

Advies

(A)2327

1 februari 2022

Advies over het voorstel van veilingparameters in het Netbeheerdersverslag voor de Y-4 veiling in 2022 met leveringsperiode 2026-2027

Met toepassing van artikel 7 van het koninklijk besluit van 28 april 2021 tot vaststelling van de paramaters (sic) waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, en van de andere parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, alsook de methode en voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en) in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme.

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE	2
INLEIDING	3
1. WETTELIJK KADER	4
1.1. Nationale wetgeving	4
1.1.1. De Elektriciteitswet	4
1.1.2. Het koninklijk besluit van 28 april 2021	6
1.1.3. Het ministerieel besluit van 14 september 2021	8
1.1.4. Het ministerieel besluit van 15 september 2021	8
2. ANTECEDENTEN	9
3. VOORAFGAANDE OPMERKINGEN	11
4. ADVIES	12
4.1. Voorstel van veilingparameters van ELia	12
4.1.1. Reductiefactoren	12
4.1.2. Intermediaire maximumprijs	13
4.1.3. Bepaling van de referentieprij en uitoefenprijs	15
4.2. Advies over het voorstel van veilingparameters	16
4.2.1. Reductiefactoren	16
4.2.2. Intermediaire maximumprijs	16
4.2.3. Bepaling van de referentieprij en de uitoefenprijs	18
5. CONCLUSIE	19

INLEIDING

1. In het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme dat werd ingesteld bij de wet van 22 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen en, zoals nadien gewijzigd door de wet van 15 maart 2021 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en tot wijziging van de wet van 22 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen, heeft de CREG onder meer de taak om een advies uit te brengen over het voorstel van veilingparameters van Elia. Dit voorstel van veilingparameters bevindt zich in deel III van het netbeheerdersverslag van Elia voor de Y-4 veiling in 2022 met leveringsperiode 2026-2027.
2. Dit advies bestaat uit vijf hoofdstukken. In het eerste hoofdstuk wordt het wettelijke kader behandeld. Het tweede hoofdstuk bevat de antecedenten. Het derde hoofdstuk bevat een aantal voorafgaande opmerkingen. Het vierde hoofdstuk bevat het eigenlijke advies over het voorstel van veilingparameters Elia. Het vijfde hoofdstuk bevat de conclusie van dit advies.
3. Dit advies werd goedgekeurd door het Directiecomité van de CREG via een schriftelijke procedure die aanvatte en eindigde op 1 februari 2022.

1. WETTELIJK KADER

1.1. NATIONALE WETGEVING

1.1.1. De Elektriciteitswet

4. Op 22 april 2019 werd de wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna “de Elektriciteitswet”), teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen, goedgekeurd. Deze wet creëert een algemeen kader met het oog op de invoering van een marktbreed capaciteitsvergoedingsmechanisme en bepaalt het proces en taakverdeling voor de uitwerking van de verschillende deelaspecten van het capaciteitsvergoedingsmechanisme door middel van diverse uitvoeringsbesluiten en marktregels. Deze wet werd gewijzigd door de wet van 15 maart 2021 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en tot wijziging van de wet van 22 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen.

5. Artikel 7undecies, §1, van de Elektriciteitswet legt het basisprincipe van periodieke veilingen vast en benadrukt onder meer het belang van de kostenbeheersing van het ingestelde capaciteitsvergoedingsmechanisme:

“Er wordt een capaciteitsvergoedingsmechanisme ingesteld.

Het capaciteitsvergoedingsmechanisme functioneert op basis van periodieke veilingen met het oog op de toekenning van de capaciteitsvergoeding.

Het capaciteitsvergoedingsmechanisme is zodanig ontworpen dat de kostprijs ervan zo laag mogelijk blijft.”

6. Artikel 7undecies, §2 van de Elektriciteitswet voorziet onder meer:

“De Koning bepaalt bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, met welke parameters het volume van de aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, op voorstel van de commissie, na raadpleging van de marktspelers, en na advies van de Algemene Directie Energie.

De Koning bepaalt bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, de andere dan de in het eerste lid bedoelde parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, d.w.z. de reductiefactoren, de referentieprijs, de intermediaire prijslimiet(en) die van toepassing is / zijn op bepaalde capaciteiten die beantwoorden aan specifieke criteria, en de uitoefenprijs, inclusief hun berekeningsmethode, op voorstel van de netbeheerder, dat wordt opgesteld na raadpleging van de marktdeelnemers, en na advies van de commissie.

[...]”

7. Artikel 7undecies, §3 van de Elektriciteitswet voorziet:

“Op basis van de door de Koning overeenkomstig paragraaf 2, eerste lid, bepaalde parameters en hun berekeningsmethoden, stelt de netbeheerder een verslag op met de berekeningen die nodig zijn voor het opstellen van het in paragraaf 4 bedoelde voorstel.

Op basis van de door de Koning in toepassing van paragraaf 2, tweede lid, bepaalde parameters en berekeningsmethoden, doet de netbeheerder een voorstel voor de

reductiefactoren, de referentieprijs, de intermediaire prijslimiet(en) en de uitoefenprijs voor de veilingen vier jaar en één jaar voor de periode van de capaciteitslevering, alsook voor het maximale volume aan capaciteit dat in het kader van de betreffende veiling kan gecontracteerd worden met alle houders van niet bewezen capaciteit.

Uiterlijk op 15 november van ieder jaar worden het verslag en het voorstel van de netbeheerder bedoeld in het eerste en tweede lid overgemaakt aan de minister, de commissie en de Algemene Directie Energie.

Uiterlijk op 1 februari van ieder erop volgend jaar, geeft de commissie een advies aan de minister over het voorstel van de netbeheerder bedoeld in het tweede lid."

8. Artikel 7undecies, §4 van de Elektriciteitswet voorziet:

"Uiterlijk op 1 februari van ieder erop volgend jaar, doet de commissie aan de minister, een voorstel over de specifieke waarden van de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald bedoeld in paragraaf 2, eerste lid, met het oog op de organisatie van de veilingen vier jaar en één jaar voor de periode van capaciteitslevering, en bezorgt daarvan een kopie aan de Algemene Directie Energie en de netbeheerder. De commissie doet dat voorstel na toepassing van de betreffende berekeningsmethode bedoeld in paragraaf 2, eerste lid, en op basis van de berekeningen van het in paragraaf 3, lid 1, bedoelde verslag van de netbeheerder. Dit voorstel bevat eveneens een voorstel voor het minimale volume dat moet worden gereserveerd voor de veiling die één jaar voor de periode van capaciteitslevering plaatsvindt. Dit minimaal te reserveren volume is minstens gelijk aan de capaciteit die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken."

9. Artikel 7undecies, §5 van de Elektriciteitswet voorziet:

"Uiterlijk op 1 maart van ieder jaar geven de Algemene Directie Energie en de netbeheerder een advies aan de minister over het voorstel van de commissie bedoeld in paragraaf 4."

10. Artikel 7undecies, §6, eerste lid van de Elektriciteitswet voorziet:

"Uiterlijk op 31 maart van ieder jaar, op basis van de voorstellen en de adviezen bedoeld in de paragrafen 3, 4 en 5, met het oog op het verzekeren van het vereiste niveau aan bevoorradingszekerheid zoals bepaald in paragraaf 7, na overleg in de Ministerraad, geeft de minister instructie aan de netbeheerder om de veilingen te organiseren voor de onderzochte perioden van capaciteitslevering, stelt de parameters vast die nodig zijn voor hun organisatie, bepaalt het maximale volume aan capaciteit dat in het kader van de betreffende veiling kan gecontracteerd worden met alle houders van niet bewezen capaciteit, en bepaalt het minimaal te reserveren volume voor de veiling die één jaar voor de periode van capaciteitslevering georganiseerd wordt. Dit minimaal te reserveren volume is minstens gelijk aan de capaciteit die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken."

11. Artikel 7undecies, §6, eerste lid van de Elektriciteitswet verwijst tevens naar artikel 7undecies, §7, van de Elektriciteitswet daar waar het gaat om de bepaling van het vereiste niveau aan bevoorradingszekerheid ("de betrouwbaarheidsnorm"). Artikel 7undecies, §7, van de Elektriciteitswet bepaalt het volgende:

"Het niveau van bevoorradingszekerheid te bereiken door het capaciteitsvergoedings-mechanisme, komt overeen met de betrouwbaarheidsnorm. De vraagcurves voor de veilingen worden zodanig gekalibreerd dat deze betrouwbaarheidsnorm bereikt wordt.

Op voorstel van de commissie, gebaseerd op de methode bedoeld in artikel 23(6) van de Verordening (EU) nr. 2019/943, bepaalt de Koning, na advies van de Algemene Directie Energie en van de netbeheerder, bij een besluit overlegd in Ministerraad, de betrouwbaarheidsnorm. Hetgeen bepaald wordt in artikel 7bis, § 2, geldt als betrouwbaarheidsnorm totdat de Koning de betrouwbaarheidsnorm heeft bepaald krachtens dit lid.

De Algemene Directie Energie, in samenwerking met het Federaal Planbureau en de commissie, wordt aangewezen als de bevoegde autoriteit om de enkele raming vast te stellen van de waarde van de verloren belasting, bedoeld in artikel 11 van de Verordening (EU) 2019/943 en, voor het eerst, binnen de zes maanden na de publicatie van het goedgekeurde voorstel, bedoeld in artikel 23, lid 6, ervan. Elke enkele raming, vastgesteld door de Algemene Directie Energie in uitvoering van deze Verordening, wordt goedgekeurd door de Koning bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad.

De Algemene Directie Energie wordt aangewezen om de kosten voor een nieuwe toegang te bepalen, bedoeld in artikel 23, lid 6, van de Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit. De kost van een nieuwe toegang wordt goedgekeurd door de Koning bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad.

Voor de opmaak van het verslag, de adviezen, de voorstellen en van de beslissing bedoeld in de paragrafen 2 tot en met 6 wordt rekening gehouden met de betrouwbaarheidsnorm die in werking is op 15 september van het jaar voorafgaand aan het jaar van de veiling.”

12. Artikel 7undecies, §8, eerste lid van de Elektriciteitswet creëert een kader voor de ontvankelijkheidscriteria wat betreft het recht op deelname aan de prekwalificatieprocedure en voorziet onder meer:

“De Koning bepaalt, bij besluit vastgesteld na overleg in de Ministerraad, de ontvankelijkheidscriteria wat betreft het recht tot deelname aan de prekwalificatieprocedure. Deze criteria omvatten onder meer:

1° de voorwaarden waaronder de capaciteitshouders die genieten of genoten hebben van steunmaatregelen, het recht hebben tot deelname aan de prekwalificatieprocedure;

2° de minimumdrempel in MW, na toepassing van de reductiefactoren, waaronder de capaciteitshouders niet kunnen deelnemen aan de prekwalificatieprocedure;

3° de voorwaarden en modaliteiten waaronder de houders van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit kunnen deelnemen aan de prekwalificatieprocedure. Deze voorwaarden en nadere regels worden vastgesteld uiterlijk voor het eerste leveringsjaar, na advies van de commissie en van de netbeheerder; zij houden rekening met de verwachte effectieve bijdrage van deze capaciteit tot de bevoorradingszekerheid van België en met het afsluiten van akkoorden onder de betrokken netbeheerders.

[...]”

1.1.2. Het koninklijk besluit van 28 april 2021

13. In uitvoering van artikel 7undecies, §§2, 3 en 6 van de Elektriciteitswet werd het koninklijk besluit aangenomen van 28 april 2021 tot vaststelling van de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, en van de andere parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, alsook de methode en voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en) in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme (hierna :”het KB Volumemethodologie”).

14. Artikel 6 van het KB Volumemethodologie heeft betrekking op het Netbeheerdersverslag en legt het volgende vast:

“§ 1. De netbeheerder verzekert zich ervan dat het referentiescenario zoals bepaald volgens artikel 3 § 7 beantwoordt aan het niveau van bevoorradingszekerheid dat worden geëist door artikel 7undecies, § 7, eerste en tweede lid, van de wet van 29 april 1999 door, indien nodig, aan de Belgische regelzone bijkomende capaciteit toe te voegen :

1° afkomstig van de volgens artikel 10 voorgeselecteerde types van capaciteit die voorgesteld worden door de netbeheerder ter openbare raadpleging bedoeld in artikel 5 en daarna door de netbeheerder in samenwerking met de Algemene Directie Energie en in overleg met de commissie gekozen worden;

2° op een iteratieve manier op basis van een economische optimalisatielus op basis van incrementele stappen ten belope van deze zoals toegepast in de meest recent beschikbare Europese of nationale beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening, bedoeld in de artikelen 23 en 24 van Verordening (EU) 2019/943, en van maximaal 100 MW.

§ 2. Op basis van het volgens artikel 3 § 7 geselecteerde referentiescenario, waar van toepassing aangepast volgens artikel 6, § 1, en met toepassing van de methodologie zoals bedoeld in artikel 23, lid 5 van Verordening (EU) 2019/943 voor zover van toepassing, maakt de netbeheerder het in artikel 7undecies, § 3 van de wet van 29 april 1999 bedoelde verslag en voorstel op tegen ten laatste 15 november van het jaar voorafgaand aan de veiling, overeenkomstig artikel 7 undecies, § 3, derde lid van de wet van 29 april 1999.

Het verslag bevat minstens de volgende informatie en berekeningen :

1° het noodzakelijke capaciteitsvolume en het aantal uren tijdens dewelke deze capaciteit gebruikt zal worden ten behoeve van de toereikendheid, aan de hand van de duurcurve van de vraag, bedoeld in artikel 11, § 5, waaruit bovendien de daarmee samenhangende capaciteit, die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken, afgeleid kan worden;

2° de informatie waarover de netbeheerder beschikt inzake de hoeveelheid niet in aanmerking komende capaciteit;

3° voor elke aangrenzende Europese lidstaat, de maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de onrechtstreekse buitenlandse capaciteiten, bedoeld in artikel 14;

4° de jaarlijkse inframarginale inkomsten voor de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën, bedoeld in artikel 10, § 6;

5° het gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties, bedoeld in artikel 11, § 2, 1° ;

6° het volume dat overeenkomt met de nood voor de regeling van het evenwicht, bedoeld in artikel 11, § 2, 2° ;

7° de gemiddelde waarde voor verwachte niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties, bedoeld in artikel 11, § 2, 3°.

Het voorstel betreft :

1° een voorstel voor de reductiefactoren overeenkomstig Hoofdstuk 5;

2° een voorstel voor de intermediaire maximumprijs overeenkomstig Hoofdstuk 6;

3° een voorstel voor de bepaling van de referentieprijs overeenkomstig Hoofdstuk 8;

4° een voorstel voor de uitoefenprijs overeenkomstig Hoofdstuk 8;

5° een voorstel voor het maximale volume aan capaciteit dat in het kader van de betreffende veiling kan gecontracteerd worden met alle houders van niet bewezen capaciteit.”

15. Artikel 7 van het KB Volumemethodologie heeft betrekking op het advies dat de CREG dient te maken over het voorstel van de netbeheerder en legt het volgende vast:

“De commissie geeft, overeenkomstig artikel 7undecies, § 3, vierde lid van de wet van 29 april 1999, ten laatste tegen 1 februari van het jaar van de veiling een advies aan de minister over het voorstel van de netbeheerder bedoeld in artikel 6, § 2, derde lid.”

16. Artikelen 8, 9, 10 en 11 van het KB Volumemethodologie hebben betrekking op de vraagcurve die het onderwerp uitmaakt van het voorstel (C)2326 van 1 februari 2022.

17. Artikelen 12 tot en met 14 van het KB Volumemethodologie (hoofdstuk 5) betreffen de Reductiefactoren.

18. Artikelen 15 tot en met 20 van het KB Volumemethodologie (hoofdstuk 6) behandelen de bepaling van de intermediaire maximumprijs.

19. Artikelen 23 tot 27 van het KB Volumemethodologie (hoofdstuk 8) behandelen de referentieprijs en de uitoefenprijs.

1.1.3. Het ministerieel besluit van 14 september 2021

20. Het ministerieel besluit van 14 september 2021, zoals gewijzigd door het ministerieel besluit van 23 september 2021,¹ stelt het referentiescenario voor de veiling in 2022 vast.

1.1.4. Het ministerieel besluit van 15 september 2021

21. Het ministerieel besluit van 15 september 2021² stelt de intermediaire waarden voor de veiling in 2022 vast.

¹ Ministerieel besluit van 14 september 2021 tot vaststelling van het referentiescenario voor de veiling in 2022 overeenkomstig artikel 3, § 7, van het koninklijk besluit van 28 april 2021 tot vaststelling van de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, en van de andere parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, alsook de methode en voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en) in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme.

² Ministerieel besluit van 15 september 2021 tot vaststelling van de intermediaire waarden voor de veiling in 2022 overeenkomstig artikel 4, § 3, van het koninklijk besluit van 28 april 2021 tot vaststelling van de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, en van de andere parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, alsook de methode en voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en) in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme.

2. ANTECEDENTEN

22. In deze sectie worden hoofdzakelijk de antecedenten vermeld die betrekking hebben op de Y-4 veiling die in 2022 zal worden georganiseerd met leveringsperiode 2026-2027.
23. Op 20 mei 2021 lanceerde Elia haar publieke consultatie over scenario's, sensitiviteiten en gegevens voor de berekening van de parameters van de Y-4 veiling voor de leveringsperiode 2026-2027. Deze consultatie liep tot en met zondag 20 juni 2021.
24. Op 29 juni 2021 presenteerde Elia de resultaten van de consultatie en haar eventuele reactie op de antwoorden.
25. In juli 2021 werd het consultatieverslag van Elia gepubliceerd op haar website.³
26. Op 20 juli 2020 ontving de CREG van Elia de aanbeveling voor het referentiescenario voor de veiling in Y-4 met leveringsperiode 2026-2027.
27. Op 26 augustus 2021 werd het voorstel (C)2274 van de CREG van referentiescenario voor de Y-4 veiling met leveringsperiode 2026-2027 aan de Minister bevoegd voor Energie overgemaakt.
28. Op 10 september 2021 werd het voorstel (C)2267 van de CREG voor de brutokost van een nieuwkomer en de correctiefactor X voor de Y-4 veiling met leveringsperiode 2026-2027 aan de Minister bevoegd voor Energie overgemaakt.
29. Op 15 november 2021 ontving de CREG het Netbeheerdersverslag voor de tweede veiling van Elia met de titel « Préparation de l'enchère CRM Y-4 pour la période de livraison 2026-27 : Rapport du gestionnaire du réseau contenant des informations pour la détermination du volume à contracter et des propositions de paramètres spécifiques » (hierna : "Netbeheerdersverslag").
30. Op 14 december 2021 presenteerde Elia op de WG Adequacy de resultaten uit het Netbeheerdersverslag.
31. Op 20 december 2021 lichtte Elia de CREG per e-mail in over een berekeningsfout in het hoofdstuk aangaande de intermediaire prijslimiet van het Netbeheerdersverslag.
32. Op 20 december 2021 maakte de CREG per e-mail een eerste vragenlijst over met betrekking tot het Netbeheerdersverslag.
33. Op 21 december 2021 ontving de CREG een erratum van Elia met betrekking tot deze berekeningsfout.
34. Op 23 december 2021 publiceerde Elia op haar website een aangepaste versie van het Netbeheerdersverslag⁴ dat rekening houdt met het eerder vermelde erratum.
35. Op 13 januari 2022 heeft de CREG aan de AD Energie gevraagd welke informatie aan Elia werd overgemaakt in het kader van artikel 11, §3, van het KB Volumemethodologie.
36. Op 14 januari 2022 ontving de CREG van de AD Energie een antwoord op haar vraag van 13 januari 2022.

³ Zie https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2021/20210705_public-consultation-report-26-27_en.pdf

⁴ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/ug/adequacy-working-group/2021/20211223_dy2026---y-4-auction---calibration-report_v3_without_annex_psp_with_erratum.pdf

37. Op 14 januari 2022 ontving de CREG van Elia een antwoord van Elia op de vragen die op 20 december 2021 aan Elia werden gesteld. De CREG had, evenals bij het maken van het voorstel van vraagcurve voor de veiling in 2021, gedetailleerde resultaten van de verschillende simulaties wensen te ontvangen. Er werd geen kwantitatieve informatie verkregen over de schaarstemomenten, de niet geleverde energie tijdens de LoLE uren, de inframarginale rentes etc.⁵
38. Op 19 januari 2022 heeft de CREG per mail aan Elia een tweede vragenlijst overgemaakt met vragen tot bijkomende verduidelijkingen over het Netbeheerdersverslag.
39. Op 20 januari 2022 vond een vergadering plaats tussen de CREG en Elia over het antwoord dat de CREG op 14 januari 2022 ontving en dat voor de CREG onvoldoende was.
40. Op 25 januari 2022 ontving de CREG van Elia een antwoord op de vragen van 19 januari 2022 alsook een erratum met betrekking tot het antwoord op de eerste set vragen.
41. Op 25 januari 2022 ontving de CREG van Elia een e-mail met de melding dat er nog één capaciteitscontract van de geselecteerde biedingen in de veiling in 2021 niet ondertekend was.
42. Op 26 januari 2022 ontving de CREG een verduidelijking van Elia met betrekking tot de in rekening gebrachte niet in aanmerking komende capaciteit.
43. Op 1 februari 2022 bracht de CREG haar voorstel (C)2326 uit van de parameters waarmee de aan te kopen hoeveelheid capaciteit wordt bepaald voor de Y-4 veiling in 2022 met leveringsperiode 2026-2027.

⁵ Gezien de antwoorden van Elia correcties bevatten op het netbeheerdersverslag welke niet gepubliceerd werden, worden de antwoorden van Elia integraal in bijlage 1 toegevoegd.

3. VOORAFGAANDE OPMERKINGEN

44. In het kader van haar voorstel (C)2326, heeft de CREG een aantal opmerkingen en bedenkingen over het Netbeheerdersverslag gemaakt. Gezien zowel voor het voorstel van veilingparameters van Elia, dat zich in deel III van het Netbeheerdersverslag bevindt, als voor de informatie die aan de CREG wordt verstrekt in deel II van het Netbeheerdersverslag teneinde een voorstel van vraagcurve uit te werken, dezelfde simulaties aan de basis liggen, blijven de opmerkingen en bedenkingen van de CREG in het voorstel (C)2326 ook hier gelden.

De CREG wenst vooral het gebrek aan transparantie over de gedetailleerde tussenresultaten van de simulaties te benadrukken waardoor de CREG de correctheid van de analyses en simulaties van Elia niet grondig kan beoordelen. De CREG meent dan ook dat het Netbeheerdersverslag ontoereikend is met het oog op het maken van een voorstel of uitbrengen van een advies door de regulator.

45. Binnen het kader van het huidige advies, zal de CREG zich baseren op het Netbeheerdersverslag.

46. De CREG heeft bij Elia herhaaldelijk, maar tevergeefs, aangedrongen om gedetailleerde kwantitatieve resultaten van de individuele simulaties te verkrijgen.

4. ADVIES

4.1. VOORSTEL VAN VEILINGPARAMETERS VAN ELIA

47. Het voorstel van veilingparameters van Elia bevindt zich in Deel III van het Netbeheerdersverslag. Dit voorstel bestaat, overeenkomstig artikel 6, §2, 3^{de} lid, van het KB Volumemethodologie uit volgende elementen :

- een voorstel voor de reductiefactoren overeenkomstig Hoofdstuk 5;
- een voorstel voor de intermediaire maximumprijs overeenkomstig Hoofdstuk 6;
- een voorstel voor de bepaling van de referentieprijs overeenkomstig Hoofdstuk 8;
- een voorstel voor de uitoefenprijs overeenkomstig Hoofdstuk 8.

48. In de volgende secties worden de diverse voorstellen behandeld.

4.1.1. Reductiefactoren

49. Deze reductiefactoren dienen te worden bepaald volgens hoofdstuk 5 van het KB Volumemethodologie.

50. De informatie in het Netbeheerdersverslag inzake de reductiefactoren is minimaal : artikel 13 van het KB Volumemethodologie wordt hernomen, gevolgd door een overzichtstabel van de methodologie voor de berekening van de reductiefactoren en een tabel met de eindresultaten. De tabel 11 met de eindresultaten voor de reductiefactoren wordt hieronder hernomen.

Reductiefactoren (in %)		NBV 2026-2027
Categorie I : SLA		
SLA-1h		26
SLA-2h		45
SLA-3h		60
SLA-4h		68
SLA-5h		73
SLA-6h		77
SLA-7h		80
SLA-8h		83
SLA-9h		85
SLA-10h		87
SLA-11h		88
SLA-12h		89
SLA onbeperkt		100
Categorie II : Thermische technologieën met dagelijks programma		
Stoom- en gasturbines		92
Gasturbines		91
Turbojets		96
Autonome gasmotoren		95
Autonome dieselmotoren		93
Centrales met warmtekrachtkoppeling, biomassa-centrales en afvalverbrandingsinstallaties		93
Kerncentrales		96
Steenkoolcentrales		90
Categorie III : Technologieën met beperkte energie met dagelijks programma		
Opslag 1u		31
Opslag 2u		56
Opslag 3u		65
Opslag 4u		79
Pomp-opslaginstallaties		73
Categorie IV : Van weersomstandigheden afhankelijke technologieën		
Windturbines op zee		13
Windturbines op het land		9
Zonne-energie installaties		1
Waterkrachtcentrales op waterlopen		41
aangesloten zijn op het distributienet of op een gesloten distributienet		
Geaggregeerde thermische technologieën		65

4.1.2. Intermediaire maximumprijs

51. Deze intermediaire maximumprijs werd door Elia bepaald volgens de methodologie beschreven in een ontwerp van koninklijk besluit dat het huidige hoofdstuk 6 van het KB Volumemethodologie wijzigt.

52. In sectie 3.2.1. van het Netbeheerdersverslag stelt Elia, overeenkomstig artikel 18, §1, van het ontwerp tot wijziging van het KB Volumemethodologie, een beperkte lijst op van bestaande technologieën, die identiek is als deze voor het netbeheerdersverslag voor de veiling in 2021 met leveringsperiode 2025-2026.

Deze lijst bestaat uit volgende technologieën :

- Gecombineerde cyclus stoom- en gasturbines (CCGT);
- Open cyclus gasturbines (OCGT);
- Turbojets;
- Pomp/turbine installaties (PSP);
- Market Response met een activatieduur van 4 uur.

53. In sectie 3.2.2. worden de kostenelementen voor elke technologie opgenomen in de beperkte lijst ingeschat. Elia baseert zich hiervoor op de studie uitgevoerd door Fichtner en de analyse van Afry.

Elia geeft in tabel 12 een inschatting van de vaste operationele en onderhoudskosten (FOM) voor de technologieën opgenomen in de beperkte lijst.

Technologies	Coûts FOM [€/kW/an] (y compris les coûts de maintenance non annuels tels que les révisions majeures)		
	Low	Mid	High
CCGT	29	30	41
OCGT	19	19	40
Turbojet	23	29	29
PSP	20	29	40
Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h	5	10	15

Tableau 12 : Estimations de coûts FOM pour les technologies existantes inclus dans la liste réduite

In tabel 13 geeft Elia een inschatting van de variabele kosten voor de drie eerstgenoemde technologieën in de beperkte lijst.

Technologies	Coûts de carburants [€/MWh] ⁶³			Coûts VOM [€/MWh] ⁶⁴		
	Pour revenus Low	Pour revenus Mid	Pour revenus High	Pour revenus Low	Pour revenus Mid	Pour revenus High
CCGT	41,8	38,7	36	4	2	1,6
OCGT	59,7	52,2	47,5	6,3	3,3	1,6
Turbojet	243,4	182,6	146,1	3,3	3,3	3,3

Tableau 13 : Prix maximum intermédiaire - Estimation de coûts variables pour les technologies existantes inclus dans la liste réduite

Verder schat Elia de kost voor een beschikbaarheidstest van 15' in op basis van de activatieprijzen voor SDR (strategische reserve) voor de winter 2015-2016 : 0,185€/kW/jaar.

Rekening houdend met het ontwerp van wijziging van KB volumemethodologie, gelinkt aan het gebruik van de gemiddelde inkomsten in plaats van de mediaan der inkomsten, werden de vaste kosten verhoogd met een risicopremie die gepubliceerd werd in het kader van de derogatiemogelijkheden voor de toepassing van de intermediaire maximumprijs. Elia publiceert in tabel 14 de totale kosten rekening houdend met de toepassing van de totale risicopremie.

Technologies	Coûts FOM [€/kW/an] (y compris les coûts de maintenance non annuels tels que les révisions majeures)			Coûts d'activation pour les tests de disponibilité [€/kW/an]	Prime de risque totale à appliquer (en %) conformément à la méthodologie découlant de l'étude du Professeur Boudt (WACC + prime de risque additionnelle)		Coûts totaux (€/kW/an) : Coûts FOM multipliés par (1 + prime de risque totale)					
							Sans investissements associés à une durée de vie économique > 3ans			Avec investissements associés à une durée de vie économique > 3ans		
	Low	Mid	High				Low	Mid	High	Low	Mid	High
CCGT	29	30	41	0	6,5%	9%	30,9	32	43,7	31,6	32,7	44,7
OCGT	19	19	40	0	7%	10,5%	20,3	20,3	42,8	21	21	44,2
Turbojet	23	29	29	0	7%	10,5%	24,6	31	31	25,4	32	32
PSP	20	29	40	0	8,5%	13%	21,7	31,5	43,4	22,6	32,8	45,2
Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h	5	10	15	0,18	8,5%	13%	5,6	11	16,5	5,9	11,5	17,2

Tableau 14 : récapitulatif des coûts applicables pour la détermination du « missing-money » dans le cadre de la Limite de Prix Maximum Intermédiaire

54. In sectie 3.2.3. maakt Elia een inschatting van de inkomsten overeenkomstig artikel 19 van het ontwerp tot wijziging van KB Volumemethodologie.

De inframarginale rentes op de energiemarkt werden overeenkomstig artikel 19, §2, 3°, berekend voor het gemiddelde van de inkomsten en rekening houdend met de beperking van de inkomsten ten gevolge van de uitoefenprijs van 300 €/MWh.

De inschatting van Elia van de inkomsten uit de markt van de ondersteunende diensten wordt uitgebreider toegelicht.

Een overzicht van de geschatte inkomsten wordt gegeven in tabel 15 van het Netbeheerdersverslag.

Technologies	Rentes inframarginales annuelles moyennes gagnées sur le marché de l'énergie [€/kW/an]			Revenus nets du marché des services d'équilibrage [€/kW/an]			Total des revenus [€/kW/an]		
	Low	Mid	High	Low	Mid	High	Low	Mid	High
CCGT	10,2	12,7	23,3	/	/	/	10,2	12,7	23,3
OCGT	4	4,4	5,2	16,7	19	21,4	20,7	23,4	26,6
Turbojet	0,9	2	2,8	28,6	33,3	38,1	29,5	35,3	40,9
PSP	6	6	6	/	/	/	6	6	6
Réponse du marché avec une durée d'activation de 4h	0	0	0	16,9	20,3	23,6	16,9	20,3	23,6

Tableau 15 : Prix maximum intermédiaire - Table récapitulative des revenus

55. In sectie 3.2.4. bepaalt Elia zes verschillende niveaus van *missing money* door 2 varianten van kosten (*low* en *mid*) te combineren met 3 varianten van inkomsten (*low*, *mid* en *high*). De variant met de hoogste ingeschatte kosten werd niet gebruikt bij de bepaling van de *missing money*.

Elia berekent de *missing money* van de technologie "pomp/turbine installaties" niet omwille van de redenen uiteengezet op pagina 87 van het Netbeheerdersverslag.

De ingeschatte *missing money* (in €/kWderated/jaar) wordt in tabellen 16 en 17 weergegeven afhankelijk van de toegepaste risicopremie.

Technologies	Facteur de réduction [%]	Prime de risque totale (WACC + prime de risque additionnelle)	Coûts FOM [€/kW/an]			Coûts d'activation pour les tests de disponibilité [€/kW/an]	Total des revenus [€/kW/an]			« Missing-money » avec prime de risque totale pour des investissements associés liés à une durée de vie économique de plus de 3 ans (divisé par le facteur de réduction) [€/kW-réduit/an]					
		Avec investissements associés à une durée de vie économique > 3 ans	Low	Mid	High		Low	Mid	High	Niveau 1 Low Cost – High Rev	Niveau 2 Low Cost – Mid Rev	Niveau 3 Low Cost – Low Rev	Niveau 4 Mid Cost – High Rev	Niveau 5 Mid Cost – Mid Rev	Niveau 6 Mid Cost – Low Rev
CCGT	92%	9%	29	30	41	0	10,2	12,7	23,3	9	20,6	23,3	10,2	21,7	24,5
OCGT	91%	10,5%	19	19	40	0	20,7	23,4	26,8	0	0	0,4	0	0	0,4
Turbojet	96%	10,5%	23	29	29	0	29,5	35,3	40,9	0	0	0	0	0	2,7
Market response (activation d'énergie de 4h)	68%	13%	5	10	15	0,18	16,9	20,3	23,6	0	0	0	0	0	0

Tableau 16 : Prix maximum intermédiaire - Estimation de « missing-money » pour les technologies existantes incluses dans la liste réduite avec application de la prime de risque pour des investissements associés à une durée de vie économique de plus de 3 ans

Technologies	Facteur de réduction [%]	Prime de risque totale (WACC + prime de risque additionnelle)	Coûts FOM [€/kW/an]			Coûts d'activation pour les tests de disponibilité [€/kW/an]	Total des revenus [€/kW/an]			« Missing-money » avec prime de risque totale pour des investissements associés à une durée de vie économique de moins de 3 ans (divisé par le facteur de réduction) [€/kW-réduit/an]					
		Avec investissements associés à une durée de vie économique < 3 ans	Low	Mid	High		Low	Mid	High	Niveau 1 Low Cost – High Rev	Niveau 2 Low Cost – Mid Rev	Niveau 3 Low Cost – Low Rev	Niveau 4 Mid Cost – High Rev	Niveau 5 Mid Cost – Mid Rev	Niveau 6 Mid Cost – Low Rev
CCGT	92%	6,5%	29	30	41	0	10,2	12,7	23,3	8,3	19,8	22,5	9,4	20,9	23,7
OCGT	91%	7%	19	19	40	0	20,7	23,4	26,8	0	0	0	0	0	0
Turbojet	96%	7%	23	29	29	0	29,5	35,3	40,9	0	0	0	0	0	1,7
Market response (activation d'énergie de 4h)	68%	8,5%	5	10	15	0,18	16,9	20,3	23,6	0	0	0	0	0	0

Tableau 17 : Prix maximum intermédiaire - Estimation de « missing-money » pour les technologies existantes incluses dans la liste réduite avec application de la prime de risque pour des investissements associés à une durée de vie économique de moins de 3 ans

56. In sectie 3.2.5. (Conclusie) stelt Elia dat de technologie type STEG de hoogste *missing money* heeft. Daarna besluit Elia dat de *missing money* binnen een vork 9,6-21,2-23,9 €/kW/jaar ligt.

Elia stelt als intermediaire maximumprijs een waarde van 21,2 €/kW/jaar voor.

4.1.3. Bepaling van de referentieprij en uitoefenprijs

57. In sectie 3.3.1. stelt Elia voor om, net als in het vorige netbeheerders verslag, als referentieprij het segment van de dagmarkt van een NEMO, actief in België voor de Belgische regelzone te nemen.

58. In sectie 3.3.2. baseert Elia zich op het rapport van E-CUBE om een glijdend venster voor de kalibratie van (75-85)% van het elastische volume op de dagmarkten van de actieve NEMO's in België te bepalen op een gewogen gemiddelde van de gemiddelde curven van de vorige winterperioden (2017-18, 2018-19 en 2019-20), wat resulteert in een vork van 94-300€/MWh.

Vervolgens beperkt Elia de uitoefenprijs, rekening houdend met de 5 overwegingen in artikel 25,§2, 2^{de} lid, tot een vork van 255-300€/MWh.

59. In sectie 3.3.3. stelt Elia als conclusie een uitoefenprijs van 300€/MWh voor.

4.2. ADVIES OVER HET VOORSTEL VAN VEILINGPARAMETERS

60. Elia baseert zich voor de bepaling van de veilingparameters op het ontwerp van koninklijk besluit tot wijziging van het KB Volumemethodologie. De CREG wenst erop te wijzen dat Elia het bestaande KB Volumemethodologie dus niet volgt en strikt genomen moet de CREG als advies dan ook aanbevelen om Elia de oefening opnieuw te laten uitvoeren rekening houdend met het bestaande KB Volumemethodologie. Voor het vervolg van dit advies gaat de CREG uit van de hypothese dat het ontwerp van wijziging van het KB volumemethodologie zal leiden tot een koninklijk besluit dat inhoudelijk overeenstemt met het ontwerp waarop Elia zich baseert. De CREG kan vanzelfsprekend niet anticiperen op mogelijke wijzigingen van het koninklijk besluit.

4.2.1. Reductiefactoren

61. Het gebrek aan informatie in het Netbeheerdersverslag van Elia en het feit dat Elia weigert om gedetailleerde informatie aan de CREG over te maken, maakt het de CREG onmogelijk om een gemotiveerd advies uit te brengen over de reductiefactoren.

62. De door Elia voorgestelde reductiefactoren liggen we beduidend hoger dan deze die Elia in het vorige netbeheerdersverslag voorstelde. Zoals de CREG ook had aangegeven in haar advies (A)2161 van 2 februari 2021, kunnen de gebruikte klimaatjaren een grote impact hebben op de reductiefactoren van energiegelimiteerde technologieën. Het gebruik van een nieuwe klimaatdatabase verklaart dan ook wellicht deze stijging. De CREG blijft echter bij haar standpunt dat deze nieuwe een klimaatdatabase een "black box" blijft en blijft adviseren om minstens een vergelijkende simulatie te vragen aan Elia met het gebruik van de historische klimaatjaren.

4.2.2. Intermediaire maximumprijs

63. De inkomsten die in rekening worden gebracht voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs worden beperkt door de uitoefenprijs van 300€/MWh. Indien zou beslist worden deze uitoefenprijs te wijzigen, wat in de huidige marktomstandigheden overwogen kan worden, dan moet de inkomsten eveneens opnieuw berekend worden rekening houdend met het nieuwe niveau van de uitoefenprijs.

64. Wat betreft de inschatting van de kosten en inkomsten, meent de CREG dat de huidige benadering die Elia toepast meestal zal leiden tot een incoherentie.

De inschatting van de vaste jaarlijkse kosten voor exploitatie en onderhoud (of *Operations and Maintenance*, hierna "O&M"), zijn immers de inschattingen van de consultants gebaseerd op een hypothese van een aantal draaiuren en een aantal activeringen per jaar. Voor STEG eenheden (CCGT) zijn de vaste kosten voor O&M gebaseerd op ramingen in de analyse van AFRY [AFR (4000h,no elec)], waarbij werd uitgegaan van 4000 draaiuren per jaar. Voor OCGT eenheden zijn de vaste kosten voor O&M eveneens gebaseerd op ramingen in de analyse van AFRY [AFRY (excl.grid charge)], waarbij werd uitgegaan van 800 draaiuren en 150 activeringen per jaar.

De CREG meent dat de inschatting van de vaste jaarlijkse kosten voor O&M van CCGT en OCGT zich zou moeten baseren op de door Elia gesimuleerde operationele parameters (aantal draaiuren en aantal start-ups per jaar) bij de inschatting van de inkomsten. Een dergelijke inschatting (wat wellicht een iteratie vergt van het aantal simulaties) leidt tot een betere coherentie tussen enerzijds de gesimuleerde inkomsten en anderzijds de in rekening gebrachte vaste jaarlijkse O&M-kosten.

Bij de inschatting van de jaarlijks vaste kosten voor O&M, maakt de AFRY-analyse gebruik van een kost per VTE van 83 000 EUR/jaar. De CREG meent dat deze kost zou moeten verhoogd worden om rekening te houden met de werkelijke kost van een VTE in de energiesector in België.

De CREG meent daarenboven dat de vaste jaarlijkse kosten voor O&M eveneens volgende kosten zou moeten bevatten : de lokale belastingen, de elektriciteitskosten en de kosten verbonden aan de afname van de ondersteunende diensten tijdens periodes van stilstand van de eenheid indien deze niet in de variabele kosten werden opgenomen.

65. De netto inkomsten uit de markt voor balanceringsdiensten vormen een aanvulling op de inframarginale inkomsten uit de energiemarkt.

Artikel 19, §3, 2°, van het KB Volumemethodologie bepaalt dat de raming van de opbrengsten uit de levering van de balanceringsdiensten overeenkomt met de gemiddelde historische kosten van de reserveringen door de netbeheerder van de voor de regeling van het evenwicht bestemde diensten, op basis van de afgelopen 36 maanden. Elia heeft daarentegen de opbrengsten die een zekere drempel overschrijden afgetopt, met het oog om de gemiddelde opbrengsten te berekenen. Voor mFRR, werden alle opbrengsten boven 10€/MW/h uitgesloten (zie voetnoot op pagina 82 van het Netbeheerdersverslag). Het koninklijk besluit biedt geen enkele juridische basis om de hogere opbrengsten af te toppen. Volgens de CREG laat de betreffende bepaling van het koninklijk besluit, dat voldoende duidelijk geformuleerd is, geen enkele marge voor een (andere) interpretatie toe. De CREG stelt vast dat Elia bewust een andere invulling heeft gegeven aan de tekst van het koninklijk besluit, wat resulteert in een onderschatting van de opbrengsten uit de levering van balanceringsdiensten en in een bepaling van een hogere intermediaire maximumprijs. Hierdoor zal de kost van het CRM mogelijk stijgen.

De CREG stelt verder vast dat de opbrengsten van de nood aan aFRR niet in rekening werden gebracht. Zoals Elia stelt, zullen de technologieën die in het algemeen aFRR diensten leveren, arbitreren tussen het leveren van aFRR en de verkoop van energie. Elia gaat ervan uit dat de reserveringsprijzen voor aFRR niet verondersteld worden een bijkomende opbrengst te vertegenwoordigen bovenop de inframarginale opbrengsten uit de energiemarkt. De CREG betwist deze conclusie. De technologieën die de aFRR diensten leveren, zullen een reserveringskost aanbieden die rekening houdt met hun kosten, met hun verlies aan inkomsten op de energiemarkt maar ook rekening houdend met een bijkomende marge. De conclusie van Elia heeft tot gevolg de opbrengsten uit de balanceringsmarkt te onderschatten en dus te resulteren in een bepaling van een hogere intermediaire maximumprijs.

Om de netto-opbrengsten uit de markt voor de levering van balanceringsdiensten in te schatten, gaat Elia uit van een percentage van de jaarlijkse maximale opbrengsten per technologie. De CREG stelt vast dat Elia de percentages voor OCGT en turbojets heeft verhoogd, maar merkt op dat de niveaus nog

steeds laag blijven voor OCGT. De CREG beveelt Elia aan om het onderzoek verder te zetten die leiden tot de verhoging van die percentages.

Het in rekening brengen van te lage percentages kan immers gevolgen hebben bij de behandeling van de aanvragen tot uitzondering op de intermediaire maximumprijs en bijgevolg de kost van het CRM verhogen.

66. De bepaling van de “missing money” van elk van de technologieën in de beperkte lijst is gebaseerd op de inschattingen van de kosten en opbrengsten die in secties 3.2.2. en 3.2.3. werden ingeschat. De raming van de “missing money” wordt bepaald volgens Elia door volgende formule

Missing money =(kost FOM+Coûts d'activation pour les tests de disponibilité)* (1+hurdle rate)-Total des revenus).

De CREG meent, dat op basis van het ontwerp van koninklijk besluit tot wijziging van het KB Volumemethodologie, de term “hurdle premium” vervangen zou moeten worden door de gewogen gemiddelde kost van het kapitaal, dat gedefinieerd zou worden als de som van het minimum rendement en de specifieke risicopremie. Het is voor de CREG niet duidelijk wat Elia precies heeft toegepast.

De CREG meent verder dat het minimumrendement zoals bepaald door de Minister dubbel werd toegepast bij de berekening van de missing money :

- Een eerste keer toegepast op de recurrente investeringskost;
- Een tweede keer bij de berekening van de “missing money”, waarbij gebruik gemaakt wordt van de gewogen gemiddelde kost van het kapitaal (die eveneens het minimumrendement bevat).

De waarden van de « missing money” die door Elia werden ingeschat, vormen de basis voor het voorstel van Elia van het niveau van de intermediaire maximumprijs. De intermediaire maximumprijs komt overeen met de maximumprijs waartegen capaciteiten in de categorie met een éénjarig CRM-contract kunnen bieden bij de Y-4 veiling in 2022 met leveringsperiode 2026-2027. De CREG meent bijgevolg dat de waarden van de “missing money” moeten uitgedrukt worden in Euros 2026-2027. De CREG meent dat Elia hiervoor het geheel van de geschatte opbrengsten en kosten moet uitdrukken in Euros 2026-2027, op basis van de inflatiecijfers en de stijging van de lonen die door het Federaal Planbureau worden voorspeld.

4.2.3. Bepaling van de referentieprijs en de uitoefenprijs

67. De inkomsten die in rekening worden gebracht voor de bepaling van de -intermediaire maximumprijs worden beperkt door de uitoefenprijs van 300€/MWh. Indien zou beslist worden deze uitoefenprijs te wijzigen, wat in de huidige marktomstandigheden overwogen kan worden, dan moet de inkomsten eveneens opnieuw berekend worden rekening houdend met het nieuwe niveau van de uitoefenprijs.

Wat betreft de bepaling van de uitoefenprijs meent de CREG dat de techno-economische analyse die door de AD Energie in het voorjaar van 2022 voor het eerst uitgevoerd wordt, met toepassing van artikel 23, §10, van het KB Volumemethodologie, waarbij in het bijzonder het effect van de terugbetalingsverplichting zal worden onderzocht, mogelijks argumenten aanlevert om van de door Elia voorgestelde waarde van 300 €/MWh af te wijken.

5. CONCLUSIE

68. Op basis van de voorstellen van veilingparameters van Elia in het Netbeheerdersverslag, heeft de CREG het voorliggende advies gemaakt.

69. De CREG benadrukt dat het Netbeheerdersverslag extreem weinig kwantitatieve elementen bevat om een gemotiveerd advies uit te brengen.

70. Inzake de reductiefactoren, liggen de voorgestelde reductiefactoren in lijn van de intuïtieve verwachtingen, maar bij gebrek aan gedetailleerde kwantitatieve gegevens, kan de CREG geen gemotiveerd advies uitbrengen over de door Elia voorgestelde reductiefactoren.

71. Inzake de Intermediaire maximumprijs, heeft de CREG een aantal belangrijke opmerkingen geformuleerd en adviseert de CREG om Elia de berekening van de intermediaire maximumprijs opnieuw te laten uitvoeren rekening houdend met de opmerkingen geformuleerd door de CREG.

72. Inzake de keuze van de referentieprijs adviseert de CREG het voorstel van Elia te volgen om als referentieprijs het segment van de dagmarkt van een NEMO, actief in België voor de Belgische regelzone te nemen.

73. Inzake de uitoefenprijs, meent de CREG dat de techno-economische analyse die door de AD Energie in het voorjaar van 2022 wordt uitgevoerd een nuttige aanvulling zou kunnen zijn op de door Elia voorgestelde waarde van 300 €/MWh.

///

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

Andreas TIREZ
Directeur

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Wvd. Voorzitter van het Directiecomité

