verstrekt, wordt het afwijkingsverzoek geacht te zijn ingetrokken, behalve indien vóór de vervalddag:

- a) de regulerende instantie besluit om een verlenging van de termijn te verlenen, of*
- b) de relevante systeembeheerder de regulerende instantie er door middel van een met redenen omkleed schrijven van op de hoogte stelt dat het afwijkingsverzoek compleet is.*

8. De regulerende instantie verstrekt een met redenen omkleed besluit betreffende het afwijkingsverzoek. Wanneer de regulerende instantie de afwijking toestaat, specificceert zij de duur daarvan.

9. De regulerende instantie stelt de relevante systeembeheerder die om de afwijking heeft verzocht, de relevante TSB en het Agentschap in kennis van haar besluit.

10. Regulerende instanties mogen extra eisen betreffende het opstellen van afwijkingsverzoeken door de relevante systeembeheerders vaststellen. Wanneer zij dit doen, houden de regulerende instanties rekening met de afbakening tussen het transmissiesysteem en het distributiesysteem op nationaal niveau en raadplegen zij de systeembeheerders, de eigenaren van de elektriciteitsproductie-installaties en de belanghebbenden, inclusief de fabrikanten.

11. Een regulerende instantie kan haar besluit om een afwijking toe te staan, intrekken wanneer de omstandigheden en onderliggende redenen niet langer van toepassing zijn of op grond van een met redenen omklede aanbeveling van de Commissie of een met redenen omklede aanbeveling van het Agentschap overeenkomstig artikel 65, lid 2.”

3. Met betrekking tot de goedkeuring van afwijkingsaanvragen bepaalt artikel 21 van het koninklijk besluit van 22 april 2019 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe (hierna: “het technisch reglement”) het volgende:

“De aanvragen tot afwijking zoals bedoeld in de Europese netwerkcodes en richtsnoeren worden conform aan deze ingediend bij de commissie ter goedkeuring, in overeenstemming met de vastgelegde procedures door dezelfde Europese netwerkcodes.

Bovendien verstuurt de CREG een kopie van de afwijkingsaanvraag aan de Algemene Directie Energie binnen drie dagen na de ontvangst ervan. De commissie maakt haar ook een kopie over van de eventuele bijkomende informatie die ze gevraagd of ontvangen zou hebben binnen drie dagen na de ontvangst van deze informatie. De Algemene Directie Energie kan een advies aan de commissie overmaken binnen drie maanden na de ontvangst van de kopie van de afwijkingsaanvraag. Als deze informatie door de Algemene Directie Energie wordt ontvangen voor het verstrijken van de termijn van drie maanden, wordt deze termijn verlengd met een maand. Als deze informatie door de Algemene Directie Energie wordt ontvangen na het verstrijken van de termijn van drie maanden, beschikt ze over een nieuwe termijn van een maand vanaf de ontvangst van deze informatie om haar advies over te maken.”

2. ANTECEDENTEN

2.1. ALGEMEEN

4. Op 28 oktober 2021 heeft Elia een verzoek tot afwijking van de toepassing van het principe van substantiële modernisering, zoals beschreven in artikel 4.1, a) van de Europese netcode RfG, voor bestaande elektriciteitsproductie-eenheden met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV, bij de CREG ingediend.

Het afwijkingsverzoek van Elia bevat onder meer volgende elementen:

- identificatie van de bevoegde systeembeheerder en contactpersoon;
- een beschrijving van de elektriciteitsproductie-eenheden waarvoor een afwijking wordt aangevraagd;
- de bepalingen van de Europese netcode RfG waarvoor een afwijking wordt aangevraagd;
- een onderbouwing van het afwijkingsverzoek;
- een kosten-batenanalyse, en
- een besluit.

5. Op 17 november 2021 heeft de CREG met toepassing van artikel 21 van het technisch reglement een kopie van het afwijkingsverzoek aan de Algemene Directie Energie van de federale overheidsdienst Economie, KMO, Middenstand en Energie (hierna: AD Energie) overgemaakt.

6. Op 23 december 2021 heeft de CREG met toepassing van artikel 61(3) van de Europese netcode RfG op verzoek van Elia beslist² dat de elektriciteitsproductie-eenheden waarvoor Elia het afwijkingsverzoek heeft ingediend, niet hoeven te voldoen aan de betreffende bepalingen van Europese netcode RfG tot op de datum waarop de CREG hierover haar beslissing ten gronde heeft genomen.

7. Op 15 februari 2022 heeft de AD Energie een advies³ met betrekking tot het afwijkingsverzoek uitgebracht en het op 17 februari 2022 aan de CREG overgemaakt.

2.2. RAADPLEGING

8. Van 13 augustus tot 1 oktober 2021 organiseerde Elia een openbare raadpleging met betrekking tot het verzoek tot afwijking van artikel 4.1, a), van de Europese netcode RfG voor bestaande elektriciteitsproductie-eenheden met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV dat ze op 28 oktober 2021 bij de CREG heeft ingediend.

² Beslissing (B)2308 van 23 december 2021 over het verzoek van de NV Elia Transmission Belgium tot schorsing van de verplichtingen in artikel 4.1, a), van de Europese netcode RfG voor bestaande elektriciteitsproductie-eenheden van het type D met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV in afwachting van de beslissing ten gronde van de CREG over het op 28 oktober 2021 ingediende afwijkingsverzoek.

³ Advies over de aanvraag tot afwijkingen van de eisen toepasselijk voor elektriciteitsproductie-eenheden (PGM) met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV.

9. Het directiecomité van de CREG besliste, op grond van artikel 23, § 1, van zijn huishoudelijk reglement, om met toepassing van artikel 40, eerste lid, 2°, van zijn huishoudelijk reglement, geen (nieuwe) openbare raadpleging te organiseren, omdat het de openbare raadpleging die Elia heeft georganiseerd met betrekking tot onderhavig afwijkingsverzoek als een effectieve openbare raadpleging beschouwt.

Deze raadpleging vond immers plaats op de website van Elia, met verzending van een nieuwsbrief betreffende het lanceren van de raadpleging, was gemakkelijk toegankelijk vanuit de startpagina van deze website, was voldoende gedocumenteerd en de duur van de raadpleging was voldoende lang.

10. Elia heeft tijdens deze raadpleging twee reacties ontvangen:

- een reactie in het Engels van FEBEG;
- een reactie in het Engels van FEBELIEC.

Elia heeft de reacties van FEBEG en van FEBELIEC samen met haar consultatierapport bij het afwijkingsverzoek gevoegd.

3. BEOORDELING

3.1. DE GEVRAAGDE AFWIJING

11. Op 17 mei 2018 diende Elia bij de bevoegde overheden de definitieve versie in van het voorstel tot vaststelling van de capaciteitsdrempelwaarden A-B-C-D. Tijdens de openbare raadpleging die daaraan voorafging, kondigde Elia haar voornemen aan om een algemeen afwijkingsverzoek in te dienen voor elektriciteitsproductie-eenheden van de vermogensklassen van het type A en B die aangesloten zijn op een spanning van 110 kV of hoger en die in principe met toepassing van artikel 5 van het de Europese netcode RfG van het type D zijn.

Om gevolg te geven aan dit voornemen stelde Elia op 9 juli 2019 met een afwijkingsverzoek voor om nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt van 110 kV of hoger vrij te stellen van de eisen van de Europese netcode RfG die niet gelden voor elektriciteitsproductie-eenheden van dezelfde vermogensklassen met een spanning op het aansluitingspunt lager dan 110 kV:

- Voor nieuwe eenheden van het type D die op het net worden aangesloten op een spanningsniveau van 110 kV of hoger en met een vermogen kleiner dan 1 MW, wordt meer bepaald een algemene afwijking aangevraagd voor alle bepalingen van de Europese netcode RfG eigen aan eenheden types B, C en D. Dit stemt overeen met de bepalingen van de artikelen 5, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37 van de Europese netcode RfG, zodat alle eenheden met een vermogen kleiner dan 1 MW, ongeacht hun aansluitingsspanning, enkel hoeven te voldoen aan de eisen die van toepassing zijn op eenheden type A.
- Voor nieuwe eenheden van het type D die op het net worden aangesloten op een spanningsniveau van 110 kV of hoger en met een vermogen vanaf 1 MW tot 25 MW (25 MW niet inbegrepen), wordt een algemene afwijking aangevraagd voor alle bepalingen van de Europese netcode RfG eigen aan eenheden types C en D. Dit stemt overeen met de bepalingen van de artikelen 5, 15, 16, 18, 19, 21, 22, 33, 34, 35, 36, 37

van de Europese netcode RfG, zodat alle eenheden met een vermogen tussen 1 MW en 25 MW enkel hoeven te voldoen aan de eisen die van toepassing zijn op eenheden type B.

Het afwijkingsverzoek omvat ook de bepalingen die in het technisch reglement zijn opgenomen in uitvoering van de voornoemde artikelen van de Europese netcode RfG.

De afwijking werd voor de nieuwe eenheden die aangesloten zijn op het transmissienet aangevraagd voor een periode van 5 jaar.

In haar beslissing (B) 2028 op 6 december 2019 heeft de CREG zich gebaseerd op het advies van de AD Energie van 15 oktober 2019 alsook op de reacties ontvangen tijdens de openbare raadpleging die Elia organiseerde met betrekking tot het afwijkingsverzoek. Gezien geen significante risico's en negatieve gevolgen werden geïdentificeerd, ook niet op de grensoverschrijdende handel, en dat de kosten-batenanalyse, hoewel vrij rudimentair uitgevoerd, voldoende aantoonde dat het voldoen aan de eisen vooral veel kosten met zich zou meebrengen voor de elektriciteitsproductie-eenheden en de baten voor het net heel beperkt tot onbestaande zijn, besliste de CREG in om de gevraagde afwijking toe te staan voor de aangevraagde periode van 5 jaar, i.e. tot 9 juli 2024.

12. In onderhavig afwijkingsverzoek, ingediend door Elia op 28 oktober 2021, stelt Elia voor om ook bestaande elektriciteitsproductie-eenheden type D met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt van 110 kV of hoger, een afwijking toe te kennen, namelijk een afwijking van het principe van substantiële modernisering zoals beschreven in artikel 4.1.a) van de Europese netcode RfG. De voorgestelde duur van deze afwijking is in lijn gebracht met deze van de bestaande afwijking, i.e. tot 9 juli 2024.

13. In haar antwoord op de publieke raadpleging, geeft FEBEG aan het onderhavige afwijkingsverzoek volledig te steunen. FEBEG staat volledig achter de door Elia voorgestelde afwijkingen en rechtvaardigingen.

Bovendien gaat FEBELIEC volledig akkoord met de rechtvaardiging door Elia voor de voorgestelde afwijking en met de kosten-batenanalyse. FEBELIEC is het volledig met Elia eens dat de hoge kosten gelinkt aan de toepassing van het principe van substantiële modernisering voor de eenheden in de scope van het voorgestelde afwijkingsverzoek niet in verhouding zijn met de beperkte baten dat dit op systeemniveau zou brengen.

FEBELIEC merkt verder op dat de Europese netcode RfG de toepassing van het principe van substantiële modernisering beperkt tot elektriciteitsproductie-eenheden type C en type D. FEBELIEC vraagt met aandring dat de toepassing van dit principe niet unilateraal door België zou worden uitgebreid naar elektriciteitsproductie-eenheden type A of B, aangezien dit geen significante baten en potentieel hoge kosten zou genereren.

FEBELIEC vraagt daarenboven dat de voorgestelde afwijking ook toegekend wordt voor elektriciteitsproductie-eenheden met een vermogen tussen 25 MW en 75 MW aangesloten op 110 kV of hoger. FEBELIEC beschouwt dat het niet meenemen van deze eenheden in de scope van dit afwijkingsverzoek leidt tot een verschillende aanpak voor eenheden afhankelijk van het spanningsniveau waarop ze zijn aangesloten. Volgens FEBELIEC is deze redenering arbitrair en niet noodzakelijk goed voor het systeem gezien dit leidt tot minder standaardisering en dus onnodig hogere kosten.

Tenslotte betreurt FEBELIEC dat de voorgestelde afwijking slechts de periode betreft tot 9 juli 2024, gezien de extreem lage impact van deze eenheden op het systeem. Om te vermijden dat deze oefening te frequent herhaald dient te worden, vraagt FEBELIEC dat de periode verlengd wordt tot minstens 10 jaar en mogelijks zelfs langer voor eenheden type A. FEBELIEC begrijpt dat het voorstel is om de termijn van de afwijking gelijk te stellen aan deze die reeds van toepassing is voor nieuwe eenheden, maar is van mening dat de termijn van deze laatste eerder verlengd zou moeten worden dan deze voor bestaande eenheden ingekort. Voor de toekomstige verlenging van de bestaande derogaties stelt FEBELIEC voor om de periode van afwijking te brengen op een duur van meer dan 5 jaar om redenen van efficiëntie.

14. In haar consultatierapport geeft Elia onder meer volgende reactie op de opmerkingen van de marktspelers:

- Wat betreft het bezwaar van FEBELIEC tegen een mogelijke uitbreiding van het principe van substantiële modernisering voor type B eenheden geconnecteerd op het Elia-net, herinnert Elia FEBELIEC en de CREG aan de aanbeveling vanuit de Users' Group om de verwijzing naar type B uit de scope van de toepassing van het principe van substantiële modernisering in het federaal technische reglement te schrappen, gezien dit niet door de Europese netcode RfG vereist wordt en leidt tot een concurrentieel nadeel ten opzichte van vergelijkbare eenheden aangesloten op regionale netten. Elia benadrukt dat het onderhavige afwijkingsverzoek voor eenheden van de vermogenscategorie lager dan 25 MW en aangesloten op 110 kV en meer, effectief coherentie beoogt met de vereisten opgelegd door Europese netcode RfG.
- Wat betreft een afwijking voor eenheden van de vermogenscategorie 25 tot 75 MW geeft Elia aan dit in overweging te nemen bij een volgende hernieuwing van het afwijkverzoek (tenzij de wetgeving tegen dan is aangepast en een afwijkverzoek niet meer nodig is); of in overweging te nemen bij een nieuw afwijkingsverzoek indien marktpartijen dit noodzakelijk achten en deze kunnen onderbouwen.
- Wat betreft de duur van de gevraagde afwijkingen, ondersteunt Elia de vraag naar stabiliteit. Elia zal dit in overweging nemen bij een volgende hernieuwing van het afwijkverzoek (tenzij de wetgeving tegen dan is aangepast en een afwijkverzoek niet meer nodig is).

15. De AD Energie brengt een gunstig advies uit gezien het afwijkingsverzoek volgens haar onder meer alle punten behandelt zoals door de vormvereisten bepaald die vastgelegd zijn in artikel 63.2 van de Europese netcode RfG en de "Criteria voor het toestaan van afwijkingen van bepalingen van de netcodes RfG, DCC en/of HVDC" opgesteld door de federale en gewestelijke regulatoren conform artikel 61.1 van de Europese netcode RfG.

De AD Energie stelt echter vast dat er heel wat kwantitatieve elementen in de kosten-batenanalyse ontbreken:

"Er moet echter vastgesteld worden dat de door Elia geleverde kosten-batenanalyse naar methodologie niet conform artikel 39 van de Europese netcode RfG is uitgevoerd zoals vereist in artikel 63.2, f) van diezelfde netcode. Enkel bij de eisen zoals vermeld in dit advies onder punt 6. i. en j. wordt een raming van de kosten uitgevoerd. Kwalitatief gezien kan er enigszins van uitgegaan worden dat de kosten gerelateerd aan de eisen die zouden volgen na substantiële modernisering van de betrokken eenheden substantieel zijn en kan er effectief de vraag gesteld worden of een modernisatie van de betrokken eenheden die een beperkt vermogen leveren economisch rendabel zou zijn. Echter om een antwoord op die vraag te krijgen is een kwantitatieve analyse nodig en dat is maar heel beperkt geleverd in dit afwijkingsverzoek."

De AD Energie verwijst in de in 2019 voor een periode van 5 jaar toegekende afwijking eveneens naar de verplichting voor nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanningsniveau op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV om aan bepaalde eisen van de Europese netcode te voldoen. Deze afwijking leidt er toe dat indien beslist wordt dat na substantiële modernisering er een nieuwe aansluitovereenkomst nodig is, de betrokken eenheden aan de eisen moeten voldoen alsof ze als nieuwe eenheid aangesloten zouden zijn op een spanningsniveau lager dan 110 kV. In lijn hiermee, zegt de AD-energie bijkomend het volgende:

“Daarenboven wordt verwezen naar eisen gesteld aan nieuwe type D eenheden, waarbij opgemerkt dient te worden dat een eerder toegekende afwijking (zie punt 2 van dit advies) er in voorziet dat indien er een nieuwe aansluitovereenkomst dient afgesloten te worden de betrokken eenheden aan de eisen van een type A of B moeten voldoen afhankelijk van hun maximaal vermogen. Dit betekent niet dat er geen investeringen aan zouden vasthangen die moeten afgewogen worden tegenover de beperkte baten voor het beheer van het net. “

De AD Energie besluit dat ondanks het ontbreken van heel wat kwantitatieve elementen in de kosten-batenanalyse en het niet volgen van de opgelegde methodologie, de AD Energie toch kan instemmen met de positieve balans ten voordele van deze afwijking. Een publieke consultatie geeft immers aan dat de betrokken partijen zich aansluiten bij het standpunt van de netbeheerder. Het niet moeten voldoen aan de potentiële eisen die zouden gesteld worden na substantiële modernisering heeft een heel beperkte impact op het net en op andere criteria zoals vastgelegd door de federale en gewestelijke regulatoren.

Met betrekking tot het argument van ongelijke behandeling wijst de AD Energie er op dat de Europese netcode RfG voorschrijft dat een onderscheid moet worden gemaakt tussen de verschillende types productie-installaties, op basis van verschillende spanningsniveaus waarop die productie-installaties worden aangesloten en hun maximale productiecapaciteit, en dat die verschillende types productie-installaties aan verschillende niveaus van eisen moeten worden onderworpen. Een mogelijke toekomstige wijziging van de Europese netcode RfG wordt, zoals aangegeven in de afwijkingvraag, later besproken door de Europese werkgroep RfG. De mogelijke uitkomst van deze besprekingen is in beschouwing genomen om mee de termijn van deze afwijking te bepalen.

In verband met de gevraagde duur van de afwijking zegt de AD-energie het volgende in haar advies:

“Het voorliggend afwijkingverzoek wordt gevraagd tot 9 juli 2024. Deze termijn is afgestemd met een eerder afwijkingverzoek van de eisen toepasselijk voor nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden (PGM) met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV waarop de AD Energie op 15 oktober 2019 een advies heeft uitgebracht en de CREG beslissing (B)2028 genomen heeft op 6 december 2019. De AD Energie heeft dan ook geen enkel bezwaar tegen deze voorgestelde termijn.”

16. De CREG stelt vast dat alle marktpartijen die deelgenomen hebben aan de openbare raadpleging, de door Elia voorgestelde afwijking gunstig onthalen. Ze hebben enkel opmerkingen op de duur en scope van de gevraagde afwijking. Ook de AD Energie heeft geen bezwaar tegen de gevraagde afwijking.

Voor eenheden aangesloten op een spanning van 110 kV of hoger van de vermogenscategorie die overeenkomt met het type C (in België van 25 MW tot 75 MW) wordt door Elia geen afwijking aangevraagd. FEBELIEC betreurt dit omdat dit volgens FEBELIEC aanleiding geeft tot een verschillende aanpak voor eenheden afhankelijk van het spanningsniveau waarop ze zijn aangesloten. ELIA geeft aan deze opmerking mee te nemen bij een vernieuwing van het afwijkingverzoek.

De CREG merkt hierbij op dat, ten eerste, het verschil in behandeling van eenheden op basis van hun spanningsniveau principieel al in de Europese netcode RfG gemaakt wordt. De Europese wetgever gaat er dus blijkbaar standaard vanuit dat vooral eenheden aangesloten op een spanningsniveau van 110 kV of hoger, een wezenlijke impact kunnen hebben op het geïnterconnecteerde Europese net. Elia bevestigde eerder (in het kader van het bestaande afwijkingsverzoek voor nieuwe eenheden) deze zienswijze voor eenheden van deze vermogenscategorie door te benadrukken dat deze eenheden een aanzienlijke bijdrage kunnen leveren aan de spanningsregeling en de stabilisatie van het systeem. Ten tweede hebben de geconsulteerde producenten geen kwantitatieve informatie aangebracht voor het bepalen van de kosten die het niet toekennen van een globale afwijking voor de vermogenscategorie type C met zich mee zou brengen. Ten derde kan men voor specifieke eenheden van deze categorie waarvoor een afwijking een aantoonbare grote economische waarde heeft, altijd een aangepaste afwijking op individuele basis aanvragen. Tenslotte, wat betreft de opmerking van FEBELIEC dat dit hier zou gaan om een ongelijke behandeling van eenheden afhankelijk van het spanningsniveau, wijst de CREG erop dat de toepassing van het principe van substantiële modernisering ook geldt voor eenheden in die vermogenscategorie aangesloten op een spanningsniveau lager dan 110 kV.

Wat betreft de opmerking van FEBELIEC over de duur van de gevraagde afwijking sluit de CREG zich aan bij de mening van de AD Energie. De CREG acht het opportuun om de duur van deze afwijking voor bestaande eenheden gelijk te stellen aan deze voor de lopende afwijking voor nieuwe eenheden, i.e. 9 juli 2024 om de mogelijke aanvraag tot vernieuwing van beide afwijkingsverzoeken samen te kunnen evalueren. Daarnaast blijven de argumenten aangehaald in de CREG beslissing (B)2028 geldig.

Bovendien is het niet ondenkbaar dat de Europese netcode RfG vóór het verstrijken van de periode van vijf jaar (i.e. 9 juli 2024) aangepast wordt en een nieuwe afwijking minder noodzakelijk wordt of beter op een aangepast pakket van bepalingen betrekking heeft. Er worden hiertoe op Europees vlak nu reeds initiatieven genomen. De huidige planning voorziet dat het proces van herziening in 2022 reeds wordt afgerond.

Overeenkomstig artikel 5(3) van de Europese netcode RfG, mogelijk dat de grenswaarden voor de drempelwaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type B, C en D na drie jaar op voorstel van de relevante TSB gewijzigd worden. Het is dan logisch dat de categorieën waarvoor een afwijking gevraagd wordt, in overeenstemming kunnen gebracht worden met de nieuwe drempelwaarden van de types van eenheden voor de productie van elektriciteit.

Tot slot geldt dat in 2022 het federaal technische reglement herzien wordt en de CREG gedragscode wordt opgesteld. Hierbij zal de CREG ernaar streven om het administratief proces voor de toepassing van het principe van substantiële modernisering te vereenvoudigen en in de tijd te beperken om de administratieve last en de bijhorende onzekerheid voor marktspelers te verminderen.

3.2. ONDERBOUWING

17. Het afwijkingsverzoek ingediend door Elia omvat elk van de in artikel 63(2) van de Europese netcode RfG vereiste elementen, met name:

- a) de identificatie van de relevante systeembeheerder of relevante TSB, en een contactpersoon voor alle communicatie;
- b) een beschrijving van de elektriciteitsproductie-eenheden waarvoor een afwijking wordt aangevraagd, de totale geïnstalleerde capaciteit en het aantal productie-eenheden;
- c) de eis of de eisen van deze verordening waarvoor een afwijking wordt aangevraagd, met een gedetailleerde beschrijving van de aangevraagde afwijking;
- d) een gedetailleerde onderbouwing, met alle relevante ondersteunende documenten;
- e) een bewijs dat de aangevraagde afwijking geen negatief effect heeft op de grensoverschrijdende handel;
- f) een kosten-batenanalyse overeenkomstig de eisen van artikel 39.

De CREG is bijgevolg van mening dat het afwijkingsverzoek vormelijk als compleet beschouwd kan worden. In de volgende paragrafen evalueert de CREG de inhoud van de door Elia geleverde informatie voor elk van deze elementen.

18. Hoofdstuk 3.1 identificeert Elia Transmission Belgium als de bevoegde systeembeheerder en specificeert de contactpersoon binnen Elia voor dit dossier.

De CREG heeft hier geen opmerkingen op en besluit dat het afwijkingsverzoek voldoet aan Artikel 63(2)a) van de Europese netcode RfG.

19. Hoofdstuk 3.2 beschrijft de elektriciteitsproductie-eenheden waarvoor een afwijking wordt gevraagd. Het betreft de elektriciteitsproductie-eenheden van het type D met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV die als bestaand worden beschouwd zoals gedefinieerd in artikel 4.2 van het Europese netcode RfG en artikel 35, §§ 7, eerste lid, 8 van het K.B. Federaal Technisch Reglement.

Elia heeft kennis van 28 productie-eenheden die in de scope van deze derogatie vallen. Hun gezamenlijk geïnstalleerd vermogen bedraagt 128,8 MW. Daarvan zal slechts een beperkt aandeel in de toekomst wijzigingen ondergaan die, zonder deze afwijking, onder het toepassingsgebied van de substantiële modernisering volgens de criteria uit artikel 4 (1) a) van de Europese netcode RfG zouden vallen.

De CREG besluit dat het afwijkingsverzoek voldoet aan Artikel 63(2) b) van de Europese netcode RfG.

20. Hoofdstuk 3.3 preciseert de artikelen van de Europese netcode RfG waarvoor een afwijking wordt gevraagd. Het betreft een afwijking van artikel 4.1, a) van de Europese netcode RfG voor de hierboven genoemde productie-eenheden, opdat deze niet in aanmerking zouden komen voor het toepassen van het principe (en de procedure) van substantiële modernisering. Bijgevolg omvat het verzoek van afwijking ook de uitwerking van bovengenoemde voorschriften in de nationale wetgeving.

De CREG besluit dat het afwijkingsverzoek voldoet aan Artikel 63(2) c) van de Europese netcode RfG.

Hoofdstuk 3.4 geeft een gedetailleerde onderbouwing van het afwijkingsverzoek. Overeenkomstig de “Criteria voor het toestaan van afwijkingen van bepalingen van de netcodes RfG, DCC en/of HVDC” die door de CREG en de drie gewestelijke regulatoren (VREG, CWaPE en BRUGEL) zijn opgesteld en bekend gemaakt op hun websites, heeft Elia in punt 3.1.4 van haar afwijkingsverzoek een onderbouwing van de gevraagde afwijking gegeven voor volgende punten:

- de aard van het probleem;
- de omvang van het probleem;
- de concrete oorzaken van de problemen;
- de uitgangshypothesen en risico’s;
- de gevraagde afwijking heeft geen onaanvaardbare negatieve gevolgen op:
 - andere netgebruikers,
 - de netveiligheid,
 - de marktwerking,
 - de bevoorradingszekerheid,
 - de grensoverschrijdende handel,
 - het milieu of de gezondheid,
- de gevraagde afwijking:
 - levert geen concurrentievoordelen voor de producent of eigenaar van de installaties;
 - gaat niet verder dan strikt noodzakelijk is;
 - kan redelijkerwijze niet voor een kortere duur dan de gevraagde duur worden toegestaan.

21. De CREG stelt vast dat het afwijkingsverzoek al de “Criteria voor het toestaan van afwijkingen van bepalingen van de netcodes RfG, DCC en/of HVDC” voor wat betreft de onderbouwing van de aanvraag in voldoende mate behandelt, en aldus voldoet aan Artikel 63(2) d) en e) van de Europese netcode RfG.

De AD Energie kan zich aansluiten bij de analyse van Elia die aangeeft dat de technische implicaties, de bevoorradingszekerheidsgevolgen, de gevolgen voor de veiligheid van het net, de invloed op marktwerking en de grensoverschrijdende handel heel beperkt zijn, aangezien het volume van de betrokken elektriciteitsproductie-eenheden beperkt blijft.

Rekening houdend met de scope en de duur van de gevraagde afwijking kan de CREG zich eveneens aansluiten bij de analyse van Elia die voor de gevraagde afwijking geen significante risico’s en negatieve gevolgen heeft geïdentificeerd.

22. De CREG wenst evenwel de volgende punten op te merken.

Ten eerste definieert Elia **de aard van het probleem** op algemene wijze als volgt, namelijk dat het opleggen, in geval van substantiële modernisering, van eisen die specifiek zijn voor nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden van type D met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV, geen enkel significant voordeel oplevert voor het beheer van het elektriciteitssysteem, terwijl de naleving van deze eisen voor de producent onevenredig hoge extra kosten met zich meebrengt.

Zoals door de AD Energie in haar advies opgemerkt, verwijst Elia hierbij naar eisen gesteld aan nieuwe type D eenheden, terwijl de eerder toegekende afwijking er in voorziet dat indien er een nieuwe aansluitovereenkomst dient afgesloten te worden de betrokken eenheden aan de eisen van een type A of B moeten voldoen afhankelijk van hun maximaal vermogen (zie paragraaf 15 van deze beslissing).

De CREG sluit zich aan bij de opmerking van de AD Energie. Gegeven de eerder toegekende afwijking, en gegeven de gevraagde duur van het afwijkverzoek (i.e. 9 juli 2024) is de vraag veeleer welke de voordelen zouden zijn van het beheer van het elektriciteitssysteem enerzijds en de kosten voor de producent voor het naleven van de opgelegde eisen anderzijds, indien de betrokken eenheden bij substantiële modernisering zouden moeten voldoen aan de eisen voor nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden type A of B, afhankelijk van hun maximaal vermogen. In lijn hiermee zou de kosten-batenanalyse de impact van conformiteit met de nieuwe type-A of type-B vereisten dienen te evalueren.

Ten tweede definieert Elia als **referentie voor het identificeren van mogelijke negatieve gevolgen** de huidige situatie waarbij de voorschriften voor de bestaande productie-eenheden van minder dan 25 MW ongewijzigd blijven.

De CREG is echter van mening dat als referentie voor de “onaanvaardbare negatieve gevolgen” niet de huidige status-quo maar de situatie zonder afwijking als referentie genomen dient te worden. De vraag die dus beantwoord moet worden is dus of de andere netgebruikers onaanvaardbare negatieve gevolgen zullen lijden ten opzichte van de situatie waarin alle transmissiegekoppelde type-D eenheden bij significante wijzigingen wél aan de nieuwe type-D vereisten (of in voorkomend geval de vereisten van toepassing op type A en type B, zie *supra*) zouden moeten voldoen.

Ten derde argumenteert Elia dat de aangevraagde afwijking geen **concurrentievoordelen** oplevert voor de producent of eigenaar van de installaties, maar wel in tegendeel een mogelijk concurrentienadeel met de elektriciteitsproductie-eenheden van minder dan 25 aangesloten op het distributienet, opheft.

De CREG neemt nota van deze argumentatie maar wenst op te merken dat de huidige Europese netcode RfG het principe van niet-discriminatie toepast binnen de categorie van transmissiegekoppelde productie-eenheden enerzijds en binnen de categorie van distributiegekoppelde productie-eenheden anderzijds. Ook in de andere Europese netcodes en Europese richtlijnen worden vereisten opgelegd op basis van het spanningsniveau van de aansluiting, veeleer dan op basis van het geïnstalleerde vermogen. Zoals echter in paragraaf 16 van deze beslissing aangehaald, wordt de Europese netcode RfG momenteel herzien en zal het bestaande onderscheid op basis van spanningsniveau opnieuw worden geëvalueerd.

De CREG vraagt dat Elia deze elementen in rekening brengt bij een mogelijke hernieuwing van het afwijkingsverzoek.

3.3. KOSTEN-BATENANALYSE

23. Met toepassing van artikel 63(2) f) van de Europese netcode RfG dient het afwijkingsverzoek een kosten-batenanalyse overeenkomstig de eisen van artikel 39 van dezelfde netcode te bevatten. Deze kosten-batenanalyse dient tevens te zijn opgesteld rekening houdend met de “Criteria voor het toestaan van afwijkingen van bepalingen van de netcodes RfG, DCC en/of HVDC” .

24. Elia heeft in punt 3.1.5 van haar afwijkingsverzoek een kosten-batenanalyse gemaakt waarin de maatschappelijke impact van de verzochte afwijking op globale wijze wordt geanalyseerd.

25. Hierin worden de volgende nieuwe elementen door Elia aangebracht ter ondersteuning van het afwijkingsverzoek:

- Vóór de inwerkingtreding van het Federaal Technisch Reglement van 22 april 2019 werden de beschouwde elektriciteitsproductie-eenheden met een vermogen van minder dan 25 MW als niet-regelend beschouwd. Hun capaciteit om het net qua spanning en frequentie te ondersteunen werd met andere woorden als secundair beschouwd ten opzichte van eenheden van meer dan 25MW die op het Elia-net zijn aangesloten.
- Het opleggen van de vereisten voor nieuwe eenheden type D zou talrijke aanpassingen vergen voor de beschouwde eenheden (i.e. volledige aanpassing van het regelsysteem en diepgaande studie van de thermodynamische effecten), gezien deze installaties niet in die zin werden ontworpen. Dit argument betreft de volgende specifieke vereisten die van toepassing zijn voor nieuwe eenheden van type D:
 - De specifieke frequentie-eisen met betrekking tot de ongevoeligheid voor frequentiegradiënten (ROCOF),
 - De specifieke frequentie-eisen met betrekking tot het leveren van actief vermogen als reactie op frequentievariaties (FSM, LFSM-O, LFSM-U),
 - De specifieke spannings-eisen met betrekking tot de spanningsdips (Fault-Ride Through)
 - De capaciteit voor het leveren of absorberen van reactief vermogen in functie van actief vermogen,
 - De vereisten met betrekking tot de foutstroom en ondersteuning voor dynamische spanning,
 - De vereisten met betrekking tot de reactief statiek ('droop')
- Het opleggen van de bovengenoemde vereisten voor nieuwe eenheden type D aan de elektriciteitsproductie-eenheden die binnen de scope vallen van dit afwijkingsverzoek wordt door Elia niet noodzakelijk geacht om de **frequentie in België** te handhaven, onder meer gezien een toenemend aantal nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden (van alle types) in staat zal zijn om in synchrone modus in een breder frequentiebereik te werken; als om aan de vereisten met betrekking tot ROCOF, LFSM-O en LFSM-U te voldoen.
- Evenmin wordt het opleggen van de bovengenoemde vereisten voor nieuwe eenheden type D aan de elektriciteitsproductie-eenheden die binnen de scope vallen van dit afwijkingsverzoek door Elia noodzakelijk geacht voor een **goede werking van het net**, onder meer gezien een toenemend aantal nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden (van alle types) in staat zullen zijn om in een breder spanningsbereik te werken, aangesloten te blijven na ernstige spanningsdips, met een bredere capaciteit voor het leveren of absorberen van reactief vermogen te werken, bijkomende reactieve stroom te

injecteren/absorberen in geval van storingen en striktere eisen hebben met betrekking tot de reactief statiek.

- Wat betreft het opleggen van de vereisten voor nieuwe eenheden type D aan de elektriciteitsproductie-eenheden die binnen de scope vallen van dit afwijkingsverzoek met betrekking tot de registratie van storingen en het dynamische gedrag van het net volgende, oordeelt Elia dat de kosten voor de producenten of eigenaars van deze eenheden, rekening houdende met de beperkte en onbeduidende potentiële voordelen voor het net, niet gerechtvaardigd zijn. Elia illustreert deze onredelijke kost aan de hand van indicatieve prijzen om aan deze vereisten te voldoen. Bovendien volstaat voor Elia een vereenvoudigde modellering om het dynamisch gedrag van het energiesysteem te simuleren.

Elia concludeert bijgevolg dat de toepassing van het principe van substantiële modernisering op die 28 elektriciteitsproductie-eenheden van het type D met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV, die tot gevolg zou hebben dat deze eenheden in geval van substantiële modernisering zouden moeten voldoen aan de specifieke eisen die gelden voor nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden van het type D, een zeer marginaal effect zou hebben, terwijl het tegelijkertijd onevenredig hoge kosten met zich zou meebrengen voor de producenten of eigenaars van deze eenheden.

26. Op basis van bovenstaande informatie gaat de CREG akkoord met de conclusie van Elia dat er geen positieve kosten-batenanalyse is van het opleggen van de vereisten voor nieuwe type D-eenheden bij wijziging van bestaande type D-eenheden met een vermogen kleiner dan 25 MW.

De CREG benadrukt hierbij dat het evenwel niet duidelijk is of de kosten-batenanalyse ook negatief zou zijn indien voor de betrokken elektriciteitsproductie-eenheden niet de vereisten voor nieuwe type D maar wel deze voor nieuwe type A, respectievelijk type B onderzocht zouden worden, of zelfs slechts een deel van deze eisen (bijvoorbeeld louter deze met betrekking tot een groter frequentie- en/of spanningsbereik). De CREG verwijst hierbij ook naar de analyse van de AD Energie hierover (punt 2 van het advies van de AD Energie).

Zoals uiteengezet in paragraaf 22 van deze beslissing, vraagt de CREG bijgevolg dat Elia bij een mogelijke hernieuwing van dit afwijkingsverzoek ook de kosten-batenanalyse maakt waarbij bij een substantiële modernisering niet de eisen voor nieuwe type D maar dan wel deze voor nieuwe type A, respectievelijk type B onderzocht worden. De vereisten die geassocieerd zijn met een positieve kosten-batenanalyse, zouden desgevallend in de richtsnoeren voor substantiële modernisering dienen opgenomen te worden.

27. De CREG is het eveneens eens met de analyse van de AD Energie die onder meer stelt dat “er heel wat kwantitatieve elementen in de kosten-batenanalyse ontbreken en dat deze dus naar methodologie niet conform artikel 39 van de Europese netcode RfG is uitgevoerd”, en vervolgens dat “Kwalitatief gezien er enigszins van uitgegaan kan worden dat de kosten gerelateerd aan de eisen die zouden volgen na substantiële modernisering van de betrokken eenheden substantieel zijn en kan er effectief de vraag gesteld worden of een modernisatie van de betrokken eenheden die een beperkt vermogen leveren economisch rendabel zou zijn. Echter om een antwoord op die vraag te krijgen is een kwantitatieve analyse nodig en dat is maar heel beperkt geleverd in dit afwijkingsverzoek.”

De CREG vraagt Elia om bij een mogelijke hernieuwing van dit afwijkingsverzoek deze kwantitatieve analyse te vervolledigen. Het is bovendien belangrijk om de kosten-batenanalyse - waar mogelijk en relevant - op te stellen op het niveau van de individuele vereisten en niet op het geheel van vereisten (zie ook paragraaf 26 van deze beslissing).

28. De AD Energie besluit dat ondanks het ontbreken van heel wat kwantitatieve elementen in de kosten-batenanalyse en het niet volgen van de opgelegde methodologie, de AD Energie toch kan instemmen met de positieve balans ten voordele van deze afwijking. Een publieke consultatie geeft immers aan dat de betrokken partijen zich aansluiten bij het standpunt van de netbeheerder.

De CREG staat eveneens gunstig ten opzichte van de gevraagde afwijking. De CREG houdt hierbij rekening met de beperkte scope en duur van de gevraagde afwijking, de volledigheid van het dossier en conformiteit ten opzichte van de vormvereisten van de Europese netcode RfG en de "Criteria voor het toestaan van afwijkingen van bepalingen van de netcodes RfG, DCC en/of HVDC" die door de CREG en de drie gewestelijke regulatoren (VREG, CWaPE en BRUGEL) zijn opgesteld, het gunstige advies van AD Energie en de uitdrukkelijke ondersteuning van de gevraagde afwijking door de betrokken partijen.

29. Ten slotte merkt de CREG op dat het toestaan van deze afwijking ook drempelverlagend werkt voor het investeren in kleinere eenheden die op het transmissienet worden aangesloten.

4. CONCLUSIE

30. Gelet op het afwijkingsverzoek ingediend door Elia op 28 oktober 2021 en het advies van de AD Energie daarover van 15 februari 2022,

Gelet op de reacties ontvangen tijdens de openbare raadpleging die Elia organiseerde met betrekking tot het afwijkingsverzoek,

Gezien voor de gevraagde afwijking geen significante risico's en negatieve gevolgen werden geïdentificeerd, met inbegrip van negatieve effecten op de grensoverschrijdende handel,

Gezien de kosten-batenanalyse, hoewel vrij rudimentair uitgevoerd, voldoende aantoont dat het voldoen aan de eisen voor nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden type D veel kosten met zich zou meebrengen voor de elektriciteitsproductie-eenheden en de baten voor het net heel beperkt zouden zijn,

Beslist de CREG met toepassing van artikel 60(1) en artikel 63(6) en (8) van de Europese netcode RfG en rekening houdend met wat in deel 3 van deze beslissing wordt uiteengezet, dat de bestaande elektriciteitsproductie-eenheden met een maximaal geïnstalleerd vermogen tot 25 MW (25 MW niet inbegrepen) en met een spanning op het aansluitingspunt van 110 kV of hoger niet hoeven te voldoen aan de artikel 4.1,a) van de Europese netcode RfG voor de termijn die aanvangt op de dag van indiening van het afwijkingsverzoek door Elia, zijnde 28 oktober 2021, en eindigt op 9 juli 2024.

Daaruit vloeit voort dat deze elektriciteitsproductie-eenheden bij een substantiële modernisering dat plaats vindt gedurende de voorgenoemde periode, derhalve eveneens niet hoeven te voldoen aan de eisen voor algemene toepassing die krachtens de artikelen 5, 15, 16, 18, 19, 21, 22, 33, 34, 35, 36 en 37 van de Europese netcode RfG op nationaal niveau zijn goedgekeurd en gepubliceerd met toepassing van artikel 7 van de Europese netcode RfG.

Beslist de CREG met toepassing van artikel 60(1) en artikel 63(6) en (8) van de Europese netcode RfG, dat bij een eventuele hernieuwing van dit afwijkingsverzoek, de kosten-batenanalyse voldoet aan de in artikel 39 van de Europese netcode RfG opgelegde methodologie alsook met wat in paragrafen 22, 26 en 27 van deze beslissing wordt uiteengezet.

De CREG vraagt Elia om deze toegestane afwijking minstens één jaar voor het verstrijken ervan, opnieuw te analyseren en hierover in dialoog te gaan met de markspelers.

///

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

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Wvd. Voorzitter van het Directiecomité

BIJLAGEN

- 1. Verzoek van Elia tot afwijking van de toepassing van het principe van substantiële modernisering op bestaande elektriciteitsproductie-eenheden (PGM) met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV, ingediend op 28 oktober 2021**
- 2. Reactie van FEBEG**
- 3. Reactie van FEBELIEC**
- 4. Consultatieverslag van Elia**
- 5. Advies van de Algemene Directie Energie van de federale overheidsdienst Economie, KMO, Middenstand en Energie**