

Voorstel

(C)2579

7 september 2023

Voorstel van de brutokost van een nieuwkomer, de correctiefactor X en de gewogen gemiddelde kost van kapitaal voor de T-4 veiling met leveringsperiode 2028-2029

Gedaan met toepassing van art. 4, §1, 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 de voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en) in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme

Niet-vertrouwelijke versie

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
1.2. De elektriciteitsverordening.....	8
2. Antecedenten	9
2.1. Algemeen.....	9
2.2. Raadpleging	9
2.2.1. Overzicht van de reacties	9
2.2.2. Analyse van de ontvangen reacties.....	9
3. Voorstel van de brutokost van een nieuwkomer en correctiefactor X.....	16
3.1. Beperkte lijst van in aanmerking komende technologieën.....	16
3.2. Voorstel van de gewogen gemiddelde kost van kapitaal.....	17
3.3. Voorstel van de brutokost van een nieuwkomer voor verschillende technologieën	18
3.4. Voorstel voor de correctiefactor X.....	19
4. Conclusie	21
Bijlage 1	22
Bijlage 2	23

INLEIDING

1. In het kader van capaciteitsvergoedingsmechanisme en in het bijzonder de voorbereiding van de vierde T-4 veiling die in 2024 zal plaatsvinden met capaciteitslevering startend op 1 november 2028, heeft de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (hierna : “CREG”) voorliggend voorstel opgemaakt van de brutokost van een nieuwkomer, de correctiefactor en de gewogen gemiddelde kost van kapitaal.
2. Dit voorstel werd gemaakt met toepassing van artikel 4, §1, 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 de voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en) in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme (hierna: “het koninklijk besluit van 28 april 2021”).
3. Dit voorstel bestaat uit vier hoofdstukken. In het eerste hoofdstuk wordt het wettelijke kader behandeld. Het tweede hoofdstuk bevat de antecedenten en het raadplegingsverslag. Het derde hoofdstuk bevat het eigenlijke voorstel voor de brutokost van een nieuwkomer en de correctiefactor X en de gewogen gemiddelde kost van kapitaal. Het vierde hoofdstuk bevat de conclusie van dit voorstel.
4. Dit voorstel werd goedgekeurd door het directiecomité van de CREG op 7 september 2023.

1. WETTELIJK KADER

1.1. NATIONALE WETGEVING

1.1.1. De Elektriciteitswet

5. Op 22 april 2019 werd de wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen, goedgekeurd. Deze wet creëert een algemeen kader met het oog op de invoering van een marktbreed capaciteitsmechanisme en bepaalt het proces en de taakverdeling voor de uitwerking van de verschillende deelaspecten van het capaciteitsvergoedingsmechanisme door middel van diverse koninklijke besluiten 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.

6. 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.”

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

“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 referentieprij, 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.

De Koning bepaalt bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, de methode en voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en), na raadpleging van de marktdeelnemers. Een individuele uitzondering wordt toegekend door de commissie.”

8. 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 uitoefenprij 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.”

9. 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.”

10. 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.”

11. 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.”

12. 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”). Met betrekking tot de betrouwbaarheidsnorm bepaalt artikel 7undecies, §7, van de Elektriciteitswet 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.”

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.

14. Artikel 2 van het koninklijk besluit van 28 april 2021 legt het volgende vast:

§ 1. De netbeheerder maakt zijn verslag en zijn voorstel bedoeld in artikel 7undecies, § 3, van de wet van 29 april 1999 en zoals beschreven in artikel 7, § 2 op basis van een referentiescenario, bedoeld in artikel 3, § 7 en de intermediaire waarden, bedoeld in artikel 4, op.

§ 2. De commissie doet haar voorstel bedoeld in artikel 7undecies, § 4, van de wet van 29 april 1999, op basis van datzelfde referentiescenario en dezelfde intermediaire waarden.

15. Met betrekking tot de intermediaire waarden bepaalt artikel 4 van het Koninklijk besluit van 28 april 2021, zoals gewijzigd door het koninklijk besluit van 27 januari 2022¹:

“§ 1. De commissie stelt in samenwerking met de netbeheerder een voorstel op van de volgende intermediaire waarden :

1° de brutokost van een nieuwkomer van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën, bedoeld in artikel 10, § 4;

2° de correctiefactor X, die toelaat de maximumprijs te bepalen, zoals bedoeld in artikel 10, § 8 en 9, en die toelaat het maximale volume tegen de maximumprijs te berekenen, door het niveau van bevoorradingszekerheid aan te passen, zoals bedoeld in artikel 11, § 2, 1°;

3° de gewogen gemiddelde kost van kapitaal, hierna "WACC", die overeenkomt met de som van het minimumrendement en een risicopremie, waarmee rekening moet worden gehouden bij de berekening van de brutokost van een nieuwkomer, overeenkomstig 1°, en de nettokost van een nieuwkomer, overeenkomstig artikel 10, § 6. Deze risicopremie kan worden gedifferentieerd naargelang de referentietechnologie en in functie van de economische levensduur van de investering.

Voor de veiling van 2022 worden de volgende waarden gebruikt:

a) minimumrendement: 5,53% voor alle technologieën;

b) risicopremie: zoals bepaald in bijlage 2 bij dit besluit voor de technologieën die opgenomen zijn in de lijst van referentietechnologieën bedoeld in artikel 10, § 4.

§ 2. Het voorstel wordt onderworpen aan een openbare raadpleging gedurende minimaal één maand en wordt aangepast in functie van de resultaten ervan.

§ 3. De intermediaire waarden worden uiterlijk op 15 september van elk jaar vastgelegd door de Minister op basis van het voorstel van de commissie en diens consultatieverslag. De Minister kan hierbij afwijken van het voorstel van de commissie mits passende motivatie.”

16. Artikel 10, §4 van het koninklijk besluit van 28 april 2021 bepaalt het volgende:

“De methode voor het bepalen van de brutokost van verschillende technologieën, bedoeld in artikel 4, is gebaseerd op de in overeenstemming met artikel 27 van Verordening (EU) 2019/943 goedgekeurde methodologie van artikel 23, lid 6 van Verordening (EU) 2019/943 en volgt de twee hieronder beschreven stappen:

Eerst wordt op basis van de volgende criteria een beperkte lijst van in aanmerking komende technologieën opgesteld :

1° de referentie voor elke technologie moet een nieuwkomer zijn, die nog niet toegetreden is tot de elektriciteitsmarkt en waarvoor nog geen bestaande infrastructuur beschikbaar is;

2° de lijst is gebaseerd op de in de Belgische regelzone bestaande technologieën en op de technologieën die redelijkerwijs voor het betrokken jaar beschikbaar zouden kunnen zijn;

3° voor technologieën met een aantal draaiuren van dezelfde grootteorde, worden de technologieën met significant hogere kostenparameters uitgesloten van de beperkte lijst;

¹ Koninklijk besluit van 27 januari 2022 tot wijziging 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.

4° de technologieën moeten voldoen aan de CO₂-emissiegrenswaarden, bedoeld in artikel 22, lid 4, van Verordening (EU) 2019/943 en andere wettelijke grenswaarden.

Ten tweede wordt een gedetailleerde analyse van de kosten over de hele levensduur van de referentie voor elke technologie uitgevoerd op basis van de beperkte lijst van in aanmerking komende technologieën en rekening houdend met de reductiefactor verbonden aan elke technologie, zoals bedoeld in artikel 13, om de waarde van de brutokost van een nieuwkomer te bepalen, evenals het bijbehorende referentiemodel voor elke technologie.”

17. Artikel 10, §5 van het koninklijk besluit van 28 april 2021 bepaalt het volgende:

“De brutokost van een nieuwkomer wordt ten minste om de vijf jaar of op verzoek van de minister, opnieuw beoordeeld op basis van de meest recente beschikbare informatie.”

18. Artikel 10, §8 en §9 van het koninklijk besluit van 28 april 2021 bepalen het volgende:

“§ 8. De maximumprijs wordt bepaald als het product van de nettokost van een nieuwkomer, vermenigvuldigd met de correctiefactor X zoals vastgelegd overeenkomstig artikel 4, § 3.

§ 9. De waarde van de correctiefactor X houdt rekening met de onzekerheden die verband houden met de raming van de nettokost van een nieuwkomer, zowel wat betreft kostenverschillen tussen de in aanmerking genomen technologieën, de variabiliteit van de brutokost van een nieuwkomer die verbonden is aan verschillende technologieën, als wat betreft de bepaling van de jaarlijkse inframarginale inkomsten en netto inkomsten uit balanceringsdiensten.”

1.2. DE ELEKTRICITEITSVERORDENING

19. Voor de berekeningsmethode van de intermediaire waarden verwijst het koninklijk besluit van 28 april 2021 naar artikel 23, lid 6, van de verordening (EU) 2019/943 van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (hierna, de “Elektriciteitsverordening”). Voor de berekening van de kosten voor een nieuwe toegang wordt ook in artikel 7*undecies*, §7 van de elektriciteitswet verwezen naar dezelfde bepalingen van de Elektriciteitsverordening.

20. Daarin wordt het volgende bepaald:

“Uiterlijk op 5 januari 2020 dient het ENTSB voor elektriciteit bij ACER een ontwerpmethodologie in voor de berekening van:

a) de waarde van de verloren belasting;

b) de "kosten voor nieuwe toegang" voor productie of vraagrespons, en

c) de in artikel 25 bedoelde betrouwbaarheidsnorm.

De methodologie is gebaseerd op transparante, objectieve en verifieerbare criteria.”

Op 2 oktober 2020 nam ACER de beslissing 23/2020 over de methodologie voor de berekening van de waarde van de verloren belasting, de kost voor nieuwe toegang en de betrouwbaarheidsnorm.

2. ANTECEDENTEN

2.1. ALGEMEEN

21. Op 29 juni 2023 publiceerde Elia de Adequacy- en Flexibiliteitsstudie voor de periode 2024-2034.

22. In het kader van de samenwerking met de netbeheerder die vereist is door het koninklijk besluit van 28 april 2021, vond op 18 juli 2023 een meeting tussen CREG en Elia plaats waarbij de inhoud van het ontwerpvoorstel aan de hand van slides besproken werd.

23. Op 19 juli 2023 werden de ontwerpvoorstellen (C)2579 en (C)2580 goedgekeurd door de CREG. Deze ontwerpvoorstellen betreffen de brutokost van een nieuwkomer, de correctiefactor X en de gewogen gemiddelde kost van kapitaal voor respectievelijk de T-4 met leveringsperiode 2028-2029 en de T-1 veiling met leveringsperiode 2025-2026.

2.2. RAADPLEGING

24. Overeenkomstig artikel 4, §2, van het koninklijk besluit van 28 april 2021 werd gedurende minstens één maand een openbare raadpleging georganiseerd via de website van de CREG over het ontwerpvoorstel (C)2579. De raadpleging ving aan op 20 juli 2023 en eindigde op 24 augustus 2023.

2.2.1. Overzicht van de reacties

25. De CREG ontving drie niet-vertrouwelijke reacties en één vertrouwelijke reactie op de raadpleging, namelijk van :

- Elia;
- FEBEG;
- Febeliec;
- [VERTROUWELIJK].

De drie ontvangen niet-vertrouwelijke reacties bevinden zich in bijlage 1. De vertrouwelijke reactie bevindt zich in bijlage 2.

2.2.2. Analyse van de ontvangen reacties

26. In deze sectie beperkt de CREG zich tot de analyse van de voornaamste reacties.

2.2.2.1. Algemene opmerkingen

2.2.2.1.1. FEBEG

27. FEBEG maakt in de inleiding en op pagina 4 van haar reactie een algemene opmerking over prijslimieten in het CRM. FEBEG meent dat de keuze van de referentietechnologie met grote voorzichtigheid dient te worden gemaakt teneinde de bevoorradingszekerheid van België niet in het gedrang te brengen. FEBEG stelt dat het kiezen voor de technologie met de laagste kost, welke niet

voldoende potentieel heeft om de bevoorradingszekerheid te garanderen, andere waardevolle technologieën zou kunnen uitsluiten en daarmee de bevoorradingszekerheid van België in het gedrang brengt.

FEBEG stelt verder dat de basisdata gebruikt bij de bepaling van de prijsparameters voor de T-4 veilingen in 2023, namelijk 56.5€/kW en 84.5€/kW, niet coherent waren. Immers werd de technologie IC-gaseenheden als beste nieuwkomertechnologie geselecteerd, terwijl geen projecten van dit type in de eerste 2 veilingen werden geselecteerd. FEBEG haalt verder aan dat de tweede beste technologie OCGT was, die tot dus evenmin in de veilingen werd aangeboden. FEBEG meet dat het contra-intuïtief lijkt dat de netto CoNE bepaald wordt op basis van technologieën waar tot op heden weinig interesse voor bestaat.

Verder twijfelt FEBEG dat het aantal OCGT en IC-gas-projecten voldoende zijn om de belangrijke noodzaak aan capaciteit voor de komende jaren te dekken.

FEBEG stelt als relevante technologieën voor de T-4-veiling CCGT, OCGT, grootschalige batterijopslag en, indien bewezen interesse, WKK voor.

FEBEG besluit met de stelling dat het op heden moeilijk is om zich uit te spreken over de technologieën, gezien de inkomsten en dus de netto-CoNE nog niet gekend zijn.

28. De CREG begrijpt dat FEBEG, gezien het belang van haar leden, streeft naar een vraagcurve met hoge prijslimieten (Net-CoNE en algemene maximumprijs). Het vaststellen van prijslimieten heeft tot gevolg dat economisch minder efficiënte technologieën (met een hogere *missing money*) effectief riskeren niet weerhouden te worden indien zij hun geraamde *missing money* inbieden in de CRM-veiling. De CREG meent dat dit inherent is aan de organisatie van een veilingmechanisme met een vraagcurve, zoals door de wetgever is bepaald. Het gebruik van een vraagcurve impliceert immers altijd bepaalde prijslimieten en volumebeperkingen. Voor praktisch elke prijslimiet valt er altijd wel een technologie te bedenken die een *missing money* heeft boven deze limiet. De invoering van de vraagcurve met bijhorende prijslimieten toont duidelijk aan dat de wetgever niet de bedoeling had om elke technologie toe te laten onbeperkt haar *missing money* te kunnen inbieden.

Gezien de structuur van de Belgische elektriciteitsmarkt en de marktmacht van bepaalde spelers, meent de CREG dat een verhoging van de prijslimieten een risico inhoudt dat er effectief tegen deze limieten wordt geboden. De CREG deelt in de huidige omstandigheden bijgevolg de mening van FEBEG niet dat rekening moet gehouden worden met duurdere technologieën in de vraagcurve. De CREG kan echter wel akkoord gaan met de stelling van FEBEG dat de keuze van de beste technologie belangrijk is, en dat hierbij ook naar het potentieel dient te worden gekeken. Een eerste deelprobleem is de bepaling van de beste technologieën. Hiervoor dienen, zoals FEBEG terecht opmerkt, de inkomsten gekend te zijn, waarna de netto-CoNE kan bepaald worden. Deze inkomsten zijn momenteel echter nog niet gekend. Een tweede deelprobleem is de aftoetsing of deze technologieën voldoende potentieel hebben om de bevoorradingszekerheid te garanderen. Hiertoe dient de grootte van het capaciteitstekort gekend te zijn. Een inschatting hiervan kan pas gebeuren na het kalibratierapport van Elia dat tegen midden november wordt opgeleverd. De CREG meent dan ook dat er op heden, en mede gezien de simulaties nog moeten gebeuren voor een nog te definiëren referentiescenario, geen reden is om *ex ante* bepaalde technologieën van de lijst van referentietechnologieën te schrappen omwille van een vermeend gebrek aan potentieel. De beste technologie die weerhouden zou moeten worden voor de opstelling van de vraagcurve, is deze met de laagste net-CoNE. Gezien de risico's en de variabiliteit van de inschatting van de Net-CoNE (en dus ook X-factor) verschillend zijn voor verschillende technologieën, meent de CREG dat, zoals reeds opgemerkt in het ontwerpvoorstel (randnummer 81 van het voorliggend voorstel), de vaststelling van de correctiefactor best na de simulaties van Elia zou moeten gebeuren, met kennis van de benodigde capaciteit en van de beste nieuwkomertechnologie.

De CREG wenst er verder op te wijzen dat analyses op basis van de geselecteerde biedingen in de voorbije veilingen, mogelijks tot verkeerde conclusies kunnen leiden. De CREG meent dat de door de Minister vastgestelde prijslimieten zeker niet te hoog werden vastgesteld, gezien tijdens de T-4 veiling in 2021, de prijs van 50€/kW niet eens werd bereikt en er toch 2 STEG-eenheden werden geselecteerd. Op deze basis zou zelfs kunnen geconcludeerd worden dat de berekende netto-CoNE veel te hoog was voor de eerste veiling. De CREG wenst een dergelijke redenering, noch de redenering van FEBEG te onderschrijven. De berekening van de netto-CoNE is afhankelijk van diverse parameters en leidt niet tot precieze resultaten maar hoogstens tot een grootte-orde voor de missing money. Wat de veilingen betreft, zijn de biedingen evenmin een aanduiding van de ingeschatte missing money gezien de mogelijkheid van strategisch biedgedrag.

De algemene opmerkingen van FEBEG over prijslimieten in het CRM (pagina 4 en 5 van de FEBEG reactie) kunnen niet direct gelinkt worden aan het ontwerpvoorstel van de CREG. De CREG meent dat de openbare raadpleging in het kader van een voorstel van de CREG niet het gepaste medium is om een mogelijks interessante maar theoretische discussie te voeren.

2.2.2.1.2. Febeliec

29. Rekening houdend met de beslissing van de federale regering inzake de verlenging van minstens 2 nucleaire centrales, vraagt Febeliec zich af in welke mate een CRM-veiling met leveringsperiode 2028-2029 nog relevant is en of het Belgische CRM nog steeds de goedkeuring van de Europese Commissie geniet en in lijn ligt met de bepalingen van het "laatste redmiddel" volgens de Europese regelgeving. In laatste instantie vraagt Febeliec zich af of de raadpleging en bijhorende CRM-veiling wel moeten plaatsvinden.

30. De CREG heeft de openbare raadpleging georganiseerd binnen het huidige wettelijke kader en de haar toegewezen bevoegdheden. De tijdslijnen voor de organisatie van de CRM-veilingen zijn zo krap dat de voorbereiding van de CRM-veilingen niet kan worden uitgesteld tot na de beslissing van de Europese Commissie.

2.2.2.2. Lijst van in aanmerking komende technologieën en bepaling van de brutokost van een nieuwkomer

2.2.2.2.1. Elia

31. Elia gaat in grote lijnen akkoord met het voorstel van de CREG inzake de voorgestelde lijst met in aanmerking komende technologieën en de geassocieerde parameters, maar heeft desalniettemin twee opmerkingen, namelijk dat zij de technologie ICgas niet geschikt acht om op te worden genomen in de lijst met in aanmerking komende technologieën en dat DSR niet als verschillende categorieën naargelang het volume dient opgenomen te worden. Voor de gedetailleerde motivering wordt verwezen naar het antwoord in bijlage 1.

32. Met betrekking tot de opmerking inzake de IC-gaseenheden, meent de CREG dat de vaststelling dat er geen projecten van IC-gaseenheden hebben deelgenomen aan de vorige veilingen en er geen projecten aangekondigd worden, geen voldoende reden is om deze technologie te verwijderen uit de lijst van in aanmerking komende technologieën. Een verhoging van de CAPEX en FOM-kosten voor IC-gaseenheden zonder kwantitatieve onderbouwing of studie, lijkt de CREG niet aangewezen. De

gebruikte CAPEX en FOM waarden zijn deze zoals hernomen in de adequacy- en flexibiliteitsstudie van Elia van juni 2023.

33. Met betrekking tot de opmerking over de opname van DSR als afzonderlijke categorieën naar gelang het volume, begrijpt de CREG de bezorgdheid van Elia. De CREG wenst te benadrukken dat het niet de bedoeling is om er uiteindelijk voor te zorgen dat enkel Demand Response van de categorie met de laagste FOM in rekening gebracht wordt bij het voorstel van vraagcurve begin 2024. Het is op heden echter voor de CREG onmogelijk om te anticiperen op de resultaten van het kalibratierapport en op die basis een schatting te maken van het nodige volume aan nieuwe capaciteit in de veiling. Het zou vrij arbitrair zijn om nu reeds een volume DSR en daarmee samenhangend een kost voor DSR te bepalen. De CREG stelt ook vast dat Elia op dit punt geen oplossing aanreikt. De CREG stelt daarom voor om de verschillende categorieën te behouden, met de bedoeling om na het kalibratierapport over meer informatie te beschikken en dan pas in het kader van voorstel van vraagcurve de te weerhouden categorie DSR te bepalen, rekening houdend met het benodigde volume in de veiling.

2.2.2.2. FEBEG

34. Met betrekking tot de CAPEX voor IC-gaseenheden meent FEBEG dat deze te laag wordt ingeschat. FEBEG meent dat deze technologie zelfs zou kunnen verwijderd worden uit de lijst, gezien het groot benodigde volume voor de leveringsperiode 2028-2029 volgens de adequacy- en flexibiliteitsstudie.

FEBEG stelt verder dat een CAPEX kost van 0€/kW voor DSM onrealistisch en dat enkel de duurste DSM zou moeten weerhouden worden gezien er al enorme hoeveelheden DSM gecontracteerd werden in de T-4 veiling.

FEBEG meent verder dat het niet correct is om de economische levensduur op 20 jaar vast te stellen voor thermische eenheden zoals OCGT en CCGT. Gezien de goedkeuring van het CRM voor een periode van 10 jaar is het volgens FEBEG niet mogelijk om CRM inkomsten van Y-1 veilingen te beschouwen. Verder is het extreem moeilijk om marktinkomsten in te schatten in een koolstof-neutrale wereld op een horizon van 2045. FEBEG stelt voor om de levensduur te beperken tot 15 jaar in lijn met de maximale contractduur in het CRM.

35. De CREG stelt vast dat FEBEG de kritiek op de CAPEX-kosten voor IC-gaseenheden niet onderbouwt en evenmin enige alternatieve waarde voorstelt. De CREG merkt verder op dat de adequacy- en flexibiliteitsstudie geen CRM-kalibratierapport is. Zoals toegelicht in randnummer 28, meent de CREG dat er op heden, en mede gezien de simulaties nog moeten gebeuren voor een nog te definiëren referentiescenario, geen reden is om *ex ante* bepaalde technologieën van de lijst van referentietechnologieën te schrappen.

Inzake de opmerking over de CAPEX-kost voor Demand Respons, wenst de CREG op te merken dat de CAPEX-kosten in de FOM vervat zitten en dat de kosten overgenomen werden uit de Adequacy- en flexibiliteitsstudie van juni 2023. De CREG begrijpt niet naar welke “enorme hoeveelheden” Demand Respons FEBEG verwijst. In de eerste T-4 veiling was het gecontracteerde volume eerder beperkt en in de tweede T-4 veiling werd er geen enkel volume gecontracteerd.

De CREG stelt vast dat de economische levensduur van de betreffende technologieën in de huidige omstandigheden, zonder een CRM, 15 jaar overschrijdt. Er kan vastgesteld worden dat eenheden die afgeschreven zijn, ook na die afschrijvingsperiode, verder operationeel blijven. De CREG ziet geen reden waarom nu al kan gesteld worden dat eenheden, na het aflopen van de contractduur van 15

jaar, uit dienst genomen zullen worden. De capaciteitshouder is bovendien vrij om in zijn bieding bij de CRM veiling rekening te houden met de voor hem meest realistische levensduur.

2.2.2.2.3. *Febeliec*

36. Febeliec neemt akte van de voorgestelde waarden voor de bruto-CoNE en de derating factors maar wenst deze waarden niet te valideren gezien de vele opmerkingen die in het verleden werden overgemaakt, niet werden opgelost.

37. Het is voor de CREG niet duidelijk welke specifieke opmerkingen Febeliec juist bedoelt.

2.2.2.2.4. [VERTROUWELIJK]

38. [VERTROUWELIJK]

39. [VERTROUWELIJK]

2.2.2.3. Gewogen gemiddelde kost van het kapitaal WACC

2.2.2.3.1. *Elia*

40. Met betrekking tot het voorstel van WACC gaat ELIA akkoord met het voorstel van de CREG.

2.2.2.3.2. *FEBEG*

41. FEBEG gaat niet akkoord met de door de CREG voorgestelde WACC omdat deze WACC een vermindering inhoudt ten opzicht van de WACC gebruikt in de vorige veilingen. Verder is FEBEG dat verwonderd dat een studie (professor Boudt) waarover geen opmerkingen van marktpartijen konden worden ingewonnen als basis gebruikt wordt om de WACC te bepalen. FEBEG vraagt dan ook om de WACC te herevolueren voor alle technologieën.

42. De CREG wenst op te merken dat de voorgestelde WACC gealigneerd is met de waarden genomen in de adequacy – en flexibiliteitsstudie. Gezien bepaalde resultaten uit de adequacy en flexibiliteitsstudie gebruikt worden bij de bepaling van de vraagcurve, is een coherentie tussen de gegevens van de A&F-studie en het CRM-kalibratierapport noodzakelijk. De discussie over de studie van professor Boudt kan niet gevoerd worden via een reactie op de openbare raadpleging van de CREG, maar dient aangekaart te worden in de daartoe bestemde Werkgroep Adequacy.

2.2.2.3.3. *Febeliec*

43. Febeliec neemt akte van de voorgestelde waarden voor de WACC, die volgens Febeliec vrij hoog liggen voor alle technologieën rekening houdend met het feit dat door deelname aan het CRM bepaalde risico's kunnen afgedekt worden. Febeliec meent dat ook rekening moet gehouden worden met de *gearing* (schulden versus eigen vermogen), waardoor de *return on equity* (vergoeding van het eigen vermogen) voor deze activa zeer hoge niveaus bereiken. Febeliec vraagt zich of de voorgestelde WACC niet te hoog ligt in een CRM-context.

44. De CREG merkt op dat de waarden voor de WACC lager liggen dan voorgesteld bij de vorige CRM-veilingen en in lijn liggen met de waarden gebruikt in de Adequacy- en flexibiliteitsstudie van Elia van juni 2023. De CREG stelt ook vast dat andere actoren vinden dat de voorgestelde waarden te laag liggen. Bij gebrek aan onderbouwde alternatieve voorstellen voor de WACC behoudt de CREG de door haar voorgestelde waarden.

2.2.2.3.4. [VERTROUWELIJK]

45. [VERTROUWELIJK]

2.2.2.4. Correctiefactor

2.2.2.4.1. *Elia*

46. Elia gaat akkoord met de voorgestelde correctiefactor X van 1,5.

2.2.2.4.2. *FEBEG*

47. FEBEG verwelkomt de voorgestelde correctiefactor X van 1,5.

2.2.2.4.3. *Febeliec*

48. Met betrekking tot de correctiefactor en rekening houdend met de eerder gemaakte opmerkingen, meent Febeliec dat de correctiefactor zo laag mogelijk moet gehouden worden om onnodige kosten voor de netgebruikers en belastingsbetalers te vermijden. Febeliec meent dat een correctiefactor van 50% te hoog is en dat een correctiefactor van 10% beschouwd dient te worden, op voorwaarde dat de onzekerheden bij het design niet overschat worden.

49. De CREG heeft, zoals toegelicht in randnummer 62, zich gealigneerd op de waarden die in het verleden door de Minister werden vastgesteld.

2.2.2.4.4. [VERTROUWELIJK]

50. [VERTROUWELIJK]

3. VOORSTEL VAN DE BRUTOKOST VAN EEN NIEUWKOMER EN CORRECTIEFACTOR X

3.1. BEPERKTE LIJST VAN IN AANMERKING KOMENDE TECHNOLOGIEËN

51. De CREG stelt de volgende in aanmerking komende technologieën voor:

- Gasturbine met open cyclus (“OCGT (>100 MW)”);
- Gasturbine gecombineerde cyclus (“CCGT (>800 MW)”);
- Verbrandingsmotoren op aardgas (“ICgas”);
- Warmtekrachtkoppeling (“CHP (<100 MW)”);
- Fotovoltaïsche zonne-energie (“PV”);
- Onshore windenergie (“Wind Onshore”);
- Offshore windenergie (“Wind Offshore”);
- Grootschalige batterijopslag (“Battery Storage Large Scale (4h)”)²;
- Vraagrespons voor verschillende volumes (“Demand Response (0<300MW), (300<600MW), (600<900MW), (900<1200MW)”).

Deze lijst ligt in lijn met de lijst van referentietechnologieën voor de T-4-veiling in 2023 bepaald in het Ministerieel Besluit van 9 september 2022 en met de lijst bij de bepaling van de kost voor een nieuwkomer door de Algemene Directie Energie met het oog op het vaststellen van een betrouwbaarheidsnorm³.

52. In tabel 1 worden de voornaamste parameters , gebruikt bij de bepaling van de brutokost van een nieuwkomer, hernomen. De kosten voor CAPEX en FOM, de bouwperiode en de economische levensduur van de technologie zijn hoofdzakelijk gebaseerd op de waarden vermeld in de adequacy- en flexibiliteitsstudie van Elia van juni 2023⁴. Voor *offshore* windenergie werd een levensduur van 20 jaar voorzien, wat overeenkomt met de ondersteuningsperiode voor toekomstige windparken, ten opzichte van 15 jaar voorzien in de adequacy- en flexibiliteitsstudie. Voor verbrandingsmotoren op aardgas, die niet hernomen werden in de studie, heeft de CREG zich gebaseerd op de data voor deze technologie in de openbare raadpleging van Elia over de adequacy- en flexibiliteitsstudie van Elia van juni 2023.

² De CREG stelt grootschalige batterijopslag voor met een duur van 4h. Een opslagduur van 4 uur ligt in lijn met de biedingen in de vorige CRM veilingen.

³ Nota “Bepaling van de kost van een nieuwe toegang (CONE)” van 10 juni 2022, zie website FOD Economie, <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-Nota-kost-van-een-nieuwe-toegang-CONE-BE-10062022-SIGNED.pdf>

⁴ Zie tabel 3-9, p. 182.

De vermelde reductiefactoren zijn deze die vastgesteld werden bij het ministerieel besluit van 30 maart 2023.⁵

Technology	CAPEX (EUR/kW)	FOM (EUR/kW/y)	Lifetime (y)	Construction Period (y)	Derating Factor
OCGT (>100 MW)	550	25	20	2	93%
CCGT (>800 MW)	700	30	20	3	93%
Icgas	500	20	15	1	95%
CHP (<100 MW)	1000	70	20	2	93%
PV	600	20	15	1	1%
Wind Onshore	1000	45	15	1	10%
Wind Offshore	2000	70	20	3	11%
Battery Storage Large Scale (4h)	900	20	15	1	60%
Demand Response (0<300MW)	0	25	1	0	59%
Demand Response (300<600MW)	0	50	1	0	59%
Demand Response (600<900MW)	0	75	1	0	59%
Demand Response (900<1200MW)	0	100	1	0	59%

tabel 1 : parameters van de referentietechnologieën

3.2. VOORSTEL VAN DE GEWOGEN GEMIDDELDE KOST VAN KAPITAAL

Om de coherentie met de adequacy- en flexibiliteitsstudie 2024-2034 te behouden, stelt de CREG voor om een minimumrendement van 4,7% te gebruiken en een risicopremie voor de referentietechnologieën zoals vermeld in tabel 2.

Technology	Min. return	Risk premium	WACC
OCGT (>100 MW)	4.7%	3.3%	8.0%
CCGT (>800 MW)	4.7%	2.2%	6.9%
Icgas	4.7%	3.3%	8.0%
CHP (<100 MW)	4.7%	2.2%	6.9%
PV	4.7%	0.4%	5.1%
Wind Onshore	4.7%	1.3%	6.0%
Wind Offshore	4.7%	0.5%	5.2%
Battery Storage Large Scale (4h)	4.7%	0.3%	5.0%
Demand Response (0<300MW)	4.7%	1.6%	6.3%
Demand Response (300<600MW)	4.7%	1.6%	6.3%
Demand Response (600<900MW)	4.7%	1.6%	6.3%
Demand Response (900<1200MW)	4.7%	1.6%	6.3%

tabel 2 :Gewogen gemiddelde kost van kapitaal voor de referentietechnologieën

⁵ Zie bijlage bij het ministerieel besluit van 30 maart 2023 houdende instructie aan de netbeheerder om de veiling te organiseren vier jaar voor de periode van capaciteitslevering startend op 1 november 2027, de parameters die nodig zijn voor de organisatie van voornoemde veiling, het maximale volume aan capaciteit dat kan gecontracteerd worden met alle houders van niet bewezen capaciteit, en houdende het minimaal te reserveren volume voor de veiling die één jaar voor de periode van capaciteitslevering georganiseerd wordt, overeenkomstig artikel 7undecies, § 6, eerste lid van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

3.3. VOORSTEL VAN DE BRUTOKOST VAN EEN NIEUWKOMER VOOR VERSCHILLENDE TECHNOLOGIEËN

53. Het koninklijk besluit van 28 april 2021 stelt in artikel 10, §4, dat de brutokost van verschillende technologieën bepaald dient te worden “in overeenstemming met artikel 27 van Verordening (EU) 2019/943 goedgekeurde methodologie van artikel 23, §6 van Verordening (EU) 2019/943”.

54. Artikel 10, §5 van het koninklijk besluit van 28 april 2021 bepaalt dat de brutokost van een nieuwkomer tenminste om de vijf jaar of op verzoek van de Minister, opnieuw wordt geëvalueerd. Gezien de methodologie voor de bepaling van de WACC in belangrijke mate gewijzigd is, is een nieuwe evaluatie van de brutokost van een nieuwkomer noodzakelijk.

55. De berekening van de vaste CoNE ($CoNE_{fixed,RT}$) dient overeenkomstig artikel 15 van de door ACER op 2 oktober 2020 goedgekeurde methodologie te gebeuren.

De equivalente jaarlijkse kost voor elke referentietechnologie (EAC_{RT}) dient berekend te worden met volgende formule :

$$EAC = \left[\sum_{i=1}^X \frac{CC(i)}{(1+WACC)^i} + \sum_{i=X+1}^{X+Y} \frac{AFC(i)}{(1+WACC)^i} \right] \cdot \frac{WACC \cdot (1+WACC)^{X+Y}}{(1+WACC)^Y - 1}$$

waarin,

- i elk jaar voorstelt tijdens de bouwperiode en de economische levensduur;
- X de bouwperiode is (in jaren);
- Y economische levensduur is (in jaren);
- $CC(i)$ de beste schatting van de gemaakte investeringskosten voor elk jaar van de bouwperiode is (in plaatselijke valuta per MW);
- $AFC(i)$ de beste schatting van de gemaakte vaste kosten voor elk jaar van de economische levensduur is (in plaatselijke valuta per MW).

De brutokost van een nieuwkomer voor een bepaalde referentietechnologie (RT) wordt dan als volgt bepaald:

$$CoNE_{fixed,RT} = \frac{EAC_{RT}}{K_{d,RT}}$$

waarin,

- EAC_{RT} de jaarlijkse kost is die equivalent is met de referentietechnologie RT en;
- $K_{d,RT}$ de reductiefactor van de referentietechnologie is.

De resultaten voor de equivalente jaarlijkse kost en voor de brutokost voor een nieuwkomer worden in tabel 3 weergegeven.

Technology	EAC (EUR/MW/y)	Derating Factor	CoNE (EUR/MW/y)
OCGT (>100 MW)	83 300	93%	89 600
CCGT (>800 MW)	100 200	93%	107 700
Icgas	78 400	95%	82 500
CHP (<100 MW)	166 900	93%	179 500
PV	78 200	1%	7 820 000
Wind Onshore	148 000	10%	1 480 000
Wind Offshore	241 900	11%	2 199 100
Battery Storage Large Scale (4h)	106 700	60%	177 800
Demand Response (0<300MW)	25 000	59%	42 400
Demand Response (300<600MW)	50 000	59%	84 700
Demand Response (600<900MW)	75 000	59%	127 100
Demand Response (900<1200MW)	100 000	59%	169 500

tabel 3 : Brutokost voor de referentietechnologieën

3.4. VOORSTEL VOOR DE CORRECTIEFACTOR X

56. De correctiefactor X laat toe de maximumprijs te bepalen voor het via de veiling aangekochte volume.

57. Het koninklijk besluit van 28 april 2021 stelt in artikel 4, §1, 2°, het volgende

“de correctiefactor X, die toelaat de maximumprijs te bepalen, zoals bedoeld in artikel 10, §8 en 9, en die toelaat het maximale volume tegen de maximumprijs te berekenen, door het niveau van bevoorradingszekerheid aan te passen, zoals bedoeld in artikel 11, §2, 1”

Artikel 10, §9, van het koninklijk besluit van 28 april 2021 stelt dat de waarde van de correctiefactor X rekening houdt met de onzekerheden die verband houden met de raming van de nettokost van een nieuwkomer, zowel wat betreft kostenverschillen tussen de in aanmerking genomen technologieën, variabiliteit van de brutokost van een nieuwkomer die verbonden is aan verschillende technologieën, als wat betreft de bepaling van de jaarlijkse inframarginale inkomsten op de energiemarkt en netto inkomsten uit balanceringsdiensten.

58. Gezien het koninklijk besluit van 28 april 2021 geen duidelijke methodologie beschrijft voor de berekening van de correctiefactor X en dat de onzekerheden waarmee moet rekening gehouden worden pas geëvalueerd kunnen worden aan de hand van simulaties van een scenario dat nog moet bepaald worden (het referentiescenario voor de T-4 veiling in 2024 dient tegen 15 september 2023 bepaald te worden), dient de correctiefactor bepaald te worden op basis van een zo goed mogelijk inschatting van de nog niet gekende elementen.

59. De bedoeling van de correctiefactor X is om rekening te houden met de onzekerheden met betrekking tot de raming van de nettokost van een nieuwkomer. De X-factor zal mede de maximumprijs bepalen (punt A van de vraagcurve). De X-factor moet dus bepaald worden met het oog op de onzekerheden die de nettokost van een nieuwkomer kunnen doen stijgen. De variabiliteit van zowel de brutokost als van de inkomsten moet dus ook gezien worden in het kader van de doelstelling van de correctiefactor X. Concreet betekent dit dat de opwaartse variabiliteit van de brutokost moet gecombineerd worden met de neerwaartse variabiliteit van de inkomsten uit de energiemarkt en uit balanceringsdiensten.

60. Voor de onzekerheden die verband houden met de raming van de nettokost van een nieuwkomer wat betreft de bepaling van de jaarlijkse inframarginale rentes (artikel 10, §9, van het koninklijk besluit van 28 april 2021), is het belangrijk een zicht te hebben op de inframarginale rentes. De CREG heeft nog geen gedetailleerde informatie verkregen met betrekking tot de inframarginale rentes van de laatste adequacy- en flexibiliteitsstudie.

61. Gezien de vraagcurve gebaseerd dient te worden op de nettokost van de beste nieuwkomer, zijnde de technologie met de laagste netto kost, meent de CREG dat de correctiefactor best gekozen wordt in functie van deze beste nieuwkomertechnologie. Deze technologie kan echter pas bepaald worden na het uitvoeren van de simulaties door Elia om de netto CoNE te berekenen van iedere technologie.

Om rekening te houden met de kostenverschillen tussen de in aanmerking genomen technologieën, meent de CREG dat idealiter de technologieën met de laagste netto kosten dienen bepaald te worden binnen het weerhouden scenario, om vervolgens deze nettokosten te kunnen vergelijken. Het koninklijk besluit van 28 april 2021 bepaalt evenwel dat de CREG, voorafgaand aan de simulaties en voorafgaand aan de keuze van het scenario, en bijgevolg zonder kennis te kunnen hebben van de beste nieuwkomer technologie, reeds één enkele correctiefactor moet bepalen.

62. Gezien er geen nieuwe elementen zijn, ten opzichte van de vorige voorstellen van de CREG inzake de intermediaire waarden voor de CRM-veilingen, en rekening houdend met het feit dat de correctiefactor voor de T-4 veilingen in het verleden op 1,5 werd vastgelegd, stelt de CREG een correctiefactor van 1,5 voor.

4. CONCLUSIE

63. De CREG stelt voor om de gewogen gemiddelde kost van kapitaal te hanteren zoals vermeld in tabel 2.
64. De CREG stelt voor om de brutokost van een nieuwkomer te gebruiken zoals berekend in tabel 3.
65. De CREG stelt een correctiefactor X voor gelijk aan 1,5.

////

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

BIJLAGE 1

Niet-vertrouwelijke reacties op de openbare raadpleging over het ontwerpvoorstel (C)2579 :

- Elia;
- FEBEG;
- Febeliec.

BIJLAGE 2

Vertrouwelijke reactie op de openbare raadpleging over het ontwerpvoorstel (C)2579 :
[VERTROUWELIJK].