

# Ontwerpvoorstel

(C)2086/2

24 september 2020

## Ontwerpvoorstel van de brutokost van een nieuwkomer en de correctiefactor X

Gedaan met toepassing van 5, §1, van het voorontwerp van koninklijk besluit tot vaststelling van de berekeningsmethode van het noodzakelijke capaciteitsvolume en de parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme

Niet-vertrouwelijk

# INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING .....	3
1. Wettelijk kader .....	4
1.1. Nationale wetgeving.....	4
1.2. Europese regelgeving .....	4
1.2.1. Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020	4
1.2.2. Elektriciteitsverordening .....	5
1.3. het voorontwerp van koninklijk besluit.....	6
2. Antecedenten .....	9
2.1. Algemeen.....	9
2.2. Raadpleging .....	10
2.2.1. Overzicht van de reacties .....	10
2.2.2. Analyse van de ontvangen reacties.....	10
3. Voorstel van bepaling van de brutokost en Correctiefactor X voor nieuwe toegang.....	19
3.1. Voorafgaande bemerkingen.....	19
3.2. Methodologie voor de Bepaling van de Kost voor nieuwe toegang.....	19
3.3. Voorstel van brutokost voor nieuwkomer .....	21
3.3.1. Voorafgaande bemerkingen.....	21
3.3.2. Beperkte lijst van in aanmerking komende technologieën.....	21
3.3.3. Kosten en economische levensduur voor de in aanmerking komende technologieën	22
3.3.4. Gewogen gemiddelde kost van kapitaal (WACC) .....	24
3.3.5. Brutokost van een nieuwkomer .....	25
3.4. Voorstel van Bepaling van de Correctiefactor X.....	26
4. Conclusie .....	28
Bijlage 1 : .....	29

# INLEIDING

1. Op 20 april 2020 ontving de CREG per e-mail van de FOD economie, gericht aan alle leden van het “opvolgingscomité CRM” (bestaande uit vertegenwoordigers van de transmissienetbeheerder (Elia Transmission Belgium, hierna: Elia), van de CREG en van het kabinet van de federale Minister bevoegd voor Energie en onder het voorzitterschap van de FOD Economie), een voorontwerp van koninklijk besluit “tot vaststelling van de berekeningsmethode van het noodzakelijke capaciteitsvolume en de parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme”.

Aan deze e-mail was ook een kopie toegevoegd van de nota van het kabinet van Minister Marghem dd. 9 april 2020. In deze nota vraagt de Minister aan de AD Energie om, samen met de leden van het opvolgingscomité, het nodige te doen om de eerste veiling, die in 2021 georganiseerd zou moeten worden, voor te bereiden, met respect voor de termijnen, procedures en methodologieën zoals beschreven in de secundaire wetgeving ingediend bij de DG Energie van de Europese Commissie. In het bijzonder wordt gevraagd dat de leden van het opvolgingscomité de werkzaamheden beschreven in de artikelen 4 en 5 van het voorontwerp van koninklijk besluit zouden aanvaarden, met inbegrip van de openbare raadplegingen, met het oog op de keuze van een of meerdere scenario's; over de gegevens en hypothesen waarop ze gebaseerd zijn en over de intermediaire parameters vóór 30 juni van 2020.

Een vertrouwelijk ontwerpvoorstel 2086/1 werd op 17 juli 2020 overgemaakt aan de Minister bevoegd voor Energie.

2. De CREG stelt vast dat het voorontwerp van koninklijk besluit, net omdat het een voorontwerp is, nog niet van kracht is en dat er nog belangrijke wijzigingen kunnen worden aangebracht in het kader van het proces van de totstandkoming van het koninklijk besluit.

3. In het voorliggend ontwerpvoorstel zal de CREG met toepassing van 5, §1, van het voorontwerp van koninklijk besluit een voorstel doen voor de brutokost van een nieuwkomer en de correctiefactor X.

4. Dit ontwerpvoorstel bestaat uit vier hoofdstukken.

In het eerste hoofdstuk wordt het wettelijke kader behandeld.

Het tweede hoofdstuk bevat de antecedenten en de resultaten van de openbare raadpleging.

Het derde hoofdstuk bevat het eigenlijke voorstel van brutokost van een nieuwkomer en de correctiefactor X.

Het vierde hoofdstuk bevat de conclusie van dit ontwerpvoorstel.

5. Dit ontwerpvoorstel werd goedgekeurd op het directiecomité van de CREG van 17 juli 2020.

# 1. WETTELIJK KADER

## 1.1. NATIONALE WETGEVING

6. 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 taakverdeling voor de uitwerking van de verschillende deelaspecten van het capaciteitsvergoedingsmechanisme door middel van diverse koninklijke besluiten en marktregels.

7. Artikel 7undecies, §1, van de Elektriciteitswet benadrukt onder meer het belang van de kostenbeheersing van het ingestelde capaciteitsvergoedingsmechanisme:

*“(…)*

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

*(…)”.*

8. Artikel 7undecies, §2, belast de netbeheerder met het opstellen van twee rapporten met het oog op de berekening van de noodzakelijke capaciteitsvolumes voor het verzekeren van de toereikendheid, de bepaling van een minimaal te reserveren volume voor de veiling die één jaar vóór de periode van capaciteitslevering plaatsvindt, de bepaling van de vraagcurve en de prijslimieten.

De uiteindelijke beslissing om een instructie te geven voor een veiling komt aan de Minister toe:

*“... Uiterlijk op 31 maart van elk jaar, op basis van de verslagen en de adviezen (...), 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 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, vermeerderd met de onzekerheidsmarge vervat in de initiële volumeberekening uitgevoerd door de netbeheerder in het verslag bedoeld in het eerste lid, 1”.*

## 1.2. EUROPESE REGELGEVING

### 1.2.1. Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020

9. Capaciteitsvergoedingsmechanismen dienen voor de inwerkingtreding ervan goedgekeurd te worden door de Europese Commissie. Een aantal bepalingen in de Richtsnoeren <sup>1</sup> zijn belangrijk in het kader van dit voorstel.

---

<sup>1</sup> Zie Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020 (2014/C 200/01), PBEU 28 juni 2014

10. Bij het onderzoek of de steunmaatregel een geschikt instrument is (sectie 3.9.3.), stelt randnummer (226) het volgende:

*(226) De maatregel dient open te zijn en passende prikkels te geven voor zowel bestaande als nieuwe producenten en voor bedrijven die gebruikmaken van substitueerbare technologieën, zoals vraagrespons of oplossingen voor opslag. De steun dient dus te worden verschaft via een mechanisme dat de mogelijkheid biedt voor potentieel verschillende doorlooptijden, afhankelijk van de tijd die nodig is voor de uitvoering van nieuwe investeringen door nieuwe producenten die andere technologieën gebruiken. De maatregel dient ook rekening te houden met de mate waarin interconnectiecapaciteit een oplossing kan bieden voor eventuele problemen inzake leveringszekerheid.*

11. De evenredigheid of proportionaliteit is een belangrijk concept bij de evaluatie van de steunmaatregel (sectie 3.9.5.).

*(230) De maatregel moet ingebouwde mechanismen hebben die beletten dat windfall profits ontstaan.*

*(231) De maatregel dient zo te worden opgezet dat verzekerd wordt dat de prijs die voor het beschikbaar houden van regel- en reservevermogen wordt betaald, automatisch naar nul tendeert wanneer de omvang van het aangeboden vermogen naar verwachting afdoende is om te voldoen aan de omvang van de vraag naar vermogen.*

12. Verder dient de steunmaatregel ongewenste negatieve effecten op de mededinging en het handelsverkeer te vermijden (sectie 3.9.6.).

*(232) De maatregel dient zodanig te zijn vormgegeven dat alle vermogen dat daadwerkelijk kan bijdragen tot het aanpakken van het probleem inzake leveringszekerheid, voor de maatregel kan worden ingezet, met name rekening houdende met de volgende factoren:*

*a) de participatie van producenten die verschillende technologieën gebruiken, en producenten die maatregelen met een gelijkwaardige technische prestatie aanbieden, bijvoorbeeld vraagbeheersing, interconnectoren en opslag. Onverminderd punt 228 kunnen beperkingen op deelname alleen gerechtvaardigd worden op grond van technische prestaties die ontoereikend zijn om het probleem inzake leveringszekerheid aan te pakken. Bovendien dient de maatregel ten behoeve van de leveringszekerheid open te staan voor mogelijke aggregatie van zowel vraag als aanbod;*

*b) de participatie van marktdeelnemers uit andere lidstaten wanneer die participatie fysiek mogelijk is met name in de regionale context, d.w.z. wanneer het vermogen beschikbaar kan worden gesteld aan de lidstaat die de maatregel ten uitvoer legt en de in de maatregel beschreven verplichtingen kunnen worden afgedwongen (97);*

*c) de participatie van een voldoende aantal producenten om een concurrerende prijs voor het vermogen te kunnen bepalen;*

*d) het vermijden van negatieve effecten op de interne markt, bijvoorbeeld door uitvoerbeperkingen, plafonds voor groothandelstarieven, biedrestricties of andere maatregelen die het functioneren van markt aantasten, met inbegrip van intraday- en balanceringsmarkten.*

## **1.2.2. Elektriciteitsverordening**

13. Op 5 juni 2019 werd de verordening (EU) 2019/943 betreffende de interne markt voor elektriciteit (hierna, de “Elektriciteitsverordening”) goedgekeurd. Deze verordening is in werking getreden op 4 juli 2019 en is van toepassing vanaf 1 januari 2020.

14. Deze verordening heeft een rechtstreekse werking en heeft aan de regulerende instanties een zeker aantal voorstelbevoegdheden toevertrouwd.

Artikel 22 (4) van de Elektriciteitsverordening stelt onder meer het volgende:

*"In capaciteitsmechanismen worden de volgende voorschriften opgenomen met betrekking tot CO<sub>2</sub>-emissiegrenswaarden:*

*a) uiterlijk op 4 juli 2019 wordt productiecapaciteit waarvan de commerciële productie werd opgestart op of na die datum en met emissies van meer dan 550 g CO<sub>2</sub> afkomstig van fossiele brandstoffen per kWh stroom niet vastgelegd en worden geen betalingen of toezeggingen ontvangen voor toekomstige betalingen in het kader van een capaciteitsmechanisme;*

*b) uiterlijk op 1 juli 2025 wordt productiecapaciteit waarvan de commerciële productie werd opgestart vóór 4 juli 2019 en met emissies van meer dan 550 g CO<sub>2</sub> afkomstig van fossiele brandstoffen per kWh stroom en met een jaarlijks gemiddelde van meer dan 350 kg CO<sub>2</sub> afkomstig van fossiele brandstoffen per geïnstalleerde kW, wordt niet vastgelegd en worden geen betalingen of toezeggingen ontvangen voor toekomstige betalingen in het kader van een capaciteitsmechanisme.*

*[...]"*

Artikel 23(6) van de Elektriciteitsverordening stelt het volgende:

*"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."*

Artikel 25(2) van de Elektriciteitsverordening stelt het volgende:

*"De betrouwbaarheidsnorm wordt vastgesteld door de lidstaat of een door de lidstaat aangewezen bevoegde instantie op basis van een voorstel van de regulerende instantie. De betrouwbaarheidsnorm wordt vastgesteld op basis van de in artikel 23, lid 6, uiteengezette methodologie."*

Artikel 25(3) van de Elektriciteitsverordening stelt het volgende :

*"De betrouwbaarheidsnorm wordt berekend met gebruikmaking van ten minste de waarde van de verloren belasting en de kosten voor nieuwe toegang gedurende een gegeven tijdsbestek en wordt uitgedrukt als "verwachte niet-geleverde energie" en als "de waarschijnlijkheid dat niet aan de vraag kan worden voldaan"."*

Artikel 25(4) van de Elektriciteitsverordening stelt het volgende:

*"Wanneer toepassing wordt gemaakt van capaciteitsmechanismen, worden de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald, goedgekeurd door de lidstaat of een andere door de lidstaat aangewezen bevoegde instantie op basis van een voorstel van de regulerende instantie."*

### **1.3. HET VOORONTWERP VAN KONINKLIJK BESLUIT**

15. Met het oog op de implementatie van de Elektriciteitsverordening op 1 januari 2020 (voornamelijk van artikel 25(4)) en in het kader van de samenstelling van het kennisgevingsdossier van het Belgische capaciteitsvergoedingsmechanisme aan de Europese Commissie, heeft de CREG op 20

december 2019 nota Z(2024) opgesteld over de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald. Op basis van deze nota en op verzoek van de Minister heeft de CREG op 24 maart 2020 voorstel (E)2064 geformuleerd over de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald.

16. De CREG heeft kennis genomen van het hierboven vermelde voorontwerp van koninklijk besluit "tot vaststelling van de berekeningsmethode van het noodzakelijke capaciteitsvolume en de parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme" dat haar op 20 april 2020 werd gemaïld door de FOD Economie. Dit voorontwerp van koninklijk besluit neemt gedeeltelijk een voorstel voor een koninklijk besluit over dat door de netbeheerder is opgesteld in toepassing van artikel 7undecies, § 2, 1e lid van de elektriciteitswet en op 18 december 2019 is overgemaakt, dat hij wil aanvullen met bepalingen over de vastlegging van het referentiescenario en de parameters waarmee de hoeveelheid aan te kopen capaciteit wordt bepaald - d.w.z. voornamelijk de vraagcurve.

17. In het kader van het aanmeldingsdossier van het Belgische capaciteitsvergoedingsmechanisme werd dit voorontwerp van koninklijk besluit aan de Europese Commissie overgemaakt als een van de onderdelen van het ontwerp van het CRM.

18. Op de datum van goedkeuring van dit ontwerpvoorstel is het voorontwerp van koninklijk besluit niet van kracht.

19. Via dezelfde e-mail van 20 april 2019 die hierboven werd vermeld, ontving de CREG een "groene nota" die het kabinet van de Minister op 9 april 2020 aan de FOD Economie had overgemaakt. Aan de hand van deze groene nota vraagt de Minister aan de AD Energie om, samen met de leden van het opvolgingscomité CRM, de nodige stappen te ondernemen om de eerste veiling (gepland voor 2021) voor te bereiden, met inachtneming van de ingevoerde secundaire wetgeving, met inbegrip van de daarin beschreven termijnen, procedures en methodologieën.

20. Artikel 5 van het voorontwerp van koninklijk besluit bepaalt het volgende:

*"§ 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 voorradingszekerheid aan te passen, zoals bedoeld in artikel 11, §2, 1°.*

*§ 2. Het voorstel wordt onderworpen aan een openbare raadpleging gedurende minimaal één maand en aangepast in functie van de resultaten ervan. Dit voorstel omvat eveneens de waarde van de WACC die in aanmerking genomen is in §1, 1°.*

*§ 3. De intermediaire waarden worden uiterlijk op 30 juni 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. "*

21. Om te vermijden dat het proces wordt vertraagd met het oog op de organisatie van de eerste veiling die in 2021 is gepland, stemt de CREG ermee in om dit ontwerpvoorstel met betrekking tot de intermediaire waarden te formuleren, namelijk:

- de brutokost van een nieuwkomer voor een beperkte lijst van technologieën;
- de factor X waardoor de maximale prijs van de veiling kan worden bepaald.

22. Volgens artikel 5 van het voorontwerp van koninklijk besluit moeten de intermediaire waarden elk jaar uiterlijk op 30 juni door de Minister worden vastgelegd. Vooraleer het voorstel dat ze samen met de netbeheerder moet opstellen naar de Minister wordt gestuurd, moet de CREG een openbare raadpleging houden van minstens één maand en haar voorstel aanpassen in functie van de resultaten ervan.

23. Aangezien de CREG kennis heeft genomen van het voorontwerp van koninklijk besluit bij de verzending van de voornoemde e-mail van 20 april 2020 had zij slechts enkele weken de tijd om haar voorstel te formuleren, gelet op de tijd die nodig was voor de openbare raadpleging.

24. Artikel 26 van het voorontwerp bepaalt wel het volgende:

*“Bij wijze van overgangsmaatregel sluiten de Algemene Directie Energie, de netbeheerder en de commissie zo spoedig mogelijk een akkoord over de planning en de aanpak voor de eerste veiling in 2021 en haar voorbereiding vanaf 2020.*

*Deze planning en aanpak mogen afwijken van de standaardprocedure bepaald in dit besluit, maar zij beogen om dit maximaal te respecteren, alsook de reeds beschikbare methodes op Europees niveau.*

*Het akkoord wordt gepubliceerd op de website van de Algemene Directie Energie, de commissie en de netbeheerder.”*

Op basis van deze bepaling - die echter, net zoals de andere bepalingen van het voorontwerp, nog niet van kracht is - is overeengekomen dat de einddatum voor de goedkeuring van deze intermediaire waarden wordt verschoven naar 21 juli.

25. De kost van een nieuwkomer en de maximale veilingprijs (bepaald op basis van de factor X) zijn noodzakelijk om de vraagcurve te berekenen; het zijn dus ongetwijfeld parameters voor de vaststelling van de hoeveelheid capaciteit die in het kader van het CRM moet worden gecontracteerd waarvoor de CREG op grond van artikel 25(4) van de Elektriciteitsverordening een voorstelbevoegdheid heeft.

Aangezien het voorontwerp van koninklijk besluit fundamenteel verschilt van voorstel (E)2064 over de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald, wordt dit ontwerpvoorstel gedaan onder voorbehoud en zonder nadelige erkenning.



## **2. ANTECEDENTEN**

### **2.1. ALGEMEEN**

26. Op 20 april 2020 ontving de CREG per e-mail van de FOD economie, gericht aan alle leden van het opvolgingscomité CRM, een kopie van de nota van het kabinet van Minister Marghem dd. 9 april 2020. In deze nota gericht aan de waarnemend voorzitter van het directiecomité van de FOD economie en aan de waarnemend directrice van de AD Energie vraagt de Minister aan de AD Energie om, samen met de leden van het opvolgingscomité, het nodige te doen om de eerste veiling, die in 2021 georganiseerd zou moeten worden, voor te bereiden, met respect voor de termijnen, procedures en methodologieën zoals beschreven in de secundaire wetgeving ingediend bij de DG Energie van de Europese Commissie.

27. In het kader van de samenwerking met de netbeheerder die vereist is door het voorontwerp van koninklijk besluit, heeft de CREG, op dinsdag 16 juni 2020 een meeting georganiseerd met Elia, waarbij op vraag van Elia tijdens het CRM-opvolgingscomité van 10 juni 2020 de FOD Economie deelnam als observator. In deze meeting heeft Elia verklaard waarom de X-factor nu reeds dient bepaald te worden. De CREG heeft een aantal methodologische moeilijkheden aangekaart.

28. Op vrijdag 19 juni 2020 heeft de CREG een tweede meeting georganiseerd met Elia en de FOD Economie, waarin onder meer een aantal bepalingen in het voorontwerp van koninklijk besluit werden besproken.

29. In de week van 22 juni heeft de CREG per e-mail een reeks vragen gesteld aan Elia met het oog op het verkrijgen van informatie nodig voor het opstellen van het ontwerpvoorstel 2086. Elia heeft eveneens per e-mail geantwoord op een aantal van de gestelde vragen.

30. Op vrijdag 26 juni 2020 heeft de CREG de voornaamste inhoudelijke aspecten van haar bedenkingen inzake het ontwerpvoorstel (zoals beschreven in hoofdstuk 4) aan Elia en aan de FOD Economie bezorgd.

31. Op maandag 29 juni 2020 heeft de CREG een derde meeting georganiseerd met Elia en de FOD Economie, waarbij onder meer de keuze van de hypothesen voor de berekening van de brutokost van een nieuwkomer en van de correctiefactor werden toegelicht.

32. Op dinsdag 30 juni 2020 ontving de CREG per e-mail van Elia haar opmerkingen op de door de CREG voorgestelde toelichting.

33. Op 30 juni 2020 werd het ontwerpvoorstel 2086 per schriftelijke procedure door het Directiecomité van de CREG goedgekeurd en werd beslist een openbare raadpleging te houden over dit ontwerpvoorstel van 1 juli tot en met 13 juli 2020.

34. Op 17 juli 2020 heeft de CREG een vertrouwelijke Nederlandstalige versie van het ontwerpvoorstel 2086/1 overgemaakt aan de Minister bevoegd voor Energie. Gezien de dringendheid waarmee het ontwerpvoorstel 2086/1 overgemaakt diende te worden, heeft de CREG gekozen om de essentie van het ontwerpvoorstel samen met de voornaamste antwoorden op de reacties op de raadpleging op te nemen in een vertrouwelijke versie van het ontwerpvoorstel 2086/1. Het huidige ontwerpvoorstel 2086/2 komt in essentie overeen met het ontwerpvoorstel 2086/1 maar bevat uitgebreidere antwoorden op de reacties verkregen tijdens de raadpleging.

## 2.2. RAADPLEGING

35. Het directiecomité van de CREG besliste, in het kader van het ontwerpvoorstel 2086, met toepassing van artikel 33, §2, van zijn huishoudelijk reglement, een openbare raadpleging te organiseren op de website van de CREG over dit ontwerpvoorstel. Met toepassing van artikel 37, §1, heeft het Directiecomité van de CREG beslist de raadplegingsperiode te beperken teneinde de nagestreefde timing te respecteren zoals besproken in het opvolgingscomité en zoals vermeld in randnummer 25. De raadpleging ving aan op 1 juli 2020 en eindigde op 13 juli 2020.

### 2.2.1. Overzicht van de reacties

36. De CREG ontving 4 inhoudelijke niet-vertrouwelijke reacties op de raadpleging, namelijk van :

- Centrica Business Solutions;
- Elia;
- FEBEG;
- Febeliec.

Verder ontving de CREG ook een reactie van het Federaal Planbureau met vraag tot precisering van een vermelding over een inschatting van de brutokost voor een nieuwkomer door het Federaal Planbureau (randnummer 47 van ontwerpvoorstel 2086; randnummer 78 van huidig ontwerpvoorstel 2086/2). De gevraagde precisering werd ingevoegd in de betreffende passage.

De vier ontvangen inhoudelijke reacties bevinden zich in bijlage 1.

### 2.2.2. Analyse van de ontvangen reacties

#### 2.2.2.1. Algemene opmerkingen

37. Elia wijst op het belang van de timing en dringt aan opdat de CREG zeer vlug haar voorstel zou overmaken aan de Minister opdat deze over voldoende tijd zou beschikken om voor 21 juli haar beslissing te nemen.

Wat de timing betreft heeft de CREG haar voorstel 2086/1 binnen de 4 dagen na afloop van de raadplegingsperiode aan de Minister overgemaakt.

38. Elia wijst verder op het feit dat de antecedenten niet alle e-mails vermelden van de communicatie tussen Elia en de CREG. Elia benadrukt dat er zij regelmatig, vlug en op een constructieve manier heeft geantwoord op de verschillende vragen van de CREG.

De CREG meent dat Elia haar samenwerking voorbeeldiger voorstelt dan wat de CREG heeft ervaren. Verschillende vragen (vooral met betrekking tot resultaten van de adequacy- en flexibiliteitsstudie van juni 2019 – hierna “Elia studie van juni 2019”<sup>2</sup>) dienden herhaaldelijk gesteld te worden alvorens een duidelijk antwoord verkregen werd. De CREG meent dat het vermelden van deze e-mails, of ze zelfs te publiceren in bijlage, weinig toegevoegde waarde heeft. De CREG wenst wel te vermelden dat haar vraag die zij voorafgaand aan de publieke consultatie aan Elia stelde naar de resultaten van de

---

<sup>2</sup> Zie [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/studies/13082019adequacy-and-flexibility-study\\_en.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/studies/13082019adequacy-and-flexibility-study_en.pdf)

inkomsten voor de verschillende technologieën en verschillende gesimuleerde jaren/scenario's tot op heden onbeantwoord bleef.

39. Febeliec wijst op het voorbehoud dat de CREG maakte in randnummers 25 en 37 van het ontwerpvoorstel 2086 (randnummers 68 en 69 van het voorliggend ontwerpvoorstel) en vraagt zich af welke formele status deze raadpleging heeft en benadrukt de nood om een nieuwe formele raadpleging te houden indien het koninklijk besluit en/of het voorstel van de CREG gewijzigd wordt.

De CREG heeft het voorbehoud gemaakt in het ontwerpvoorstel 2086 (en eveneens in het voorliggend ontwerpvoorstel 2086/2) omwille van diverse redenen. Zoals Febeliec terecht opmerkt in haar reactie, bestaat er momenteel enkel een voorontwerp van koninklijk besluit, waardoor de wettelijke basis voor de CREG ontbreekt om een formeel voorstel op te stellen. Verder meent de CREG nog steeds dat haar voorstel 2064, gebaseerd op de Elektriciteitsverordening, over de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald, een evenwichtig voorstel was dat de proportionaliteit garandeerde tussen de grootte van het bevoorradingszekerheidsprobleem en de kost van het CRM. In het voorontwerp van koninklijk besluit, dat de basis vormt voor het uitbrengen van voorliggend ontwerpvoorstel, ontbreekt niet enkel een proportionaliteit tussen de toegelaten kost van het CRM en de grootte van het bevoorradingszekerheidsprobleem, maar wordt bovendien de organisatie van de capaciteitsveilingen geregeld zelfs indien er geen bevoorradingszekerheidsprobleem zou bestaan. Anderzijds heeft de CREG zich ook geëngageerd om zich constructief in te zetten bij de opdrachten die het voorontwerp van koninklijk aan de CREG toebedeelt. Het voorliggend ontwerpvoorstel dient dan ook gezien te worden in dit constructieve kader. De CREG is het eens met de vraag van Febeliec om een nieuwe (voldoende lange) raadpleging te organiseren indien het koninklijk besluit of het uiteindelijke voorstel van de CREG inhoudelijk zouden wijzigen.

#### 2.2.2.2. De raadplegingsmodaliteiten

40. Febeliec verzet zich tegen de te korte raadplegingsperiode over dergelijke complexe en belangrijke aspecten van het CRM.

De CREG erkent het belang om een voldoende lange raadplegingstermijnen te hanteren, maar stelt vast dat de timing waarbinnen de bevoegde overheid een marktbreed CRM wenst te ontwikkelen en te implementeren, in vergelijking met andere landen die ook een CRM hebben ingesteld, extreem krap is. De combinatie van een dergelijke krappe timing en het belang van de eerste T-4 veiling waarbij wellicht een aanzienlijk aantal meerjarencontracten zullen worden afgesloten, houdt een aantal risico's in met betrekking tot het slagen van de instelling van het CRM en de kost ervan. De korte raadplegingsperiode liet evenwel toe om het ontwerpvoorstel 2086/1 op 17 juli 2020 aan de Minister te bezorgen.

#### 2.2.2.3. Inhoudelijke opmerkingen

##### 2.2.2.3.1. *Febeliec*

41. Met betrekking tot de lijst van technologieën vraagt Febeliec om volgende pistes ook in overweging te nemen :

- CCS/CCU (*Carbon Capture and Storage* en *Carbon Capture and Utilisation*) om bepaalde fossiele technologieën zoals dieselgeneratoren toe te laten te voldoen aan de eisen inzake emissienormen gesteld door de Elektriciteitsverordening;

- Opslagtechnologieën die zich momenteel heel snel ontwikkelen, hoewel het onduidelijk is of ze kunnen bijdragen aan de toereikendheid in 2026,
- Febeliec stelt zich de vraag of het uitsluiten van bepaalde technologieën (steenkool en nucleair) verenigbaar is met het criterium van technologie-neutraliteit.

De CREG zal de evolutie van de diverse gesuggereerde technologieën opvolgen, maar meent dat bij gebrek aan inschattingen van de kostenparameters en van het potentieel een grondige studie hierover nodig is. Gezien het korte tijdsbestek waarbinnen het ontwerpvoorstel 2086/1 moest worden afgewerkt, stelt de CREG voor om deze technologieën niet op te nemen in de lijst. De CREG merkt verder op dat het niet opnemen van een bepaalde technologie in de lijst, deze technologie niet uitsluit van deelname aan de capaciteitsveilingen.

Wat betreft het uitsluiten van steenkool als potentiële technologie, meent de CREG dat naast de moeilijkheid voor het verkrijgen van de nodigen vergunningen voor de bouw en exploitatie van een steenkoolcentrale en naast het feit dat er momenteel geen nieuwe investeringsdossiers voor steenkoolcentrales op tafel liggen, steenkoolcentrales niet voldoen aan de CO<sub>2</sub>-emissienormen vermeld in de Elektriciteitsverordening. Wat betreft het uitsluiten van nucleaire centrales, lijkt het evident dat, zelfs met volledige abstractie van de politieke context, voor de periode 2025-2026 nucleaire energie in België, gezien de extreem lange ontwikkelingsperiode, als nieuwkomer niet haalbaar is. De CREG wenst wel te benadrukken dat de lijst van technologieën gebruikt voor de bepaling van de brutokost van een nieuwkomer, geen enkel verband houdt met de criteria voor prekwalificatie van capaciteiten (marktregels CRM die voorgesteld zullen worden door Elia) en dus ook geen enkele technologie uitsluit van deelname aan het CRM.

42. Febeliec is verder verwonderd van de positie van Elia met betrekking tot *demand response* (verwijzend naar randnummer 53 van het ontwerpvoorstel 2086; randnummer 83 van het voorliggend ontwerpvoorstel 2086/2).

De CREG verwijst naar de niet-vertrouwelijke reactie van Elia op de openbare raadpleging, waarin Elia dit standpunt bevestigt en waarin Febeliec de argumenten van Elia kan vinden voor deze positie.

43. Febeliec is verder verwonderd dat de CREG zich op tabel 2-63 van de Elia-studie van juni 2019 baseert, gezien de bronnen vaak hetzij Elia-aannames, hetzij Engie of andere onduidelijke bronnen zijn.

De CREG gaat akkoord met het feit dat de vermelde bronnen bij de tabel 2-63 niet altijd gemakkelijk terug te vinden zijn. De CREG zal Elia vragen de referenties met een link naar het brondocument te publiceren.

44. Voor wat betreft de WACC, stelt Febeliec zich de vraag wat de impact van de zware recessie ten gevolge van de covid-19 crisis zal zijn, gezien de genomen WACC uit de studie van Elia van juni 2019 deze impact per definitie niet meeneemt. Verder verwijst Febeliec naar randnummer 72 van het ontwerpvoorstel 2086, waar de CREG zelf aangeeft dat de WACC waarde vrij hoog ligt en meent Febeliec dat dit niet in lijn ligt met het laagste kosten criterium zoals bepaald in de Elektriciteitswet.

De CREG bevestigt dat de WACC, die werd hernomen uit de Elia-studie van juni 2019, geen rekening houdt met de impact van covid-19. Wat de *price cap* betreft, meent de CREG dat er een evenwicht dient te bestaan tussen de hoogte van de brutokost en de correctiefactor X. Gezien de correctiefactor X de onzekerheid met betrekking tot het opwaartse potentieel van de brutokost dient te dekken, laat de iets minder strenge benadering inzake de brutokost toe om de correctiefactor X ook beperkt te houden.

45. Febeliec vraagt zich verder af of het opportuun is om, gezien de grote diversiteit van *market response* in vergelijking met de andere technologieën, slechts één categorie te voorzien met een enkele kost en een enkele reductiefactor.

De CREG is het eens dat *market response* een heterogene categorie is, maar beschikt niet over een opdeling van de verschillende soorten *market response*, met daaraan geassocieerd hun kosten, reductiefactoren en hun potentieel. Zoals vermeld in het ontwerpvoorstel is een grondige analyse hierover niet mogelijk binnen het toebedeelde tijdsbestek. De CREG stelt vast dat Febeliec zelf ook geen voorstel doet over welke opdeling dan wel gebruikt zou moeten worden. Bij gebrek aan meer gedetailleerde informatie, stelt de CREG voor zich te baseren op de waarden zoals vermeld in de Elia-studie.

46. Met betrekking tot randnummer 74 van het ontwerpvoorstel 2086 vraagt Febeliec zich af welke gasprijzen werden gebruikt bij de inschatting van de correctiefactor X.

De inschattingen in randnummer 74 van het ontwerpvoorstel (randnummer 104 van voorliggend ontwerpvoorstel 2086/2) zijn gebaseerd op de antwoorden verstrekt aan de Europese Commissie in het kader van het aanmeldingsdossier CRM. De inframarginales rentes worden gehaald uit figuren 4-44 en 6-22 van de Elia-studie van juni 2019. De CREG wijst er wel op dat het gebruik maken van deze figuren niet impliceert dat zij deze resultaten van de Elia studie zou valideren. Bovendien heeft de CREG aan Elia de gedetailleerde resultaten van de inkomsten gevraagd, maar niet verkregen.

47. Tenslotte vraagt Febeliec zich af waarom de *derated* brutokosten van de meeste technologieën significant hoger liggen dan de gevalideerde waarde van 65 Euro/kW/jaar die het Federaal planbureau vooropstelde.

De CREG heeft in randnummer 78, op basis van de reactie van het Federaal Planbureau, gespecificeerd dat de gevalideerde waarde van 65 Euro/kW/jaar betrekking heeft op een open cyclus gasturbine. De door de CREG berekende waarde voor een OCGT komt net iets lager uit, namelijk 62 Euro/kW/jaar, en wijkt niet significant af van de door het Federaal Planbureau ingeschatte waarde.

#### 2.2.2.3.2. Centrica Business Solutions (hierna "CBS")

48. CBS verzet zich tegen het voorstel van de CREG omdat het voorstel tot gevolg zou hebben dat *market response* als beste nieuwkomer technologie op de markt zou worden beschouwd, waardoor deze technologie de absolute *price cap* zal zetten op een niveau dat volgens CBS te laag is.

CBS stelt dat marktresponse, en in het bijzonder vraagzijdebeheer, enkel een sleutelrol vervullen voor het leveren van MW tijdens de laatste uren van de vraagcurve.

CBS betwist verder ook de kosten geassocieerd aan deze technologie (*market response*) die noch het heterogene karakter van deze categorie, noch het feit dat de nog niet-aangesproken MWh duurder zullen zijn dan deze die zich reeds in de markt bevinden.

CBS stelt dat één van volgende voorgestelde wijzigingen worden aangebracht aan het voorstel van de CREG :

- Het verwijderen van *market response* uit de lijst van technologieën die gebruikt worden om de beste nieuwkomer op de markt te bepalen;

OF

- de kostenhypothese wijzigen van het vraagbeheer, teneinde een hogere kost voor het activeren van het vraagbeheer dat momenteel nog niet in de markt zit.

CBS verwijst ook naar een artikel van SIA partners, waar het potentieel van vraagbeheer voor België wordt ingeschat en naar een inschattingen voor Frankrijk.

CBS meent wel dat de correctiefactor X zo beperkt mogelijk moet gehouden worden.

49. De CREG betwist niet dat *market response* een heel gediversifieerde bundeling van technologieën bevat en dat het werken met één enkele kost voor deze categorie een grote vereenvoudiging is.

De CREG apprecieert de constructieve bijdrage van CBS met referentie naar het artikel van SIA Partners, maar kan dit artikel moeilijk evalueren gezien het artikel vrij beknopt is en de achterliggende studie niet beschikbaar is. In ieder geval is een grondige analyse van het potentieel voor de verschillende types *market response* en de geassocieerde kosten noodzakelijk, maar onmogelijk binnen het gegeven tijdsbestek. De CREG stelt daarom voor om verder te werken met de gegevens zoals gepubliceerd in de Elia-studie van juni 2019. Het bepalen van de brutokost van de beste nieuwkomer is een jaarlijks terugkerende oefening en zal in de toekomst niet enkel een langere termijn voor de raadpleging voorzien maar eveneens meer overleg inplannen bij het opstellen van het voorstel.

Het uitsluiten van *market response* uit de lijst van technologieën, lijkt de CREG onaanvaardbaar. De beste nieuwkomer moet immers bepaald kunnen worden op basis van simulaties waarbij marktinkomsten worden ingeschat. De CREG wenst voorafgaand aan deze simulatie *market response* absoluut niet uit te sluiten, gezien een dergelijke uitsluiting een kostenverhogend effect op de CRM kan hebben, wat niet wenselijk is en bovendien strijdig met het laagst-mogelijke-kosten-principe vermeld in de Elektriciteitswet. Verder wenst de CREG te wijzen op artikel 23(6) b van de elektriciteitsverordening dat stelt dat de kost van een nieuwkomer moet berekend worden voor productie en vraagrespon.

Om enigszins rekening te houden met de heterogeniteit inzake kosten voor market respons, stelt de CREG voor om deze onzekerheid te vertalen in een hogere X-factor voor Market Respons, namelijk 2 in plaats van 1,6.

Wat betreft het risico voor de bevoorradingszekerheid bij het behouden van *market response* voor het opstellen van de vraagcurve, wenst de CREG toch te wijzen op de mogelijkheid die in randnummer 106 niet wordt uitgesloten om, indien blijkt dat de beste nieuwkomer technologie onvoldoende potentieel heeft om toe te laten het bevoorradingszekerheids criterium te respecteren, bij de opstelling van de vraagcurve mogelijks rekening te houden met de volgende beste technologie.

#### 2.2.2.3.3. FEBEG

50. FEBEG geeft een aantal hoofdopmerkingen en een aantal detailopmerkingen.

51. Als algemene opmerking benadrukt FEBEG het belang om omzichtig de beste nieuwkomer technologie te kiezen om de vraagcurve te kalibreren. FEBEG wijst op het risico voor de bevoorradingszekerheid indien de beste nieuwkomer technologie niet voldoende potentieel zou hebben. FEBEG vindt het belangrijk dat de *price cap* (op basis van de netto kost en de correctiefactor X) voldoende hoog ingesteld wordt om STEGs en open cyclus eenheden niet uit te sluiten.

52. De CREG heeft het risico voor de bevoorradingszekerheid beperkt via de bepaling in randnummer 106 (zie ook toelichting bij randnummer 49). Wat betreft de opmerking aangaande de hoogte van de *price cap*, wenst de CREG toch te benadrukken dat de organisatie van CRM veiligen, indien noodzakelijk, tot doel heeft een mogelijk risico op bevoorradingszekerheid aan te pakken en dat tegen de laagst mogelijke kost. Vanuit het standpunt van FEBEG begrijpt de CREG natuurlijk deze opmerking om de *price cap* voldoende hoog in te stellen maar wenst toch te stellen dat het CRM niet de bedoeling heeft (of zou mogen hebben) om specifieke technologieën, zoals CCGT en OCGT, te subsidiëren. Het instellen van een zo hoog mogelijke *price cap* gecombineerd met een conservatieve (dus hoge) inschatting van het benodigde volume, is evenwel niet te verenigen met het streven naar de laagst mogelijke kost van het CRM.

53. FEBEG stelt voor om een correctiefactor X van 1,5 aan te nemen, gezien de onzekerheid inzake de referentietechnologie en de kosten van CAPEX, WACC en economische levensduur. FEBEG stipt verder aan dat de CREG de volledige economische levensduur gebruikt terwijl, met de voorgestelde investeringsdrempels, er volgens FEBEG hoogstens steun gedurende 8 jaar met zekerheid verkregen wordt. Een ander belangrijk element volgens FEBEG is de onzekerheid inzake de inkomsten, wat ook zou moeten gereflecteerd worden in de X-factor.

54. De CREG wenst vooreerst te benadrukken dat de X-factor de onzekerheden inzake een stijging van de Net CoNE moet opvangen. Met betrekking tot de onzekerheid inzake de WACC, meent de CREG dat gezien de vrij hoge WACC, deze onzekerheid slechts in één richting, namelijk neerwaarts, bestaat. Er is geen reden om de neerwaartse onzekerheid inzake de WACC, die geen risico op hogere kosten vertegenwoordigt, in rekening te brengen bij de bepaling van de correctiefactor X.

55. Volgens de CREG dient de correctiefactor X enkel om onzekerheden in de berekening van de NetCoNE in rekening te brengen en niet om een verkeerde keuze van referentietechnologie te dekken. Een verkeerde keuze van referentietechnologie, impliceert dat de voorgestelde technologie niet de beste nieuwkomer bevat, en dat bijgevolg de NetCoNE berekening hoger is dan bij de juiste, maar niet in rekening gebrachte, referentietechnologie. De NetCoNE is in dit geval bijgevolg te hoog en er is dus geen aanleiding om de X-factor ook te verhogen.

Het argument van FEBEG dat wijst dat er mogelijks slechts gedurende 8 jaar een ondersteuning verkregen wordt, lijkt de CREG niet van aard om de correctiefactor aan te passen. Indien een investering enkel in aanmerking komt voor een contract van 8 jaar, betekent dit dat de investeringskosten ook beperkt zijn. Verder voorziet het design van het CRM niet dat een eenheid na de achtjarige contractduur niet meer zou mogen deelnemen aan de daarop volgende veilingen. Het verhogen van de X-factor omwille van het feit dat een bepaalde investering mogelijks “slechts” een 8 jarig contract kan bekomen in plaats van een 15 jarig contract, lijkt de CRG daarom niet gerechtvaardigd.

Wat de variabiliteit van de inkomsten betreft, moet voor de X-factor het neerwaarts potentieel beschouwd worden. De CREG heeft de gedetailleerde inkomstenverdeling voor de simulaties in het kader van de Elia-studie van juni 2019 aan Elia gevraagd maar niet verkregen. In ieder geval, moet toch gewezen worden dat bij de discussie over de in aanmerking te nemen inkomsten in het kader van de economische leefbaarheidstest, Elia samen met FEBEG geïjverd heeft om de mediaan (P50) van de inkomsten in rekening te nemen in plaats van de gemiddelde verwachte inkomsten. Ten opzichte van de gemiddelde inkomsten is er inderdaad een onzekerheid, maar ten opzichte van de P50 inkomsten, die vrij dicht bij de P10 inkomsten liggen, is het neerwaarts potentieel uiteraard beperkt. De CREG meent dat ook dit argument geen reden is om de X-factor te verhogen voor de klassieke productietechnologieën (OCGT en CCGT).

56. FEBEG vraagt zich af waarom opslag niet werd hernomen in de lijst van technologieën.

Wat betreft de opslagcapaciteit van pompcentrales is het potentieel voor een nieuwkomer uitgesloten in België, gezien er buiten de 2 bestaande sites Coe en Plate Taille geen andere sites in beschikbaar zijn in België en zeker niet ontwikkeld kunnen worden tegen 2025. Wat batterij-opslag betreft, zijn de kosten momenteel nog te hoog om in aanmerking te kunnen komen als beste nieuwkomer. De CREG sluit evenwel niet uit dat batterij-opslag bij de volgende inschattingen van de brutokost voor een nieuwkomer wel in de lijst wordt opgenomen. De CREG nodigt FEBEG uit om in het kader van toekomstige berekeningen van de brutokost, de relevante kostenparameters met de CREG te delen.

57. Met betrekking tot de opmerking over de kosten maakt FEBEG een reeks opmerkingen dat die hetzij te hoog, hetzij te laag worden ingeschat in de tabel komende uit de Elia studie, maar geeft zelf geen concrete cijfers of voorbeelden, die vanzelfsprekend als vertrouwelijk zouden kunnen worden beschouwd.

Als de organisatie van leden die productiemiddelen beheren, geen concrete onderbouwde cijfers over investeringskosten en operationele kosten wenst of kan voorleggen, dan stelt de CREG zich de vraag hoe zij, die over veel minder informatie beschikt, de grootte van een eventuele aanpassing van deze kosten wel kan bepalen. De CREG wijst er trouwens op dat, in het kader van het voorstel van de investeringsdrempels, zij eveneens de marktspelers heeft uitgenodigd om cijfermateriaal aangaande de kostenparameters te verstrekken. Op deze vraag heeft de CREG geen antwoord ontvangen. Verder verwijst de CREG ook naar de consultatie van Elia over de hypothesen in haar adequacy-studie, waar FEBEG ook de gelegenheid had betere kostenparameters voor te stellen.

Gezien de Elia studie van juni 2019 gebruikt wordt om de nood aan het CRM te motiveren bij de Europese Commissie, ziet de CREG geen reden om, bij het bepalen van aspecten die invloed hebben op de vraagcurve, af te wijken van de waarden gebruikt in deze Elia-studie. Dit betekent geenszins dat de CREG de Elia-studie van juni 2019 valideert, maar de CREG meent wel dat er geen “*cherry picking*” mag gebeuren om soms de studie wel te gebruiken als ze in het voordeel van bepaalde marktactoren werkt en andere data te gebruiken indien de waarden in deze studie iets minder voordeel opleveren.

58. FEBEG beveelt de CREG aan om de gemiddelde waardes voor zowel de CAPEX als de vast O&M kosten in rekening te brengen in plaats van de laagste waardes uit de tabel.

De CREG stelt vast dat FEBEG in het kader van de bepaling van de investeringsdrempels, meent dat de CAPEX-waarden die de CREG in rekening brengt, veel te hoog zijn maar dat in het geval van de bepaling de brutokost voor een nieuwkomer deze te laag worden ingeschat. De CREG begrijpt dat FEBEG de belangen van haar leden verdedigt door te ijveren voor enerzijds een zo hoog mogelijke prijschap en anderzijds zo laag mogelijke investeringsdrempels voor meerjarige contracten. De CREG meent dat hierdoor de vereiste om de kosten van het CRM zo laag mogelijk te houden niet gerespecteerd wordt.

59. FEBEG meent verder ook dat de *derating* factor toegepast op market respons (60%) de bovenste waarde in de vork vertegenwoordigt en stelt voor om 40% te gebruiken als *derating* factor.

De CREG heeft als reductiefactor voor market respons effectief meer dan de gemiddelde waarde van de vork genomen omwille van de redenen uiteengezet in randnummer 96.

60. FEBEG vraagt verder, verwijzend naar het voorstel van koninklijk besluit, of dezelfde correctiefactor X voor zowel de X-as als de Y-as van de CRM-vraagcurve moet worden toegepast.

De CREG is niet betrokken geweest in de opstelling van het voorstel van koninklijk besluit en stelt vast dat er gevraagd wordt om één enkele correctiefactor X voor te stellen. De CREG heeft haar bedenkingen over deze bepaling, gezien de correctiefactor X per definitie verschillend is van de beschouwde technologie, en dat de beste technologie nog moet worden bepaald aan de hand van toekomstige simulaties.

61. FEBEG gaat niet akkoord met het feit dat de CREG stelt dat de neerwaartse variabiliteit van de inkomsten verwaarloosbaar is.

De CREG meent, zoals uiteengezet in randnummer 103, dat het gebruik van de mediaan van de inkomsten (zoals bepaald in het voorstel van koninklijk besluit en in lijn met de Elia -studie van juni 2019), volgens de simulaties van Elia duidelijk dichtbij de P10-waarden liggen. De CREG zou de argumentatie van FEBEG beter kunnen volgen indien de gemiddelde inkomsten in rekening worden gebracht in de simulaties, maar dan zou deze benadering ook moeten gebeuren in de economische leefbaarheidstest van de toereikendheidsstudie, waardoor de ernst van het bevoorradingszekerheidsprobleem drastisch zou verminderen.

62. FEBEG meent dat enkel STEG en open cyclus gasturbines als technologieën zouden moeten weerhouden worden in de beperkte lijst en dat vraagresponsofs zeker niet mag meegenomen worden om de brutokost van een nieuwkomer te bepalen.



De CREG deelt de mening van FEBEG niet en wijst op het feit dat vraagrespons volgens de Elektriciteitsverordening moet in rekening gebracht worden. De methodologie in het voorstel van koninklijk besluit stelt dat de technologie van de beste nieuwkomer moet bepaald worden aan de hand van simulaties en niet ex ante beperkt moet worden tot 2 klassieke technologieën (STEG en OCGT).

#### 2.2.2.3.4. Elia

63. Elia meent dat *market response* zou moeten uitgesloten worden van de lijst van in aanmerking komende technologieën. Op pagina 8 stelt Elia in tabelvorm enkele waarden van marktinkomsten voor (Low, mid en high) om deze te gebruiken in haar verdere argumentatie.

De CREG wenst in herinnering te brengen dat zij per e-mail van 19 juni 2020 alsook tijdens de daaropvolgende skype-meeting op diezelfde dag, de gedetailleerde resultaten voor de inkomsten heeft gevraagd maar niet verkregen. De CREG betreurt het gebrek aan transparantie niet enkel ten opzichte van de CREG maar ook ten opzichte van de marktpelers en stelt vast dat Elia zelf wenst te bepalen welk gedeelte van de informatie kan en mag gebruikt worden voor de inschatting van de NetCoNE en van de onzekerheden. Bij gebreke aan de door de CREG gevraagde informatie, kan de CREG de hypothesen, gebruikt in de analyse van Elia om de "*missing money*" en de maximum prijs van verschillende technologieën te bepalen, niet beoordelen en kan zij bijgevolg ook niet reageren op de resultaten die Elia voorstelt in haar reactie.

Volgens Elia zal *Market response* de maximale prijs (punt B van de vraagcurve) bepalen, waardoor de facto de deelname van andere technologieën zou worden verhinderd. De CREG meent dat indien *market response* voldoende potentieel heeft en mocht blijken, op basis van simulaties die nog moeten gebeuren en een scenario dat nog moet worden vastgelegd, dat *market response* inderdaad de laagste kost netto kost voor een nieuwkomer vertegenwoordigt, dan ziet de CREG geen reden om *market response* momenteel reeds uit te sluiten.

Bovendien wenst de CREG op te merken dat het definiëren van een *price cap*, per definitie, met zich meebrengt dat technologieën die een missing money hebben boven deze *price cap*, de facto geen kans maken om hun missing money werkelijk in te bieden. Indien dit het principe van technologie-neutraliteit schaadt, zoals Elia beweert, dan zou dit impliceren dat technologie-neutraliteit niet kan gecombineerd worden met *price caps*. De vraagcurve dient de "*willingness to pay*" van de verbruikers te vertalen, die vanaf een bepaald prijsniveau zullen verkieszen om minder, of zelfs niet meer, te consumeren.

64. Elia stelt verder dat indien *market response* toch geselecteerd wordt als referentietechnologie, op basis van de parameters voorgesteld door de CREG, de andere technologieën niet zullen kunnen deelnemen aan het CRM.

De CREG wenst te wijzen op het feit dat de parameters voorgesteld door de CREG, gebaseerd zijn op de studie van juni 2019 van Elia.

65. Elia stelt dat het potentieel aan *market response* onvoldoende is om een "*gap*" van 2 à 4 GW op te vullen. Elia stelt bijgevolg dat de voorwaarde vermeld in randnummer 76 van de ontwerpbeslissing 2086 voldaan is en dat market respons bijgevolg uit de lijst van referentietechnologieën geschrapt moet worden in het kader van het opstellen van de vraagcurve.

De CREG meent dat het niet opportuun is om market respons nu reeds te schrappen uit de lijst van referentietechnologieën. De CREG stelt voor dat Elia de simulaties en berekeningen maakt inclusief market respons. Op het moment dat de CREG haar voorstel maakt over de vraagcurve, overeenkomstig artikel 8,§1, van het voorontwerp van koninklijk besluit, dienen de punten A en B van de vraagcurve bepaald te worden en dient dus een keuze gemaakt te worden over de beste nieuwkomer technologie (dus vóór 1 februari 2021).

Naar aanleiding van de reactie van Elia meent de CREG dat indien *market response* niet voldoende potentieel heeft om de bevoorradingszekerheidscriteria te respecteren er, eerst dient nagegaan te worden of levensduurverlengingen van bestaande capaciteit, bovenop *market response*, niet voldoende is om de bevoorradingszekerheid te garanderen alvorens de kost van nieuwe eenheden wordt kan worden gebruikt in de opstelling van de vraagcurve.

66. Met betrekking tot de correctiefactor X, meent Elia dat de door de CREG voorgestelde waarde van 1,1 zeer laag is ten opzichte wat gebruikelijk is in andere landen die een CRM hebben.

Volgens een berekening van Elia moet de Correctiefactor X rekening houden met de mogelijke verschillen van de netCoNE-waarden voor verschillende technologieën. Hierdoor komt Elia op een waarde voor de correctiefactor van 6 (figuur 3 pagina 13).

Zoals Elia zelf aangeeft is een correctiefactor van 6 veel te hoog. Elia herhaalt daarom haar vraag om *market response* uit te sluiten van de lijst van referentietechnologieën. Elia meent dat een correctiefactor X van 1,5 (conclusie pagina 14) in lijn ligt met wat gebruikelijk is in andere landen. Op basis van een eigen berekening (pagina 17-19) stelt Elia een correctiefactor van 1,6 voor.

67. De CREG herhaalt dat de werkwijze, voorgesteld in het koninklijk besluit, per definitie altijd tot discussies kan leiden. Er moet immers een net-CoNE worden ingeschat om tot een correctiefactor X te komen toegepast op de beste nieuwkomer technologie, terwijl de simulaties net tot doel hebben verschillende waarden van netCoNE te berekenen voor verschillende technologieën voor een door de Minister nog te bepalen scenario. Er moet met andere woorden reeds geanticipeerd worden op de resultaten van een momenteel ongekend scenario, alvorens de simulaties aan te vatten.

De CREG merkt op dat met toepassing van een correctiefactor van 6, warmtekrachtkoppeling, volgens de figuur 3 in de reactie van Elia, dus ook uitgesloten wordt om competitief te kunnen deelnemen aan het CRM. De CREG betwijfelt of Elia alle inkomsten voor Warmtekrachtkoppeling (subsidies, inkomsten voor warmte, eventueel vermindering van netkosten) in rekening heeft gebracht bij haar berekening.

De CREG gaat evenwel niet akkoord met de stelling van Elia dat de correctiefactor X moet gedimensioneerd worden om verschillen in netCoNE tussen verschillende technologieën op te vangen. Volgens de CREG moet de correctiefactor enkel de onzekerheden met betrekking tot de netCoNe van de beste nieuwkomer technologie afdekken. De CREG meent dat afhankelijk van welke technologie de beste nieuwkomer is, en op voorwaarde dat deze voldoende potentieel heeft, de correctiefactor dus verschillend kan zijn.

De CREG berekening van de correctiefactor X toonde aan dat, zelfs zonder rekening te houden met de verschillen van netCoNE waarden tussen technologieën, de correctiefactor per technologie sterk kan verschillen. Voor *market response*, waarbij de investeringskosten sterk kunnen verschillen tussen diverse projecten is het logisch een grotere correctiefactor X toe te passen dan voor standaard productietechnologieën zoals STEG en open cyclus gasturbines, die binnen de technologie relatief weinig verschillen in investeringskosten kennen.

De CREG stelt vast dat Elia met een eigen berekening maakt, waarbij de variabiliteit van de inkomsten een grote rol speelt, om tot een correctiefactor X van 1,6 te komen voor haar eigen beperkte lijst van referentietechnologieën (waar *market response* niet in voor komt). De CREG wenst te benadrukken dat zij de gedetailleerde inkomstenverdeling per technologie gevraagd heeft aan Elia en niet verkregen heeft. Door het feit dat Elia, op basis van een aantal waarden van inkomsten, zelf een voorstel formuleert waarvan Elia verwacht dat de CREG het maar moet overnemen, zonder mogelijkheid tot inzage in de gedetailleerde resultaten van deze inkomsten, is voor de CREG onaanvaardbaar. De CREG betreurt deze werkwijze van Elia en wenst haar voorstel niet aan te passen.

### **3. VOORSTEL VAN BEPALING VAN DE BRUTOKOST EN CORRECTIEFACTOR X VOOR NIEUWE TOEGANG**

#### **3.1. VOORAFGAANDE BEMERKINGEN**

68. Rekening houdend met de vastgestelde problemen in hoofdstuk 1, dient de CREG alle nodige voorbehoud te maken met betrekking tot het voorliggende ontwerpvoorstel en de mogelijke vragen inzake de voorstelbevoegdheid van de regulator. Verder zal een gedeelte van de opdracht, namelijk de bepaling van de brutokost van een nieuwkomer, in de komende maanden het voorwerp uitmaken van een Europees goedgekeurde methodologie (goedkeuring voorzien eind september 2020 door ACER), die overeenkomstig de Elektriciteitsverordening ook zal moeten worden toegepast.

69. Bovendien merkt de CREG op dat de brutokost van een nieuwkomer zeer waarschijnlijk een rol zal spelen in de bepaling van het betrouwbaarheids criterium (LoLE = CoNE/VoLL), waarvan de methodologie eveneens door ACER dient goedgekeurd te worden.

#### **3.2. METHODOLOGIE VOOR DE BEPALING VAN DE KOST VOOR NIEUWE TOEGANG**

70. Het voorontwerp van koninklijk besluit stelt in het artikel 10, §4, dat de brutokost van verschillende technologieën bepaald dient te worden met de “in overeenstemming met artikel 27 van Verordening (EU) 2019/943 goedgekeurde methodologie van artikel 23, § 6 van Verordening (EU) 2019/943”. De CREG gaat volledig akkoord met deze benadering.

71. De CREG stelt echter vast dat een ontwerpmethodologie voor de waarde van de verloren belasting, de kosten voor nieuwe toegang en de betrouwbaarheidsnorm pas op 5 mei 2020 ter goedkeuring werd ingediend bij ACER in plaats van op de voorziene datum van 5 januari 2020. De goedkeuring of aanpassing van deze ontwerpmethodologie had bijgevolg tegen 5 augustus 2020 moeten gebeuren. Momenteel wordt de goedkeuring door ACER tegen begin oktober verwacht.

Het is voor de CREG bijgevolg onmogelijk om een voorstel van brutokost voor nieuwe toegang volgens een goedgekeurde Europese methodologie te maken.

72. Het voorontwerp van koninklijk besluit anticipeert echter op het ontbreken van een dergelijke methode op het moment van de berekening en stelt in artikel 10, §4, dat, bij het ontbreken van goedgekeurde Europese methodologie de brutokost van verschillende technologieën zal worden bepaald volgens een alternatieve methodologie bestaande uit twee beschreven stappen (eigen onderlijning) :

*“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;*

*4° de technologieën moeten voldoen aan de CO<sub>2</sub>-emissiegrenswaarden, bedoeld in artikel 22, § 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. “*

Voor de toepassing van deze alternatieve methodologie dient bij de eerste stap voor verschillende technologieën het aantal draaiuren, de kostenparameters en de CO<sub>2</sub>-emissiewaarden te worden ingeschat. In de tweede stap dient vervolgens een gedetailleerde analyse van de kosten over de hele levensduur van de referentie voor elke technologie te worden uitgevoerd. De termijn waarbinnen een voorstel van de CREG wordt gevraagd, laat evenwel niet toe om via een openbare aanbesteding de nodige expertise te contracteren.

Verder stelt artikel 5,§2, van het voorontwerp van koninklijk besluit, dat het voorstel van de CREG moet worden onderworpen aan een openbare raadpleging gedurende minimaal één maand.

Ten slotte stelt de CREG ook vast dat bij de gedetailleerde analyse moet rekening gehouden worden met de reductiefactoren verbonden aan elke technologie, zoals bedoeld in artikel 13.

De CREG moet bijgevolg concluderen dat het maken van een voorstel met volledig respect van de bepalingen in het voorontwerp van koninklijk besluit, en in het bijzonder de raadplegingstermijn van één maand en de toepassing van een alternatieve methodologie met een gedetailleerde analyse van de kosten voor verschillende technologieën over hun hele levensduur, binnen de gevraagde termijn niet realiseerbaar is.

73. De CREG stelt dan ook voor om in afwachting van een goedgekeurde Europese methodologie voor de bepaling van de brutokost van nieuwe toegang overeenkomstig artikel 23(6) van de Elektriciteitsverordening, zich te baseren op bestaande publicaties.

74. Van zodra een methodologie voor de bepaling van de brutokost van nieuwe toegang wordt goedgekeurd door ACER, zal de CREG de nodige acties ondernemen om een nieuw voorstel op te maken overeenkomstig deze goedgekeurde methodologie. De CREG meent dat de waarden van de brutokost voor nieuwe toegang die volgen uit dit toekomstig voorstel ook gebruikt dienen te worden bij de bepaling van de betrouwbaarheidsnorm, opgesteld overeenkomstig artikel 25 van de Elektriciteitsverordening, en bij de bepaling van de parameters van de vraagcurve.

### **3.3. VOORSTEL VAN BRUTOKOST VOOR NIEUWKOMER**

#### **3.3.1. Voorafgaande bemerkingen**

75. Voor de brutokost voor een nieuwkomer werd in het verleden reeds inschattingen gemaakt.

76. In haar studie van september 2017<sup>3</sup> stelt het federaal planbureau dat de kost voor nieuwe toegang in België geschat wordt op 65€/kW/j. Verder stelde het Federaal planbureau dat dit cijfer gevalideerd werd door de sector.

77. De Belgische overheid heeft, in haar antwoord op de vragen van de Europese Commissie gesteld in het kader van de notificatie van een marktbrede CRM voor België, gesteld dat de door het federaal planbureau ingeschatte waarde van 65€/kW/j plausibel en representatief leek in de Belgische context.

78. Gezien hier een enkele waarde van brutokost voor een nieuwkomer van een specifieke technologie, namelijk OCGT, werd voorgesteld, en dat het voorontwerp van koninklijk besluit een brutokost per technologie vereist, kan op deze waarde geen beroep worden gedaan.

79. Voor de berekening van de brutokost van een nieuwkomer (zie sectie 3.3.5) zijn per technologie slechts een aantal parameters nodig, namelijk :

- de initiële kost van de investering;
- de vaste operationele en onderhoudskosten;
- de economische levensduur van de investering;
- de gewogen gemiddelde kost van het kapitaal.

Deze parameters die gebruikt worden bij het bepalen van de brutokost van een nieuwkomer zullen in de volgende secties eerst belicht worden alvorens tot de eigenlijke berekening van de brutokost over te gaan.

#### **3.3.2. Beperkte lijst van in aanmerking komende technologieën**

80. Binnen het beperkte tijdsbestek waarin de CREG gevraagd werd een voorstel te maken, was het niet mogelijk om een uitgebreide analyse te maken van de technologieën. De lijst zou immers een weerspiegeling moeten zijn van de technologieën die de laagste netto kost voor een nieuwkomer hebben. Gezien de nettokost voor de technologieën pas gekend zal zijn na de simulaties, die de transmissienetbeheerder dient uit te voeren, en dit voor een scenario dat wellicht wel al bepaald is maar momenteel nog niet publiek gekend is, heeft de CREG zich beperkt tot de technologieën waarvoor zij over data beschikt om de brutokost ervan te bepalen.

81. Deze lijst bestaat hoofdzakelijk uit fossiele technologieën. Het voorontwerp van koninklijk besluit stelt evenwel als enige doelstelling dat de technologieën moeten voldoen aan de CO<sub>2</sub>-emissiegrenswaarden, bedoeld in artikel 22,§4, van de Elektriciteitsverordening en andere wettelijke grenswaarden. Dit artikel stelt dat technologieën die de emissiegrenswaarden niet respecteren, niet gecontracteerd mogen worden en ook geen betalingen of toezeggingen voor toekomstige betalingen mogen ontvangen in het kader van een capaciteitsmechanisme. Technologieën die deze

---

<sup>3</sup> "Increasing interconnections : to build or not to build, that is (one of) the question(s), September 2017, [https://www.plan.be/uploaded/documents/201709280927450.Addendum\\_CBA.pdf](https://www.plan.be/uploaded/documents/201709280927450.Addendum_CBA.pdf)

emissiegrenswaarden niet respecteren zijn bijgevolg geen in aanmerking komende technologieën. De emissiegrenswaarden zijn :

- 550 g CO<sub>2</sub>/kWh;
- 350 kg CO<sub>2</sub>/kW per jaar.

82. Rekening houdend met de emissiegrenswaarden, stelt de CREG volgende lijst van in aanmerking komende technologieën voor :

- Gesloten cyclus gas-en stoomturbine (CCGT);
- Gasmotoren (*Internal Combustion Gas Engines*);
- Marktrespons;
- Open cyclus gasturbines (OCGT);
- WKK.

83. Tijdens de meetings, in het kader van de voorziene samenwerking met Elia, werden vragen gesteld bij de keuze om marktrespons (onder andere vraagbeheer) op te nemen in deze beperkte lijst van technologieën. De CREG meent evenwel dat marktrespons niet mag uitgesloten worden, gezien artikel 23 (6) van de Elektriciteitsverordening duidelijk vermeld dat de bepaling van de “kosten voor nieuwe toegang” dient te gebeuren voor zowel productie als vraagrespons.

### 3.3.3. Kosten en economische levensduur voor de in aanmerking komende technologieën

84. De CREG stelt voor om zich te baseren op de kosten vermeld in tabel 2-63 (pagina 83) van de Elia-studie van juni 2019. De data uit deze tabel die betrekking hebben op nieuwe capaciteit worden in onderstaande tabel hernomen.

Technologie	CAPEX (Euro/kW)			FOM (Euro/kW/j)			Economische levensduur (j)
	Min	Avg	Max	Min	Avg	Max	duur
Diesel	300	400	500	10	15	20	15
IcGas	400	500	600	10	15	20	15
CCGT	600	750	900	15	20	25	20
OCGT	400	500	600	5	10	15	20
CHP	700	1000	1200	50	60	70	20
MR	10	20	50	5	10	15	10
Storage1h	70	100	130	5	10	15	10
Storage 3h	500	700	1000	5	10	15	10
StorageV2G	130	150	170	5	10	15	10
PS	900	1000	1100	15	20	25	25

In haar studie van juni 2019 heeft Elia de minimumwaarden gebruikt in voor de economische leefbaarheidstest en de gemiddelde waarden voor de berekening van de netto welvaart.

85. De CREG meent dat de maximumwaarden voor CAPEX in bovenstaande tabel, op basis van de huidige beschikbare gegevens, als te hoog moeten worden bestempeld (de CREG maakt hier dus geen evaluatie van deze CAPEX-cijfers op basis van de gegevens die beschikbaar waren bij de opmaak van deze studie in het eerste semester van 2019).

Uit het 2019 GTW Handbook blijkt dat de EPC-kost een (minder performante) CCGT van 450 MW ongeveer 650 USD/kW bedraagt en van een grote 850 MW CCGT ongeveer 600 USD/kW. Rekening houdend met een wisselkoers van USD/EUR = 0.88, komen we tot respectievelijk 575 tot 530 Euro/kW. Bij deze EPC-kost moeten nog alle andere kosten worden toegevoegd (verkrijgen van vergunningen, aankoop terrein, netwerkaansluiting, ...). Een totale kost van 900 Euro/kW lijkt de CREG dan ook extreem hoog. Bovendien bevindt een groot aantal van de aangekondigde investeringsprojecten voor grote CCGT, zich op bestaande sites, waardoor bepaalde kosten (bij voorbeeld voor netaansluiting, aankoop terreinen, waterbehandelings- en koelinstallaties, ...) sterk gereduceerd worden en soms zelfs nul zijn.

Voor OCGT's van 200 tot 400 MW, bedragen de EPC kosten 220 tot 180 USD/kW. Hoewel de overige kosten hier een relatief groter aandeel zullen vertegenwoordigen ten opzichte van CCGT's, zijn ook hier de maximumkosten voor CAPEX in bovenstaande tabel zeer hoog.

Voor warmtekrachtkoppeling lijken zelfs de gemiddelde investeringskosten erg hoog ingeschat. In een studie die de CREG liet uitvoeren door PWC<sup>4</sup> werden de investeringskosten voor WKK, aangesloten op een spanningsniveau van 70 en 150 kV, ingeschat op respectievelijk 673 en 752 Euro/kW/j (ten opzichte van 1000 Euro/kW/j gemiddeld in de Elia-studie). De vaste operationele en onderhoudskosten voor een WKK van 3 MW, aangesloten op 70 kV, liggen wel in lijn met de waarden in de Elia studie.

De CREG stelt dan ook voor om, voor alle technologieën met uitzondering van warmtekrachtkoppeling, de gemiddelde investeringskosten uit de Elia-studie van juni 2019 voor CAPEX in rekening te nemen. Voor wat WKK betreft stelt de CREG voor om een gemiddelde investeringskost van 750 Euro/kW/j inrekening te brengen.

86. Wat de vaste operationele en onderhoudskosten betreft, meent de CREG dat de minimumwaarden voor deze vaste operationele en onderhoudskosten representatief zijn. In haar studie (F)1628<sup>5</sup> ging de CREG voor een gemiddelde bestaande STEG-centrale ook uit van 15 Euro/kW/jaar. De CREG ziet geen reden waarom grote CCGT-eenheden (850 MW) een hogere specifieke vaste operationele en onderhoudskost zou hebben.

De CREG stelt voor om de minimale vaste operationele en onderhoudskosten in rekening te nemen.

87. De economische levensduur heeft een impact op de berekening van de jaarlijkse kost van de investering.

De jaarlijkse kost van de investering (JKI) (in Euro/kW/jaar) wordt berekend met volgende formule :

$$JKI = \frac{WACC}{1 - \frac{1}{(1 + WACC)^n}} \cdot CAPEX$$

Waarbij :

WACC : gewogen gemiddelde kost van kapitaal ( in %) zie infra

CAPEX : Initiële kost van de investering (in Euro/kW)

N : economische levensduur van de investering (in jaren)

---

<sup>4</sup> Studie (F)161027-CDC-1583 van 27 oktober 2016

<sup>5</sup> Studie (F)1628 van 16 november 2017 over de operationele winstgevendheid van de bestaande STEG-centrales in België, [https://www.creg.be/nl/publicaties/studie-\(F\)1628](https://www.creg.be/nl/publicaties/studie-(F)1628)

De CREG stelt voor om de economische levensduur te gebruiken zoals voorgesteld door Elia in haar studie van juni 2019.

88. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de weerhouden kosten en economische levensduur voor de berekening van de brutokost van een nieuwkomer.

Technologie	CAPEX (Euro/kW)	FOM (Euro/kW/j)	Economische levensduur (j)
IcGas	500	10	15
CCGT	750	15	20
OCGT	500	5	20
CHP	750	50	20
Market Response	20	5	10

### 3.3.4. Gewogen gemiddelde kost van kapitaal (WACC)

89. Bij de bepaling van de brutokost van een nieuwkomer speelt de gewogen gemiddelde kost van kapitaal (hierna "WACC") een rol bij de omzetting van investeringskosten (in Euro/kW) naar jaarlijkse kosten over de economische levensduur van deze investering (in Euro/kW/jaar).

90. De nominale WACC wordt bepaald met volgende vereenvoudigde formule :

$$WACC = \left( \frac{EV}{EV + VV} \cdot KEV \right) + \left( \frac{VV}{EV + VV} \cdot KVV \right) \cdot (1 - T)$$

Waarbij :

EV : Eigen vermogen (Euro)

VV: Vreemd Vermogen (Euro)

KEV : Kost Eigen Vermogen (in %)

KVV : Kost Vreemde Vermogen (in %)

T : Vennootschapsbelasting (%)

91. In de Elia-studie van juni 2019 werd de gewogen gemiddelde kost van kapitaal gebruikt van 10% voor investeringen in een *Energy Only Market* (met of zonder strategische reserves) en van 7,5% voor investeringen binnen een kader met verzekerde opbrengstenstromen zoals bij toepassing van een marktbreed CRM.

92. De CREG meent dat de waardes voor de WACC, gebruikt in de Elia-studie van juni 2019, in de huidige economische omstandigheden met een lage risicovrije rente, als hoog kunnen worden beschouwd. Gezien een CRM bovendien inkomsten garandeert, daalt het risico van de investeerder en zou bijgevolg de risicopremie voor eigen vermogen (die samen met de risico-vrije rente deel uitmaakt van de kost van het eigen vermogen) ook moeten dalen.

93. De jaarlijkse kost van de investering (JKI) (in Euro/kW/jaar) wordt berekend met volgende formule :

$$JKI = \frac{WACC}{1 - \frac{1}{(1 + WACC)^n}} \cdot CAPEX$$



94. De CREG stelt voor om een WACC te gebruiken van 7,5% die overeenkomt met de Elia-studie van juni 2019, en die dus coherent is met de toereikendheidsanalyse waarop de overheden zich baseren om de noodzaak aan een CRM in België te rechtvaardigen.

### 3.3.5. Brutokost van een nieuwkomer

95. De brutokost van een nieuwkomer wordt verkregen door de som te maken van de jaarlijkse kost van de investering en de vaste operationele en onderhoudskosten (FOM). Onderstaande tabel geeft het resultaat voor de brutokost van een nieuwkomer voor de beschouwde technologieën en op basis van hoger vermelde parameters.

Technologie	Jaarlijkse kost van de investering (Euro/kW/j)	FOM (Euro/kW/j)	Bruto kost (Euro/kW/j)
IcGas	56.6	10	66.6
CCGT	73.6	15	88.6
OCGT	49.0	5	54.0
CHP	73.6	50	123.6
Market Response	2.9	5	7.9

96. Het voorontwerp van koninklijk besluit vermeldt dat er rekening dient gehouden te worden met de reductiefactoren verbonden aan elke technologie. Het rekening houden met de reductiefactoren, waardoor een brutokost per derated KW wordt bekomen, komt echter niet overeen met de interpretatie van de brutokost voor een nieuwkomer of “*gross CoNE*” die in de literatuur wordt gegeven aan deze term. Teneinde verwarring te vermijden, stelt de CREG hier voor om de term “*derated brutokost van een nieuwkomer*” te gebruiken.

De reductiefactoren voor productietechnologieën kunnen ingeschat worden op basis van de *forced outage rates* die door Elia werden voorgesteld in haar publieke consultatie over scenario’s, sensitiviteiten en gegevens voor de berekening van de parameters van de Y-4-veiling voor de leveringsperiode 2025-2026. Voor *market response* meent de CREG dat de bijdrage van *Market response*, zoals weergegeven in figuur 4-5 van de Elia studie van juni 2019, zou kunnen gebruikt worden voor het bepalen van de reductiefactor (gemiddeld 40%). In haar analyse van de Eliastudie van juni 2019 heeft de CREG evenwel reeds aangegeven dat de hypothesen inzake marktrespons zeer beperkend waren (zie randnummer 125 van de studie F1957). Maar liefst 71% van de marktresponscapaciteit heeft een beperkte energie van 4 uur of minder. De CREG stelt voor om inzake marktrespons dan ook een reductiefactor te gebruiken die hoger ligt dan het gemiddelde van 40%, namelijk 60%. De CREG stelt zich evenwel vragen bij de waardes weergegeven in figuur 4-5 van de Elia-studie (het hernemen van waarden uit de Elia studie impliceert niet dat de CREG deze waarden valideert).

Onderstaande tabel geeft de reductiefactor en de “derated” brutokost per technologie weer.

Technologie	Reductiefactor	Derated Bruto kost (Euro/kW/j)
IcGas	92%	72
CCGT	91%	97
OCGT	88%	62
CHP	94%	132
Market Response	60%	13

### 3.4. VOORSTEL VAN BEPALING VAN DE CORRECTIEFACTOR X

97. De correctiefactor X laat toe de maximumprijs te bepalen voor het aangekochte volume te bepalen.

98. De Elektriciteitsverordening definieert geen dergelijke correctiefactor en voorziet bijgevolg evenmin in een methodologie ter bepaling van deze correctiefactor X.

99. Indien de methodologie voor het opstellen van de vraagcurve beschreven in het voorontwerp van koninklijk besluit dient te worden toegepast, dan is een dergelijke correctiefactor nuttig om de kost van te contracteren capaciteiten in het CRM te beperken.

Het voorontwerp van koninklijk besluit stelt in artikel 5, §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 voorontwerp van koninklijk besluit 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 de 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.

De CREG meent dat de genoemde onzekerheden in verband met de nettokost van een nieuwkomer geëvalueerd dienen te worden op basis van simulaties die de variabiliteit aantonen van de jaarlijkse inframarginale inkomsten op de energiemarkt en de netto inkomsten uit balanceringsdiensten.

100. Gezien het voorontwerp van koninklijk besluit geen duidelijke methodologie beschrijft voor de berekening van de correctiefactor X en dat de onzekerheden waarmee moet rekening gehouden worden pas bepaald kunnen worden aan de hand van simulaties van een scenario dat nog moet bepaald worden, stelt de CREG voor om de correctiefactor te bepalen op basis van een zo goed mogelijk inschatting van de nog niet gekende elementen.

101. 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 volgens het voorontwerp van koninklijk besluit 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, die volgens het voorontwerp van koninklijk besluit moet worden in rekening gebracht, 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 energie markt en uit balanceringsdiensten.

102. Voor de brutokost van een nieuwkomer meent de CREG dat er slechts een beperkte opwaartse variabiliteit bestaat, met uitzondering van de kosten voor *market response*. Zoals door CBS aangehaald, en impliciet ook door anderen respondenten, is *market response* een heel heterogene categorie met verschillende kosten. Voor *market response* wordt een variabiliteit van 100% op de capex kost beschouwd (dus vork van 20 Euro/kW tot 40 Euro/kW). Wat betreft de CAPEX heeft de CREG een vrij conservatieve bepaling van de parameters toegepast, namelijk een hoge WACC, een beperkte economische levensduur en vrij hoge investeringskosten. De CREG meent dat enkel op het vlak van de vaste operationele en onderhoudskosten mogelijks de kosten voor de nieuwkomer iets hoger kunnen uitvallen. De CREG stelt voor om de opwaartse variabiliteit van de brutokost van een nieuwkomer gelijk te stellen aan het verschil tussen de gemiddelde FOM en de minimum FOM.

103. Voor de inkomsten stelt het voorontwerp van koninklijk besluit dat de mediaan van de inkomsten van het referentiescenario moet in rekening gebracht worden. Gezien er maar één scenario voorzien is en dat bovendien de mediaan van de inkomsten in de Elia studie van juni 2019 zeer kort bij de P10 van de inkomsten ligt, meent de CREG dat de neerwaartse variabiliteit van de inkomsten als verwaarloosbaar kan worden bestempeld.

104. Rekening houdend met gemiddelde inkomsten uit de energiemarkt van 35 Euro/kW/j voor een grote CCGT en 1 Euro/kW/j voor een OCGT en inkomsten uit balanceringsdiensten van 3,5 Euro/kW/j voor verbrandingsmotoren (deze inkomsten werden overgenomen uit het antwoord op de vragen van de Europese Commissie in het kader van de aanmelding van het CRM-dossier) bekomen we volgende waarden als inschatting voor de minimum en maximum nettokost van een nieuwkomer. De correctiefactor X is de verhouding tussen de maximum nettokost en de minimum nettokost van een nieuwkomer.

Technologie	Max Net Cone	Min Net Cone	X-factor
IcGas	68.1	63.1	1.1
CCGT	58.6	53.6	1.1
OCGT	58.0	53.0	1.1
CHP	133.6	123.6	1.1
Market Response	15.8	7.9	2.0

105. Bovenstaande tabel toont aan dat de correctiefactor X varieert afhankelijk van de technologie. Gezien de vraagcurve gebaseerd dient te worden op de netto kost 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. Indien de beste nieuwkomer marktrespons zou zijn, dan stelt de CREG een correctiefactor van 2 voor, voor alle andere technologieën 1,1. Indien één enkele correctiefactor momenteel moet bepaald worden (zoals voorzien in het voorontwerp van koninklijk besluit), dan stelt de CREG een correctiefactor van 1,1 voor.

106. Tijdens de meetings, in het kader van de voorziene samenwerking met Elia, werd door Elia gewezen op het feit dat de keuze voor een correctiefactor van 1,1 gecombineerd met de mogelijkheid dat marktrespons mogelijks tot de laagste netto kost aanleiding kan geven, problematisch zou kunnen zijn. De globale *price cap* zou dan immers mogelijks lager kunnen worden dan de netto kost van de fossiele technologieën, waardoor deze laatste geen realistische deelnamekansen hebben in de CRM-veilingen. Verder werd er ook een bezorgdheid geuit met betrekking tot het potentieel van markt respons om de gap op te vullen en dus toe te laten om de betrouwbaarheidsnorm te respecteren.

De CREG meent dat idealiter de technologie met de laagste netto kost dient bepaald te worden binnen het weerhouden scenario, om vervolgens pas een correctiefactor X voor deze technologie te berekenen en toe te passen. Het voorontwerp van koninklijk besluit 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. Wat betreft de keuze van de nettokost voor toepassing in de vraagcurve, lijkt het de

CREG aanvaardbaar, dat indien uit de studie en simulaties van Elia blijkt dat de beste nieuwkomer technologie onvoldoende potentieel heeft om toe te laten het bevoorradingszekerheids criterium te respecteren, bij de opstelling van de vraagcurve rekening zou gehouden worden met de netto kost van de volgende beste technologie.

## 4. CONCLUSIE

107. De CREG heeft in haar berekening een gewogen gemiddelde kost voor het kapitaal (WACC) van 7,5 % gebruikt.

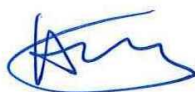
108. De CREG stelt voor de weerhouden technologieën volgende brutokost en *derated* brutokost voor.

Technologie	Bruto kost (Euro/kW/j)	Derated Bruto kost (Euro/kW/j)
Verbrandingsmotoren op gas	66.6	72
CCGT	88.6	97
OCGT	54.0	62
WKK	123.6	132
Market Response	7.9	13

109. De CREG stelt een correctiefactor X voor gelijk aan 1,1.

\*\*\*

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 :**

### **Reacties op raadpleging over ontwerpvoorstel 2086**

- Centrica Business Solutions;
- Elia;
- FEBEG;
- Febeliec.