

Advies

(A)2736

1 februari 2024

Advies over het voorstel van veilingparameters in het Netbeheerdersverslag voor de Y-1 veiling in 2024 met leveringsperiode 2025-2026

Met toepassing van artikel 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.

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 15 september 2023 tot vaststelling van het referentiescenario.....	8
1.1.4. Het ministerieel besluit van 15 september 2023 tot vaststelling van de intermediaire waarden	8
2. Antecedenten.....	9
3. Advies	10
3.1. Voorstel van veilingparameters van ELia	10
3.1.1. Reductiefactoren	10
3.1.2. Intermediaire maximumprijs.....	12
3.1.3. Bepaling van de referentieprijs en uitoefenprijs.....	14
3.2. Advies over het voorstel van veilingparameters.....	15
3.2.1. Reductiefactoren	15
3.2.2. Intermediaire maximumprijs.....	16
3.2.3. Bepaling van de referentieprijs en de uitoefenprijs.....	17
4. 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-1 veiling in 2024 met leveringsperiode 2025-2026.
2. Dit advies bestaat uit vier hoofdstukken. In het eerste hoofdstuk wordt het wettelijke kader behandeld. Het tweede hoofdstuk bevat de antecedenten. Het derde hoofdstuk bevat het eigenlijke advies over het voorstel van veilingparameters Elia. Het vierde hoofdstuk bevat de conclusie van dit advies.
3. Dit advies werd goedgekeurd door het Directiecomité van de CREG op 1 februari 2024.

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 marktpelers, 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 referentieprijzen, de intermediaire prijslimiet(en) die van toepassing is / zijn op bepaalde capaciteiten die beantwoorden aan specifieke criteria, en de uitoefenprijzen, 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 referentieprij, 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 capaciteitsvergoedingsmechanisme, 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 referentieprij 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, met betrekking tot de leveringsperiode 2028-2029, het onderwerp uitmaakt van het voorstel (C)2733 van 1 februari 2024.

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 referentieprijzen en de uitoefenprijs.

1.1.3. Het ministerieel besluit van 15 september 2023 tot vaststelling van het referentiescenario

Het ministerieel besluit van 15 september 2023¹ stelt het referentiescenario voor de veilingen in 2024 vast (hierna : “het MB Referentiescenario”).

1.1.4. Het ministerieel besluit van 15 september 2023 tot vaststelling van de intermediaire waarden

Het ministerieel besluit van 15 september 2023² stelt de intermediaire waarden voor de veilingen in 2024 vast (hierna : “het MB Intermediaire Waarden”).

¹ Ministerieel besluit tot vaststelling van het referentiescenario voor de T-4 veiling en T-1 veiling in 2024 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 tot vaststelling van de intermediaire waarden voor de T-4 veiling en T-1 veiling in 2024 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

20. In deze sectie worden hoofdzakelijk de antecedenten vermeld die betrekking hebben op de Y-4 veiling die in 2024 zal worden georganiseerd met leveringsperiode 2028-2029.

21. Op 14 april 2023 presenteerde Elia tijdens een WG Adequacy de scenario's, de gevoeligheden en de gegevens voor de berekening van de parameters van de T-1 veiling met leveringsperiode 2025-2026 en van de T-4 veiling met de leveringsperiode 2028-2029.

Een openbare raadpleging hierover werd door Elia georganiseerd van 18 april 2023 tot 19 mei 2023.

22. Op 16 juni 2023 stelde Elia tijdens de WG Adequacy de reacties op haar openbare raadpleging voor.

23. Op 20 juni 2023 publiceerde Elia het consultatierapport van de openbare raadpleging en de niet-vertrouwelijke antwoorden op haar website.

24. Op 31 augustus 2023 werden de voorstellen (C)2630 en (C)2631 van de CREG van referentiescenario voor respectievelijk de T-1 veiling met leveringsperiode 2025-2026 en de T-4 veiling met leveringsperiode 2028-2029 aan de Minister bevoegd voor Energie overgemaakt.

25. Op 7 september 2023 werden de voorstellen (C)2579 en (C)2580 van de CREG voor de brutokost van een nieuwkomer, de correctiefactor X en de gewogen gemiddelde kost van kapitaal voor respectievelijk de T-4 veiling met leveringsperiode 2028-2029 en de T-1 veiling met leveringsperiode 2025-2026 aan de Minister bevoegd voor Energie overgemaakt.

26. Op 15 september 2023 werd het ministerieel besluit tot vaststelling van het referentiescenario voor de veilingen in 2024 genomen, alsook het ministerieel besluit tot vaststelling van de intermediaire waarden voor de veilingen in.

27. Op 15 november 2023 ontving de CREG het Netbeheerdersverslag van Elia met de titel « Preparation of the CRM Y-4 auction with Delivery Period 2028-2029 : Report of the transmission system operator containing the information to determine the volume to be contracted and proposals for other parameters » (hierna : "Netbeheerdersverslag").

28. In januari 2024 werden op verschillende momenten een aantal vragen gesteld aan Elia die binnen een korte termijn beantwoord werden.

29. Op 24 januari 2024 werd het kabinet van de Minister bevoegd voor Energie ingelicht over de resultaten van de bepaling van de vraagcurves voor de veilingen die in 2024 georganiseerd kunnen worden op instructie van de Minister.

30. Op 26 januari 2024 vond een overleg plaats tussen het kabinet van de Minister bevoegd voor Energie , Elia en de CREG.

31. Op 27 en 30 januari 2024 ontving de CREG van Elia de laatste aanvullende gegevens om het voorstel van vraagcurve te kunnen finaliseren.

32. Op 1 februari 2024 bracht de CREG haar voorstellen (C)2733 en (C)2734 uit van de parameters waarmee de aan te kopen hoeveelheid capaciteit wordt bepaald voor respectievelijk de Y-4 veiling in 2024 met leveringsperiode 2028-2029 en de Y-1 veiling in 2024 met leveringsperiode 2025-2026.

3. ADVIES

3.1. VOORSTEL VAN VEILINGPARAMETERS VAN ELIA

33. 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 van het KB Volumemethodologie;
- een voorstel voor de intermediaire maximumprijs overeenkomstig Hoofdstuk 6 van het KB Volumemethodologie;
- een voorstel voor de bepaling van de referentieprijs overeenkomstig Hoofdstuk 8 van het KB Volumemethodologie;
- een voorstel voor de uitoefenprijs overeenkomstig Hoofdstuk 8 van het KB Volumemethodologie.

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

3.1.1. Reductiefactoren

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

36. De informatie in het Netbeheerdersverslag inzake de reductiefactoren is minimaal : een overzichtstabel van de methodologie voor de berekening van de reductiefactoren per categorie en een tabel met de eindresultaten. De bijkomende analyse ("*Additional analysis regarding the obtained results*") die door Elia werd gemaakt, verklaart echter wel de evolutie van de reductiefactoren tussen de verschillende veilingen.

37. De tabel 8 met de eindresultaten voor de reductiefactoren wordt hieronder hernomen.

Category I: Categories of service level agreements (SLA)	
Sub-category	Derating factor [%]
SLA-1h	22
SLA-2h	38
SLA-3h	50
SLA-4h	59
SLA-5h	65
SLA-6h	71
SLA-7h	75
SLA-8h	79
SLA-9h	82
SLA-10h	86
SLA-11h	89
SLA-12h	91
SLA unlimited	100
Category II: Thermal technologies with daily schedule	
Sub-category	Derating factor [%]
CCGT	94
OCGT	92
Turbojets	90
IC gas engines	92
IC diesel engines	90
CHP / Biomass / Waste incineration	94
Nuclear	80
Coal	90
Category III: Energy-constrained technologies with daily schedule	
Sub-category	Derating factor [%]
Storage 1h	28
Storage 2h	46
Storage 3h	57
Storage 4h	63
Storage 5h	66
Storage 6h	69
PSP	60
Category IV: Weather-dependent technologies	
Sub-category	Derating Factor [%]
Offshore wind turbines	12
Onshore wind turbines	9
Solar	2
Hydro run-of-river	48
Category V: Thermal technologies without daily schedule	
Sub-category	Derating factor [%]
Aggregated thermal technologies	67

Table 8: Proposal for the derating factors

3.1.2. Intermediaire maximumprijs

38. Deze intermediaire maximumprijs werd door Elia bepaald volgens de methodologie beschreven in hoofdstuk 6 van het KB Volumemethodologie.

39. In sectie 3.2.1. van het Netbeheerdersverslag stelt Elia, overeenkomstig artikel 18, §1, van het KB Volumemethodologie, een beperkte lijst op van bestaande technologieën, die identiek is als deze in de netbeheerdersverslagen voor de Y-4-veilingen in 2021, 2022, 2023 en 2024.

Deze lijst bestaat uit volgende technologieën :

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

40. 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 Afry.

Elia geeft in tabel 9 een inschatting van de vaste operationele en onderhoudskosten (FOM) voor de technologieën opgenomen in de beperkte lijst.

Technologies	FOM costs [€/kW/an] (Including non-yearly maintenance costs such as major overhauls)		
	Low	Mid	High
CCGT	37	38	53
OCGT	25	25	50
Turbojet	29	36	36
PSP	20	32	40
DSM with an activation duration of 4h	7	12	17

Table 9: Estimations of the FOM costs for the existing technologies included in the reduced list

In tabel 10 geeft Elia een inschatting van de variabele kosten voor de drie eerstgenoemde technologieën in de beperkte lijst.

Technologies	efficiency [%]			VOM cost [€/MWh]
	For revenues Low	For revenues Mid	For revenues High	
CCGT	50	54	58	2.4
OCGT	35	40	44	13.2
Turbojet	21	28	35	4

Table 10: IPC - Estimation of the variable costs for the existing technologies of the reduced list

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 11 de totale kosten rekening houdend met de toepassing van de totale risicopremie.

Technologies	FOM costs [€/kW/year] (Including non-yearly maintenance costs such as major overhauls)			Activation costs for availability tests [€/kW/year]	WACC [%] to be applied following the methodology of the study of Professor Boudt (minimal risk premium + additional risk premium)		Total costs [€/kW/year] FOM costs multiplied with (1 + total risk premium)					
	Low	Mid	High		Without investments associated to an economic lifetime > 3 years	With investments associated to an economic lifetime > 3 years	Without investments associated to an economic lifetime > 3 years			With investments associated to an economic lifetime > 3 years		
							Low	Mid	High	Low	Mid	High
CCGT	37	38	53	0	6.5%	9%	39	40	56	40	41	58
OCGT	25	25	50	0	7%	10.5%	27	27	54	28	28	55
Turbojet	29	36	36	0	7%	10.5%	31	39	39	32	40	40
PSP	20	32	40	0	8.5%	13%	22	35	43	23	36	45
DSM with an activation duration of 4h	7	12	17	0,2	8.5%	13%	8	13	19	8	14	19

Table 11: Summary of the costs applicable for the determination of the missing money in the context of the IPC

41. 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 410 €/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 12 van het Netbeheerdersverslag.

Technologies	Average inframarginal rents captured on the energy markets [€/kW/year]			Net revenues from ancillary services [€/kW/year]			Total revenues [€/kW/a]		
	Low	Mid	High	Low	Mid	High	Low	Mid	High
CCGT	40	63	96	1	3	4	41	66	100
OCGT	5	9	14	27	29	30	32	37	43
Turbojet	1	2	4	40	40	40	41	42	44
PSP	22	22	22	/	/	/	22	22	22
DSM with an activation duration of 4h	0	0	0	12	12	12	12	12	12

Table 12: Intermediate Price Cap - revenues

42. In sectie 3.2.4. bepaalt Elia zes verschillende niveaus van *missing money* door 2 varianten van kosten (*mid* en *high*) te combineren met 3 varianten van inkomsten (*low*, *mid* en *high*). De variant met de laagste 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 59-60 van het Netbeheerdersverslag.

De ingeschatte *missing money* (in €/kWderated/jaar) wordt in de tabellen 13 en 14 weergegeven afhankelijk van de toegepaste risicopremie.

Technologies	Derating factor [%]	WACC (minimal risk premium + additional risk premium)	FOM costs [€/kW/year]			Activation costs for availability tests [€/kW/year]	Total revenues [€/kW/year]			Missing Money with total risk premium for investments linked to an economic lifetime of more than 3 years (divided by the derating factor) [€/derated kW/year]					
			Investments linked to an economic lifetime > 3 years	Low	Mid		High	Low	Mid	High	Lvl. 1 Mid Cost – High Rev	Lvl. 2 Mid Cost – Mid Rev	Lvl. 3 Mid Cost – Low Rev	Lvl. 4 High Cost – High Rev	Lvl. 5 High Cost – Mid Rev
CCGT	94%	9%	39	40	56	0	41	66	100	0	0	0	0	0	18
OCGT	92%	10,5%	27	27	54	0	32	38	44	0	0	0	13	19	25
Turbojet	90%	10,5%	31	39	39	0	41	42	44	0	0	0	0	0	0
DSR (activation duration of 4h)	59%	13%	22	35	43	0.2	12	12	12	3	3	3	13	13	13

Table 13: Intermediate Price Cap – Estimation of the missing money for the existing technologies part of the reduced list with application of the risk premium for investments linked to an economic lifetime exceeding 3 years

Technologies	Derating factor [%]	WACC (minimal risk premium + additional risk premium)	FOM costs [€/kW/year]			Activation costs for availability tests [€/kW/year]	Total revenues [€/kW/year]			Missing Money with total risk premium for investments linked to an economic lifetime of less than 3 years (divided by the derating factor) [€/derated kW/year]					
			Investments linked to an economic lifetime < 3 years	Low	Mid		High	Low	Mid	High	Lvl. 1 Mid Cost – High Rev	Lvl. 2 Mid Cost – Mid Rev	Lvl. 3 Mid Cost – Low Rev	Lvl. 4 High Cost – High Rev	Lvl. 5 High Cost – Mid Rev
CCGT	94%	8,5%	39	40	56	0	41	66	100	0	0	0	0	0	16
OCGT	92%	7%	27	27	54	0	32	38	44	0	0	0	11	17	23
Turbojet	90%	7%	31	39	39	0	42	43	45	0	0	0	0	0	0
DSR (activation duration of 4h)	59%	8,5%	22	35	43	0.2	12	12	12	2	2	2	11	11	11

Table 14: Intermediate Price Cap – Estimation of the missing money for the existing technologies part of the reduced list with application of the risk premium for investments linked to an economic lifetime not exceeding 3 years

43. In sectie 3.2.5. (Conclusie) stelt Elia dat de technologie type OCGT de hoogste missing money heeft. Daarna besluit Elia dat de *missing money* 25 €/kW/jaar bedraagt, zijnde de hoogste *missing money* weergegeven in tabellen 14 en 15.

Elia stelt voor om als intermediaire maximumprijs voor de Y-1 veiling in 2024 een waarde van 25 €/kW/jaar voor.

3.1.3. Bepaling van de referentieprij en uitoefenprijs

44. In sectie 3.3.1. van het Netbeheerdersverslag stelt Elia voor om, net als in het vorige netbeheerdersverslag, als referentieprij het segment van de dagmarkt van een NEMO, actief in België voor de Belgische regelzone of actief in het buitenland voor de regelzone waar de buitenlandse capaciteit is aangesloten, te nemen.

45. 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 winterperiodes (2020-2021, 2021-2022 en 2022-2023), wat resulteert in een vork van 292-431€/MWh.

Vervolgens beperkt Elia de uitoefenprijs, rekening houdend met de vijf overwegingen in artikel 25,§2, 2^{de} lid van het KB Volumemethodologie, tot een waarde van 410€/MWh.

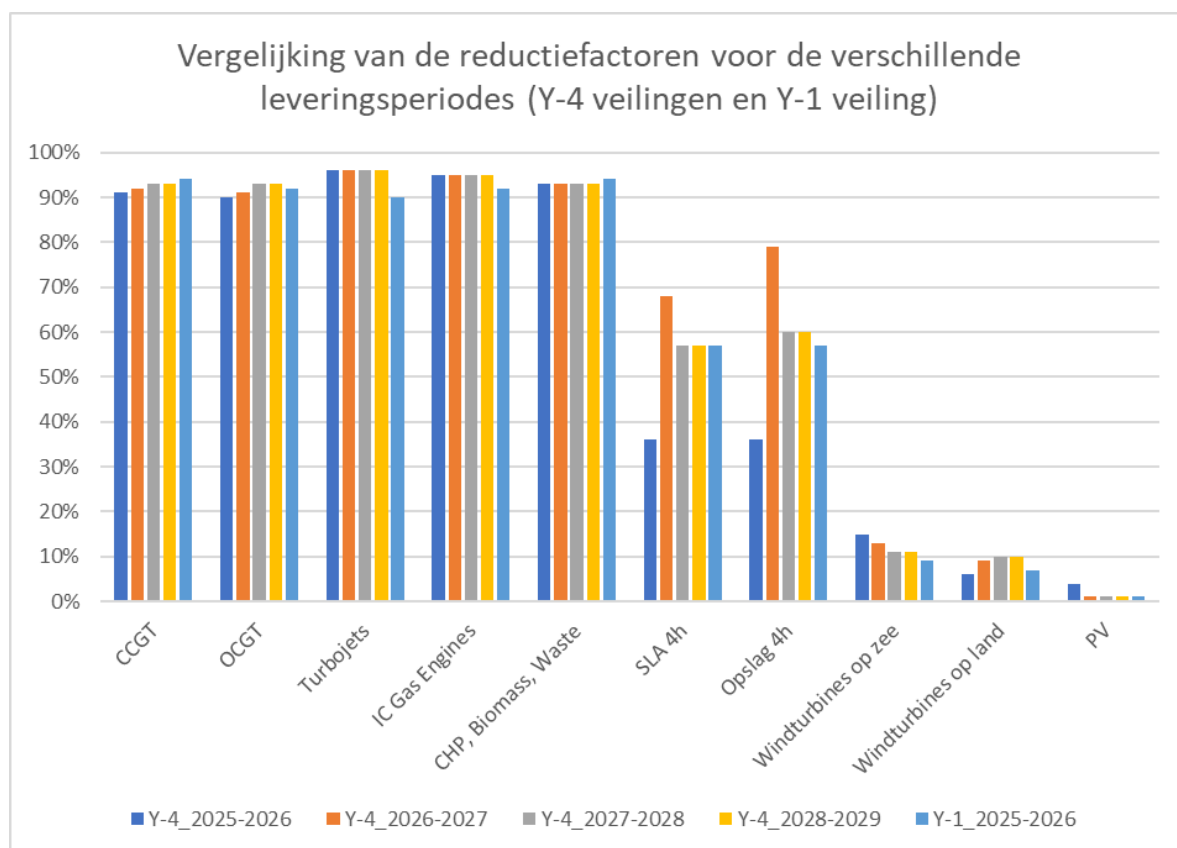
46. In sectie 3.3.3. stelt Elia bijgevolg als conclusie een uitoefenprijs van 410€/MWh voor.

3.2. ADVIES OVER HET VOORSTEL VAN VEILINGPARAMETERS

47. De CREG heeft de cijfers in het netbeheerdersverslag niet kunnen valideren. Bij het opstellen van dit advies heeft de CREG zich gebaseerd op de beschikbare informatie in het netbeheerdersverslag, de aanvullende analyse van Elia en de verkregen antwoorden op de door de CREG gestelde vragen.

3.2.1. Reductiefactoren

48. De CREG stelt vast dat de variatie van de reductiefactoren ten opzichte van het vorige netbeheerdersverslag veel minder uitgesproken is dan bij de vorige netbeheerdersverslagen. Dit kan ook in onderstaande figuur worden vastgesteld.



De reductiefactoren voor de Y-1 veiling in 2024 sluiten nauw aan bij de reductiefactoren van de Y-4-veiling in 2023 en van de voorgestelde reductiefactoren van de Y-4-veiling in 2024.

49. De CREG verwelkomt ook de bijkomende analyse van Elia inzake de reductiefactoren en vraagt Elia om dergelijke analyses ook in de toekomst verder te integreren in de netbeheerdersverslagen.

Met betrekking tot de reductiefactor voor de kerncentrales (80%) merkt de CREG op dat deze lage reductiefactor hoofdzakelijk het gevolg is van de "long-lasting"- forced outages . Deze langdurige stilstanden zijn sterk verschillend al naargelang de betrokken nucleaire centrale. De reductiefactor van 80% volgt uit een berekening met alle nucleaire centrales. De langdurige stilstanden zijn vaak te wijten aan problemen die specifiek zijn voor de betrokken capaciteiten. De CREG adviseert daarom om de reductiefactor voor binnenlandse nucleaire capaciteit te berekenen op basis van de historische

gegevens van enkel die nucleaire centrales die het voorwerp uitmaken van een verlenging in de beoogde leveringsperiode.

50. Zoals de CREG ook had aangegeven in haar eerdere adviezen (A)2161 van 2 februari 2021, (A)2327 van 1 februari 2022 en (A)2509 van 1 februari 2023, kunnen de gebruikte klimaatjaren een grote impact hebben op de reductiefactoren van energiegelimiteerde technologieën. De CREG blijft bij haar standpunt dat de invloed van de gebruikte klimaatdatabase onduidelijk is en blijft adviseren om minstens een vergelijkende simulatie te vragen aan Elia met het gebruik van de historische klimaatjaren.

3.2.2. Intermediaire maximumprijs

51. De inkomsten die in rekening worden gebracht voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs worden beperkt door de uitoefenprijs van 410€/MWh. Indien zou beslist worden deze uitoefenprijs te wijzigen (zie titel 3.2.3 in dit advies), dan moeten de inkomsten eveneens opnieuw berekend worden rekening houdend met het nieuwe niveau van de uitoefenprijs.

52. 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 [AFRY (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.

De CREG begrijpt dat in het kader van de bepaling van de IPC en volgens het KB Volumemethodologie, een waarde voor elke technologie moet bepaald worden, die alle categorieën die ze bevat vertegenwoordigt. De CREG beveelt evenwel aan dat deze waarde voor elke technologie de kost weerspiegelt die overeenkomt met de berekende inkomsten voor deze verschillende technologieën.

In haar studie beschouwt Afry een indexering van de loonkost gebaseerd op de arbeidskostenindex voor de sector van de levering van elektriciteit, gas, stoom en gekoelde lucht. In de studie van 2020 heeft Afry haar evaluatie gebaseerd op een studie van Pöyry van 2018 voor een OCGT en een CCGT in Ierland. Deze studie hield rekening met een kost per VTE van 78 000 euros/jaar voor een OCGT en van 83 000 euros/jaar voor een CCGT. De CREG meent dat deze niveaus de effectieve kosten waargenomen in België onderschatten.

In het algemeen meent de CREG dat de bepaling van de vaste kosten beschouwd in de Afry-studie en de bepaling van de variabele kosten door Elia coherent moet verlopen. De huidig gebruikte methodologie laat niet toe om deze coherentie te garanderen. Immers, de variabele O&M-kost gebruikt door Elia is gebaseerd op een onderzoek van beschikbare studies waarbij de details van de opgenomen kostencomponenten niet gepreciseerd wordt. De Afry-studie neemt als hypothese dat bepaalde kosten in rekening gebracht werden in de variabele kosten door Elia, zonder dit te kunnen verifiëren.

53. 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 4.2.2. en 4.2.3. 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 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-1 veiling in 2024 met leveringsperiode 2025-2026. De CREG meent bijgevolg dat de waarden van de “missing money” uitgedrukt moeten worden in Euros 2025-2026. Het ingeschatte bedrag in Euros 2022 zou moeten worden geëxtrapoleerd naar Euros 2025-2026 op basis van de verwachte evolutie van het indexcijfer van de consumptieprijzen tussen 2022 en de leveringsperiode 2025-2026.

3.2.3. Bepaling van de referentieprijzen en de uitoefenprijs

54. Met betrekking tot de voorgestelde referentieprijzen heeft de CREG geen opmerkingen en adviseert de CREG het voorstel van Elia te volgen om als referentieprijzen het segment van de dagmarkt van een NEMO, actief in België voor de Belgische regelzone of actief in het buitenland voor de regelzone waar de buitenlandse capaciteit is aangesloten, te nemen.

55. De door Elia voorgestelde uitoefenprijs is bepaald op basis van de gemiddelde kalibratiecurves van de vorige winterperiodes (2020-2021, 2021-2022 en 2022-2023). De CREG merkt op dat het E-Cube rapport enkel refereert naar de leveringsperiode 2028-2029 en niet naar de leveringsperiode 2025-2026. Gezien de methodologie zich baseert op historische data, neemt de CREG aan dat het E-Cube-rapport beide leveringsperiodes dekt.

De CREG begrijpt dat de prijsstijgingen sinds 2021 hebben geleid tot een verhoging van de vork (tot 292-431 €/MWh) in vergelijking met de twee voorbije netbeheerdersverslagen en dat de periode voordien werd overschaduwd door de Covid-pandemie.

56. Elia evalueert de vork van de uitoefenprijs op vlak van vijf criteria volgens artikel 27, §2, van het KB Volumemethodologie. Elia stelt een waarde van 410 €/MWh voor als uitoefenprijs. Elia benadrukt in deze argumentatie de recente marktevoluties en de verwachting dat de marktprijzen een hoger niveau blijven aanhouden.

De CREG merkt op dat de hoge marktprijzen in de laatste twee periodes beïnvloed werden door uitzonderlijke externe invloeden. De vraag stelt zich in welke mate de resulterende uitoefenprijs representatief is voor de marktprijzen in contractperiode 2025-2026. De CREG merkt op dat de referentieperiodes toch als heel atypisch dienen beschouwd te worden, waarbij de laatste twee periodes gekenmerkt waren door hoge prijzen. Dat de 2 laatste periodes uitzonderlijk waren blijkt zowel uit het rapport van E-Cube als uit de frequentie van het aantal terugbetalingen in bijlage 4 van het Netbeheerders verslag.

Gezien de impact van de uitoefenprijs op de bepaling van de intermediaire maximumprijs en de terugbetalingsverplichting, adviseert de CREG om deze overwegingen in rekening te brengen bij de bepaling van de uitoefenprijs. De CREG meent dat de recente uitzonderlijke omstandigheden niet vanzelfsprekend als referentie beschouwd kunnen worden voor de bepaling van de uitoefenprijs die van toepassing zal zijn tijdens de leveringsperiode 2025-2026. De CREG adviseert daarom af te wijken van de door Elia voorgestelde waarde zoals hierna verder toegelicht.

57. Uit tabel 1 in sectie 4.1 van het E-Cube rapport blijkt bovendien dat de prijzen heel sterk beginnen te stijgen vanaf het percentiel 82,5% (zie onderstaande tabel overgenomen uit E-Cube rapport, met highlighting door CREG).

	70%	72,5%	75%	77,5%	80%	82,5%	85%	87,5%	90%
Delivery period 2028-2029 ¹⁾	259	274	292	308	337	370	431	500	700
Delivery period 2027-2028 ²⁾ *	249	253	270	298	313	350	417	500	750
Delivery period 2026-2027 ³⁾	73	81	94	125	200	249	300	399	700
Delivery period 2025-2026 ⁴⁾	70	80	95	125	200	249	300	450	750
Winter 2022-2023	261	276	293	310	335	363	410	480	630
Winter 2021-2022 ⁵⁾ *	300	313	335	355	391	343	494	591	799
Winter 2020-2021	80	89	116	198	230	250	299	385	699
Winter 2019-2020 ⁶⁾	55	64	90	148	200	249	300	399	648
Winter 2018-2019	72	78	85	97	125	215	280	379	750
Winter 2017-2018	80	96	115	158	200	300	450	750	799
Winter 2016-2017	54	61	72	90	180	250	300	300	600

1) Computed from winters 2020-2021, 2021-2022 and 2022-2023 2) Computed from winters 2019-2020, 2020-2021 and 2021-2022 3) Computed from winters 2018-2019, 2019-2020 and 2020-2021
4) Computed from winters 2017-2018, 2018-2019 and 2019-2020 5) First integration of Nord Pool Spot's Block Order 6) First integration of Nord Pool Spot's aggregated curves
* As communicated last year

Table 1 - Prices associated to different percentages of elastic volumes of the Y-4 auction calibration curves and for the seven winter periods [€/MWh, 2016-2023]

Met betrekking tot het eerste criterium, gaat de CREG akkoord met Elia dat een waarde van 319€/MWh als een ondergrens dient te worden beschouwd.

Met betrekking tot het tweede criterium meent de CREG dat de vorm van kalibratiecurves, gezien de uitzonderlijke omstandigheden van de laatste periodes, niet kan geïnterpreteerd worden zonder rekening te houden met deze uitzonderlijke omstandigheden. De gewogen curve is immers sterk beïnvloed door de curves van de twee laatste periodes.

Wat het vierde criterium betreft, stelt Elia dat het niveau van de *strike price* zodanig dient bepaald te worden dat de vaste component (245 €/MWh) stabiel moet blijven in vergelijking met de Y-4-veiling in 2021. Het vierde criterium spreekt niet over de vaste component maar over het niveau van de uitoefenprijs (welke voor de Y-4-veiling in 2021 op 300 €/MWh lag).

Gezien de laatste 2 periodes uitzonderlijk waren met zeer hoge prijzen, meent de CREG dat de argumentatie van Elia in het kader van het vijfde criterium, namelijk dat de voorgestelde uitoefenprijs van 410 €/MWh regelmatig overschreden werd in de voorbije drie jaar en dus een redelijke kans op payback garandeert, niet kan worden gevolgd. Elia stelt in het netbeheerdersverslag dat in 2023 deze niveaus nog niet bereikt werden.

De CREG adviseert, rekening houdend met bovenstaande overwegingen om de uitoefenprijs voor de Y-1 veiling in 2024 van 370 €/MWh te bepalen. Deze waarde bevindt zich aan de bovenkant van de voorgestelde vork [292-431 €/MWh], maar biedt een grotere kans op het effectief bereiken van deze uitoefenprijs gedurende de beschouwde leveringsperiode.

4. CONCLUSIE

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

59. De CREG heeft de cijfers in het kalibratierapport niet kunnen valideren.

60. De CREG adviseert om de door Elia voorgestelde reductiefactoren te gebruiken, maar de reductiefactor voor binnenlandse nucleaire capaciteit te berekenen op basis van de historische gegevens van enkel de nucleaire centrales die het voorwerp uitmaken van een verlenging in de beoogde leveringsperiode.

61. 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.

62. 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 of actief in het buitenland voor de regelzone waar de buitenlandse capaciteit is aangesloten, te nemen.

63. Inzake de uitoefenprijs, heeft de CREG een aantal bedenkingen geuit over de door Elia voorgestelde waarde van 410 €/MWh. De CREG adviseert om een waarde van 370 €/MWh te bepalen voor de uitoefenprijs.



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

Laurent JACQUET
Directeur

Sigrid JOURDAIN
Directeur

Koen LOCQUET
Voorzitter van het Directiecomité