

Publiek raadplegingsdocument

(PRD)1109/11

24 maart 2022

te weten

Ontwerp van besluit tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteits-transmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2024-2027

VOORAFGAANDE OPMERKING

Alle raadplegingen zijn onderworpen aan de bepalingen van het huishoudelijk reglement van het directiecomité van de CREG. Dit geldt ook voor de behandeling en de bekendmaking van de ontvangen opmerkingen. Het huishoudelijk reglement en de wijzigingen eraan werden respectievelijk gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad van 14 december 2015 en van 12 januari 2017. Meer informatie en de links naar de publicaties vindt u [hier](#).

OVERZICHT

Onderwerp:

De CREG legt haar tariefmethodologie voor de regulatoire periode 2024-2027 vast in een besluit dat aan de netbeheerder wordt overgemaakt zodat hij op basis hiervan zijn tariefvoorstel met betrekking tot de regulatoire periode 2024-2027 kan opstellen.

Onderhavig ontwerp van besluit tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2024-2027, dat werd uitgewerkt na overleg met de netbeheerder, wordt aan een publieke raadpleging onderworpen.

Gelet op de besprekingen die met de netbeheerder hebben plaatsgevonden in het kader van de uitwerking van het ontwerp van besluit dat ter raadpleging wordt voorgelegd, en om een maximale visibiliteit te geven, zowel aan de netbeheerder als aan de marktspelers, worden bepaalde modaliteiten voor de bepaling van de stimulansen, die de CREG in een ontwerpbeslissing zal opnemen, in een nota uiteengezet. Die ontwerpbeslissing zal aan een publieke raadpleging worden onderworpen voor het indienen van het tariefvoorstel 2024-2027. Voormelde modaliteiten zullen slechts in dit ontwerp van beslissing worden opgenomen voor zover de bepalingen van het ontwerp van besluit waarop zij zijn gebaseerd, niet zijn aangepast naar aanleiding van onderhavige publieke raadpleging.

Modaliteiten voor opmerkingen:

1) Raadplegingsperiode:

Deze raadplegingsperiode bedraagt 3 weken en loopt af op 12 mei 2022 om 23.59 CET inbegrepen.

2) Vorm voor indiening van opmerkingen:

Per e-mail aan consult.1109-11@creg.be

In geval de respondent van mening is dat zijn antwoord vertrouwelijke informatie bevat, dient deze informatie nauwkeurig en ondubbelzinnig als vertrouwelijk te worden aangeduid in het antwoord. Tevens dienen in dit antwoord de redenen voor de vertrouwelijkheid alsook het mogelijke nadeel of de mogelijke schade die de respondent meent te kunnen lijden indien toch tot publicatie van de vertrouwelijke informatie zou worden overgegaan, te worden opgegeven. Indien de respondent (andere dan een natuurlijke persoon) een geldige reden meent te hebben om zijn naam niet onthuld te zien, motiveert hij dit in zijn antwoord.

3) Contactpersoon en/of contactgegevens voor inlichtingen:

Brice Libert, +32 2 289 76 11, consult.1109-11@creg.be

Raadplegingsdocument:

- Ontwerp van besluit tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteits-transmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2024-2027

Verwante documenten:

- Nota over de modaliteiten voor het bepalen van de stimulansen tot verbetering van de prestaties van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit in de loop van de regulatoire periode 2024-2027
- Etude de l'introduction d'une prime d'illiquidité dans un modèle de type CAPM (enkel beschikbaar in het Frans)

Ontwerp van besluit

(Z)1109/11
24 maart 2022

Ontwerp van besluit tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteits-transmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2024-2027

Artikel 12, §§ 2, 5, 8 en 9 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING	4
1. WETTELIJK KADER	5
2. ANTECEDENTEN EN PUBLIEKE RAADPLEGING	6
3. UITGANGSPUNTEN VAN DE TARIEFMETHODOLOGIE VOOR DE REGULERING VAN DE BEHEERDER VAN HET ELEKTRICITEITSTRANSMISSIENET	6
3.1. Een stabiele regulering.....	6
3.2. Een regulering die efficiënte investeringen in het net bevordert.....	7
3.3. Een vergoeding voor in het net geïnvesteerde kapitalen die volstaat om de noodzakelijke investeringen binnen de voorziene termijn te bevorderen	7
3.4. Stimulansen ter bevordering van de prestaties van de netbeheerder	8
3.5. Blijvende aandacht voor kostenbeheersing en voor het redelijk karakter van de elementen die in de nettarieven worden opgenomen	8
3.6. Een aangepaste tariefstructuur in functie van de dienstverlening.....	9
4. ARTIKELSGEWIJZE TOELICHTING	9
4.1. Definities en toepassingsgebied.....	9
4.2. Algemene tariefstructuur	9
4.3. Het totaal inkomen te dekken door de tarieven.....	12
4.3.1. Algemeen	12
4.3.2. Noodzakelijke kosten	12
4.3.3. Vergoedingen	14
4.4. Criteria voor de beoordeling van het redelijk karakter van de kosten	24
4.5. Procedure inzake indiening en goedkeuring van transmissietarieven, tarieven voor de openbare dienstverplichtingen, totaal inkomen en de evolutie van de toeslagen	27
4.6. Procedure inzake controle en toepassing van de tarieven	27
4.7. Verantwoording door middel van de boekhouding en de administratieve organisatie	29
4.8. Overgangsbepalingen en slotbepalingen	29
Toelichting bij bijlage 1: rapporteringsmodellen voor gebruik door de netbeheerder	30
Toelichting bij bijlage 2: beschrijving van de diensten en de transmissietarieven	30
Toelichting bij bijlage 3: tariefmethodologie Nemo.....	33
5. TARIEFMETHODOLOGIE	37
5.1. Definities en toepassingsgebied.....	37
5.2. Algemene tariefstructuur	41
5.3. Totaal inkomen te dekken door de tarieven	43
5.3.1. Algemeenheden	43
5.3.2. De noodzakelijke kosten	43

5.3.3. Vergoeding	46
5.4. Criteria voor de beoordeling van het redelijk karakter van de kosten	57
5.5. Procedure inzake indiening en goedkeuring van transmissietarieven, tarieven voor de openbare dienstverplichtingen, totaal inkomen en de evolutie van toeslagen	66
5.6. Procedure inzake controle en toepassing van de tarieven	66
5.7. Verantwoording door middel van de boekhouding en de administratieve organisatie	68
5.8. Overgangsbepalingen en slotbepalingen	69
BIJLAGE 1	71
BIJLAGE 2	72
BIJLAGE 3	77

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) bepaalt hierna haar tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie, overeenkomstig artikel 12 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: de elektriciteitswet) voor de regulatoire periode 2024-2027.

Onderhavige tariefmethodologie heeft als doel het besluit (Z)1109/10¹ van de CREG (hierna: het besluit van 28 juni 2018) te vervangen. Na een raadpleging over een voorontwerp van besluit met de transmissienetbeheerder en na een openbare raadpleging over het ontwerp van besluit dat hieruit voortkwam, zijn de aanpassingen opgenomen in een aangepast ontwerp van besluit. Dit aangepast ontwerp van besluit werd op XXX aan de Kamer van Volksvertegenwoordigers overgemaakt.

Bijgevolg legt de CREG haar tariefmethodologie voor de regulatoire periode 2024-2027 vast in een besluit dat aan de netbeheerder zal worden overgemaakt zodat de netbeheerder op basis van dit besluit zijn tariefvoorstel voor de regulatoire periode 2024-2027 kan opstellen.

Onderhavig besluit bestaat uit vijf delen. Het wettelijk kader wordt in het eerste deel toegelicht. Het tweede deel behandelt de antecedenten. Het derde deel somt de uitgangspunten van de tariefmethodologie op. De artikelsgewijze toelichting wordt in het vierde deel geformuleerd. Het vijfde deel bevat de eigenlijke tariefmethodologie, inclusief de bijlagen. Ten slotte bevat dit besluit ook bijlagen met betrekking tot de rapporteringsmodellen, de beschrijving van de diensten en van de specifieke tariefmethodologie voor het interconnectieproject Nemo. De modaliteiten voor het indienen en behandelen van tariefvoorstellen maken geen deel uit van dit besluit: deze bepalingen worden in een afzonderlijke overeenkomst opgenomen.

Dit ontwerp van besluit werd aangenomen door het directiecomité van de CREG tijdens zijn vergadering van 24 maart 2022.

¹ Besluit (Z)1109/10 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2020-2023, 28 juni 2018
<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1109-10NL.pdf>

1. WETTELIJK KADER

1. Artikel 12, § 2, eerste lid, van de elektriciteitswet bepaalt:

"na gestructureerd, gedocumenteerd en transparant overleg met de netbeheerder, werkt de commissie de tariefmethodologie uit die de netbeheerder moet gebruiken voor het opstellen van diens tariefvoorstel".

2. Artikel 12, § 2, tweede lid van de elektriciteitswet voegt daar aan toe dat de tariefmethodologie onder andere het volgende preciseert:

- de definitie van de kostencategorieën die door de tarieven worden gedekt;
- de regels van de evolutie na verloop van tijd van de kostencategorieën, met inbegrip van de methode voor de bepaling van de parameters die zijn opgenomen in de evolutieformule;
- de regels voor de toewijzing van de kosten aan de categorieën van netgebruikers;
- de algemene tariefstructuur en de tariefcomponenten.

3. De elektriciteitswet bepaalt dat de methodologie moet worden goedgekeurd na overleg met de netbeheerder. De modaliteiten hiervan worden nader omschreven in een *"uitdrukkelijke, transparante en niet-discriminerende"* overeenkomst afgesloten tussen de CREG en de netbeheerder. Bij gebrek aan een dergelijke overeenkomst voorziet de elektriciteitswet een minimale overlegprocedure.

4. Artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet somt de richtsnoeren op die de CREG in acht moet nemen bij de uitwerking van de tariefmethodologie.

5. Artikel 12^{ter} van de elektriciteitswet bepaalt het volgende:

"De commissie motiveert en rechtvaardigt volledig en op omstandige wijze haar tariefbeslissingen, zowel op het vlak van de tariefmethodologieën als op het vlak van de tariefvoorstellen, teneinde de jurisdictionele controle ervan mogelijk te maken. Indien een beslissing op economische of technische overwegingen steunt, maakt de motivering melding van alle elementen die de beslissing rechtvaardigen.

Indien deze beslissingen op een vergelijking steunen, omvat de motivering alle gegevens die in aanmerking werden genomen om deze vergelijking te maken.

Krachtens haar transparantie- en motiveringsplicht publiceert de commissie op haar website de handelingen met individuele of collectieve draagwijdte die werden aangenomen in uitvoering van haar opdrachten krachtens de artikelen 12 tot 12quinquies, alsook iedere gerelateerde voorbereidende handeling, expertiseverslag, commentaar van de geraadpleegde partijen. Bij het verzekeren van deze openbaarheid vrijwaart zij de vertrouwelijkheid van de commercieel gevoelige informatie en/of informatie met een persoonlijk karakter. De commissie stelt hiertoe, na overleg met de betrokken elektriciteitsbedrijven, richtsnoeren op die de informatie aangeven die binnen het toepassingsgebied van de vertrouwelijkheid valt.

De commissie hecht aan haar definitieve handeling een commentaar dat de beslissing om de commentaren van de geconsulteerde partijen al dan niet in aanmerking te nemen rechtvaardigt."

6. Artikel 23, § 2, tweede lid, 14° van de elektriciteitswet bepaalt dat de CREG:

"de tariefbevoegdheden bedoeld in de artikelen 12 tot 12quinquies uitoefent".

2. ANTECEDENTEN EN PUBLIEKE RAADPLEGING

7. In toepassing van de bepalingen van artikel 12, § 2, van de elektriciteitswet heeft de CREG op 22 december 2021 een overeenkomst² afgesloten met de netbeheerder, Elia Transmission Belgium nv. Deze overeenkomst werd op de website van de CREG gepubliceerd.
8. In overeenstemming met artikel 7 van voormelde overeenkomst werd het voorontwerp van besluit onderworpen aan een overleg met de netbeheerder op 18 maart 2022.
9. In overeenstemming met artikel 33, § 4, van het huishoudelijk reglement van de CREG zijn de bepalingen van hoofdstuk 4 over de voorafgaande raadpleging niet van toepassing op beslissingen met betrekking tot de tariefmethodologie.
10. In overeenstemming met artikel 8 van voormelde overeenkomst heeft het directiecomité van de CREG beslist om over het ontwerp van besluit een publieke raadpleging te organiseren. Hierover heeft de CREG een raadplegingsverslag opgesteld.
11. Vervolgens heeft de CREG rekening gehouden met alle pertinente vaststellingen samengevat in voormeld raadplegingsverslag en heeft zij een aangepast ontwerp van besluit opgesteld.
12. Het aangepast ontwerp van besluit werd ter informatie aan de Kamer van Volksvertegenwoordigers overgemaakt op XXX.

3. UITGANGSPUNTEN VAN DE TARIEFMETHODOLOGIE VOOR DE REGULERING VAN DE BEHEERDER VAN HET ELEKTRICITEITSTRANSMISSIENET

3.1. EEN STABIELE REGULERING

13. Artikel 12, § 9, van de elektriciteitswet bepaalt dat de CREG een tariefmethodologie opstelt en haar tariefbevoegdheid uitoefent om aldus "*een stabiele en voorzienbare regulering te bevorderen die bijdraagt tot de goede werking van de vrijgemaakte markt en die de financiële markt in staat stelt om met een redelijke zekerheid de waarde van de netbeheerder te bepalen*". In vergelijking met de tariefmethodologie die van toepassing is tijdens de regulatoire periode 2020-2023 en gelet op de *feedback* die sinds de goedkeuring van die methodologie werd verkregen, evolueren sommige bepalingen die echter niet als revolutionaire aanpassingen kunnen worden beschouwd.

² <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Tarifs/Elia/Methodo24-27/E-2024-2027-AccordProcedureNL.pdf>

3.2. EEN REGULERING DIE EFFICIËNTE INVESTERINGEN IN HET NET BEVORDERT

14. De CREG wenst dat de netbeheerder bijzondere aandacht heeft voor het efficiënt karakter van de toekomstige investeringen: de investeringsprojecten brengen op lange termijn onvermijdelijk belangrijke vaste kosten voor de netgebruikers met zich mee. Daartoe voorziet de huidige methodologie een specifieke rapporteringsprocedure.

15. Hoewel de volgende versie van het tienjarig Ontwikkelingsplan voor investeringen met daarin ook de voorziene investeringen voor de jaren van de volgende regulatoire periode nog niet beschikbaar is (laat staan goedgekeurd), wijzen voorlopige indicatieve cijfers van Elia toch op een aanzienlijke toename van de investeringen tussen de periode 2020-2023 en 2024-2027 zowel voor vervangingsinvesteringen van bestaande infrastructures als voor nieuwe, grootschalige projecten die rechtstreeks verband houden met de energietransitie.

16. De afschrijvingstermijnen van de materiële en immateriële vaste activa blijven afgestemd op de technische levensduur ervan en dus niet op de 'commerciële' gebruiksduur. Vanzelfsprekend moeten voor nieuwe activaklassen ook nieuwe afschrijvingstermijnen worden voorzien: daarbij wordt op de eerste plaats gedacht aan de nodige digitalisering van een aantal componenten van de netinfrastructuur die omwille van de snel evoluerende technologie (en dus niet langer op basis van elektromechanische systemen) afschrijvingstermijnen behoeven die daaraan aangepast zijn. Naast bepaalde componenten van de *offshore* infrastructuur van het *Modular Offshore Grid I* (MOG I), waarvan de afschrijvingstermijnen reeds begin 2018 werden aangepast, vormen de nieuwe HVDC-technologieën een andere activaklasse waarvoor een afschrijving op kortere termijn verantwoord is.

3.3. EEN VERGOEDING VOOR IN HET NET GEÏNVESTEERDE KAPITALEN DIE VOLSTAAT OM DE NOODZAKELIJKE INVESTERINGEN BINNEN DE VOORZIENE TERMIJN TE BEVORDEREN

17. Als vergoeding van het **eigen vermogen** dat gebruikt wordt voor de financiering van het gereguleerd actief wordt aan de netbeheerder een billijke winstmarge toegekend. Zij wordt berekend door een rendementspercentage te vermenigvuldigen met de waarde van de gereguleerde activa (RAB).

18. Het rendementspercentage wordt berekend op basis van het *Capital Asset Pricing Model* (CAPM): dit financiële model houdt op een specifieke en objectieve manier rekening met de relatie tussen het rendement dat een belegger verwacht enerzijds en het niveau van het risico van een belegging in de aandelen van de netbeheerder anderzijds. Dit rendementspercentage leidt tot een netto vergoeding, na aftrek van de werkelijk verschuldigde vennootschapsbelasting.

19. Het rendementspercentage *stricto sensu* geldt in principe voor de volledige portfolio van de activa (de RAB) en wordt dus niet op projectbasis aangepast. Voor individuele investeringsprojecten, zoals de *Modular Offshore Grids* (MOG), waarvan het risicoprofiel groter werd geacht dan bij traditionele investeringen zijn echter specifieke vergoedingselementen mogelijk.

20. Als vergoeding voor het **vreemd vermogen** blijft de recuperatie van financiële kosten via de nettarieven gewaarborgd door middel van het principe van de *embedded financial costs*.

3.4. STIMULANSEN TER BEVORDERING VAN DE PRESTATIES VAN DE NETBEHEERDER

21. Met de omzetting van het Derde Energiepakket heeft de wetgever in het artikel 23, § 1, tweede lid, 6°, van de elektriciteitswet, aan de CREG opgedragen om de nodige, prestatie verhogende stimulansen te voorzien.

22. De CREG beschouwt deze als stimulansen die samenhangen met het niveau van de kwaliteit van de dienstverlening (in brede zin) door de netbeheerder.

23. Dit systeem van stimulansen moedigt de netbeheerder aan om:

- de marktintegratie en de bevoorradingszekerheid te bevorderen;
- voldoende onderzoek en ontwikkeling te doen dat noodzakelijk is voor zijn activiteiten;
- het systeemevenwicht te verbeteren ;
- de kwaliteit van zijn dienstverlening aan de netgebruikers en de marktactoren te verbeteren;
- de continuïteit van de bevoorrading te verbeteren.

3.5. BLIJVENDE AANDACHT VOOR KOSTENBEHEERSING EN VOOR HET REDELIJK KARAKTER VAN DE ELEMENTEN DIE IN DE NETTARIEVEN WORDEN OPGENOMEN

24. De beoordeling van het redelijk/noodzakelijk karakter van de kosten opgenomen in de nettarieven maakte aan het begin van de regulering door de CREG een sterke daling van de nettarieven mogelijk. De grote investeringsprojecten die de laatste jaren werden uitgevoerd, hebben onvermijdelijk een opwaartse druk veroorzaakt op de kosten van de netbeheerder. Om de stijging van de tarieven te beperken, blijft de CREG daarom voorzien in verdere prikkels tot verdere kostenbeheersing.

25. De tariefmethodologie voorziet nog steeds drie kostencategorieën, namelijk:

- 1) de niet-beheersbare kosten (en kostenverminderingen) waarover de netbeheerder weinig tot geen controle heeft, onderworpen aan een integrale *pass-through*;
- 2) de beheersbare kosten (en kostenverminderingen) waarover de netbeheerder een aanzienlijke controle heeft, onderworpen aan een partiële *pass-through*;
- 3) de beïnvloedbare kosten (en kostenverminderingen) waarover de netbeheerder een beperkte invloed heeft, onderworpen aan een partiële *pass-through* die beperkter is dan de beheersbare kosten.

26. Gelet op het feit dat de OPEX in een netwerksector gedeeltelijk worden bepaald door de CAPEX die in de loop van een regulatoire periode sterk evolueren, moet de netbeheerder vier jaarlijkse budgetten voor de OPEX indienen. Het tariefvoorstel moet een duidelijke en overtuigende verantwoording bevatten voor de OPEX en dat ten opzichte van de realiteit waargenomen in het laatste gekende exploitatiejaar. Anderzijds kunnen deze jaarlijkse budgetten onderhevig zijn aan *ex post* correcties om rekening te houden met de werkelijke CAPEX.

3.6. EEN AANGEPASTE TARIEFSTRUCTUUR IN FUNCTIE VAN DE DIENSTVERLENING

27. Om de transparantie te verhogen en om discussies te vermijden over de vraag wie een bepaald nettatarief moet betalen, wordt het tarief uitgedrukt als de vergoeding voor een goed omschreven en geleverde dienst aan een netgebruiker.

4. ARTIKELSGEWIJZE TOELICHTING

4.1. DEFINITIES EN TOEPASSINGSGBIED

Art. 1

Dit artikel voorziet dat de definities in artikel 2 van de elektriciteitswet eveneens van toepassing zijn op de tariefmethodologie.

Art. 2

In dit artikel definieert de CREG een aantal begrippen die in de tariefmethodologie worden gebruikt.

Art. 3

In het eerste lid van dit artikel wordt het toepassingsgebied van de tariefmethodologie gedefinieerd. Voor het transmissienet voor elektriciteit en voor de netten met een transmissiefunctie is de methodologie in principe voor één onderneming van toepassing, nl. Elia Transmission Belgium NV, die op federaal niveau werd aangesteld als beheerder van het transmissienet. Dezelfde onderneming beschikt ook over de nodige vergunningen van de drie gewesten om de elektriciteitsnetten met een spanning tussen 30 kV en 70 kV te beheren. Alle elektriciteitsnetten die zij beheert, hebben daarom een transmissiefunctie.

Wat betreft de tariefmethodologie toegepast door één beheerder van een gesloten industrieel net, kan de CREG op verzoek van een gebruiker van een gesloten industrieel net de tarieven en de berekeningsmethodes ervan nakijken, en vervolgens goed- of afkeuren. In tegenstelling tot de gesloten industriële netten voor aardgas waar de bevoegdheid integraal is toegewezen aan de Gewesten, blijft de federale bevoegdheid van kracht voor de gesloten industriële netten die uitgbaat worden op een spanningsniveau hoger of gelijk aan 70 kV.

4.2. ALGEMENE TARIEFSTRUCTUUR

Art. 4

Dit artikel bevat de basisbepalingen in verband met de tariefstructuur:

- 1) de tarieven zijn de bedragen die aan de netbeheerder verschuldigd zijn voor zijn recurrente dienstverlening. Een tarief veronderstelt dus een zekere standaardisatie van de dienstverlening en een zekere regelmaat;
- 2) er bestaat een belangrijk onderscheid tussen de transmissietarieven die betrekking hebben op de gereguleerde activiteiten van de netbeheerder enerzijds (cfr. artikel 8 van

de elektriciteitswet) en de tarieven voor de uitvoering van de openbare dienstverplichtingen opgelegd aan de netbeheerder anderszinds;

- 3) met toepassing van het richtsnoer bedoeld in artikel 12, § 5, 12°, van de elektriciteitswet, worden de toeslagen en andere heffingen enkel aan de algemene tariefstructuur 'toegevoegd'.

Het onderscheid tussen de transmissietarieven en de tarieven voor de uitvoering van openbare dienstverplichtingen en de toeslagen komt ook tot uiting in de financiële rapportering van de netbeheerder: enkel de verrichtingen die verband houden met de transmissietarieven maken deel uit van de resultatenrekening.

Vanzelfsprekend heeft de tariefmethodologie enkel betrekking op de in België gereuleerde activiteiten van de netbeheerder.

De tarieven worden weliswaar voor een volledige regulatoire periode goedgekeurd, maar zij kunnen elk jaar verschillen. Dergelijke werkwijze draagt bij tot een meer geleidelijke overgang naar de tarieven van een volgende regulatoire periode en vergemakkelijkt de financiële opvolging en rapportering van de netbeheerder.

Er wordt bepaald dat de tarieven, geheel of gedeeltelijk, de energie-efficiëntie en de diversifiëring moeten bevorderen van de flexibel inzetbare middelen waarover de beheerder beschikt. De evolutie van de afnameprofielen in het elektrisch systeem maakt een verhoging van de tarifiering op basis van het vermogen noodzakelijk. Deze evolutie moet niet alleen bijdragen tot het naleven van de principes over de kostenrecuperatie en de kostenreflectiviteit, maar tevens tot de veiligheid van de uitbating van het elektrisch systeem. De toewijzing van kosten aan vermogensgerichte tarieven en in het bijzonder aan een tarief op basis van de jaarlijkse piek is een middel om dit te bereiken.

De transmissietarieven moeten ook een rationeler energiegebruik bevorderen, gelet op artikel 12, § 5, 7° van de elektriciteitswet. In dit opzicht wordt in bijlage 2 bepaald dat de transmissietarieven die betrekking hebben op afgenomen en/of geïnjecteerde energie een dynamische component mogen bevatten in functie van de elektriciteitsprijs.

Bij toepassing van artikel 12, § 5, 27° van de elektriciteitswet heeft de CREG een apart tariefregime vastgesteld om de opslag van elektriciteit aan te moedigen. De installaties voor elektriciteitsopslag die in aanmerking komen om van dit apart tariefregime te genieten, zijn degene die waarvan de injecties en afnames niet het voorwerp zijn, wat betreft de facturering van de transmissietarieven, van "*netting*" met de injecties en/of afnames van een andere netgebruiker zoals een industriële gebruiker en/of een productie-eenheid. Zoals de CREG aantoonde in deel VI.1.1.3 van haar studie 1412³, ondergaat de rentabiliteit van de opslaginstallaties die aangesloten zijn achter de meter van een gebruiker met een voldoende verbruik, veel minder de impact van de facturering van transmissietarieven in vergelijking met een installatie voor elektriciteitsopslag die rechtstreeks is aangesloten op het transmissienet. In vergelijking met een rechtstreekse aansluiting op het transmissienet kan een batterij met een rendement van 90 %, indien ze is aangesloten achter de meter van een gebruiker met een voldoende verbruik, de variabele kosten die verband houden met zijn afname door een factor van 10 delen en de variabele kosten in verband met zijn injecties volledig wegwerken.

0

De tariefstructuur is gefocust op de dienstverlening van de netbeheerder aan de markspelers die het transmissienet gebruiken.

³ CREG, studie (F)150423-CDC-1412 over de rentabiliteit van elektriciteitsopslag in België, 23 april 2015.

Door het verband te verduidelijken tussen de diensten verleend aan de marktactoren die gebruik maken van het transmissienet en de tariefcomponenten, kadert de tariefstructuur in de geest van de richtsnoeren 6°, 7° en 20° bedoeld in artikel 12, §5 van de elektriciteitswet. Tegelijkertijd streeft ze ernaar een aantal doelstellingen te verenigen, nl.:

- 1) een transparantere toewijzing van de kosten;
- 2) de vereenvoudiging van de tariefstructuur;
- 3) het harmoniseren van een groot aantal van de verschillende werkwijzen die tot nog toe golden voor de verschillende marktactoren die gebruik maken van het transmissienet;
- 4) het bevorderen van het rationeel gebruik van de energie en van de infrastructuur;
- 5) de netbeheerder aanmoedigen om de prestaties te verbeteren, de marktintegratie en de bevoorradingszekerheid te bevorderen en het onderzoek en de ontwikkeling nodig voor deze activiteiten uit te voeren;
- 6) meer duidelijkheid in de behandeling door de CREG van de toeslagen en de openbare dienstverplichtingen opgelegd aan de netbeheerder.

Om de tekst van dit luik van de tariefmethodologie niet te overladen, zijn de gedetailleerde beschrijvingen van de diensten en de tariefcomponenten opgenomen in bijlage 2. De verantwoording van de elementen van die bijlage is hierna opgenomen in een specifiek hoofdstuk.

Art. 6

Aangaande de openbare dienstverplichtingen (ODV) maakt de tariefstructuur een onderscheid tussen de ODV waarvan de netto kosten, ten gevolge van een beslissing van de bevoegde overheid, worden gecompenseerd door een toeslag of een ander type specifieke heffing enerzijds, en de ODV waarvoor geen specifiek compensatiemechanisme werd voorzien anderzijds.

Voor deze laatste worden de netto kosten verbonden aan de uitvoering ervan, die inclusief de administratieve, uitvoerings- en financiële kosten zijn, vergoed door tarieven voor de openbare dienstverplichtingen waarvoor de CREG beschikt over eenzelfde bevoegdheid als die voor de andere tarieven: in overeenstemming met artikel 12, § 5, 11° van de elektriciteitswet worden deze netto kosten immers *“verrekend in de tarieven”*.

Aangezien de ODV niet door de CREG worden opgelegd, maar door een andere bevoegde overheid, is de CREG van oordeel dat de bevoegde overheid die de ODV heeft opgelegd, ook de aanduiding zou moeten geven van de actoren die de tarieflast ervan zouden moeten dragen en of er bijzondere toepassingsmodaliteiten moeten gevolgd worden (bijvoorbeeld vrijstellingen of degressieve stelsels). Bij gebrek daaraan lijkt het de CREG zo dat de netbeheerder de meest gangbare mechanismen van toeslagen *stricto sensu* moet voorstellen en/of hanteren, nl. de algehele toewijzing van de kost van de ODV op basis van de netto afgenomen energie.

Art. 7

Artikel 7 gaat over de toeslagen en andere heffingen die, in overeenstemming met artikel 12, § 5, 12° van de elektriciteitswet, worden *“toegevoegd aan de tarieven”* en waarvoor de CREG enkel controleert of de toepasselijke wettelijke en reglementaire bepalingen werden nageleefd.

De toeslagen en andere heffingen bedoeld in artikel 7 mogen uitsluitend worden doorberekend aan de netgebruikers (in voorkomend geval de toegangshouders) van het (federale of gewestelijke) grondgebied van de bevoegde openbare overheid die het initiatief ervoor heeft genomen.

4.3. HET TOTAAL INKOMEN TE DEKKEN DOOR DE TARIEVEN

4.3.1. Algemeen

Art. 8

Dit artikel definieert de twee onderdelen van het totaal inkomen dat nodig is voor de uitvoering van de in België gereguleerde activiteiten en dat in zijn geheel door gereguleerde transmissietarieven moet worden gedekt: het betreft enerzijds het geheel van de kosten en kostenverminderingen van de netbeheerder die voor die activiteiten noodzakelijk zijn en anderzijds het geheel van vergoedingen toegekend aan de netbeheerder.

4.3.2. Noodzakelijke kosten

Art. 9

Dit artikel bepaalt dat enkel de noodzakelijke kosten die de CREG niet als onredelijk beschouwt, gedekt mogen worden door de tarieven. In die optiek wordt verwezen naar punt 5.4 *infra* waarin de concrete criteria worden vermeld.

Art. 10

Het tweede richtsnoer van artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet bepaalt dat de tariefmethodologie moet toelaten om op een efficiënte manier alle kosten te dekken die noodzakelijk zijn voor de uitvoering van de wettelijke of reglementaire verplichtingen die aan de netbeheerder worden opgelegd. Daarom somt dit artikel de verschillende relevante kosten en kostenverminderingen op en splitst deze op in drie verschillende categorieën op basis van de mate van controle die de netbeheerder erover heeft:

- 1) de niet-beheersbare kosten waarop de netbeheerder geen of weinig controle heeft;
- 2) de beheersbare kosten waarop de netbeheerder een aanzienlijke controle heeft;
- 3) de beïnvloedbare kosten waarop de netbeheerder een beperkte invloed heeft.

Er is een aantal wijzigingen aangebracht met als doel:

- de tekst leesbaarder te maken (nieuwe nummering voor de verschillende kostenelementen);
- sommige kosten duidelijker te definiëren (1), 2), 6), 22));
- nieuwe kostencategorieën en de behandeling daarvan te creëren.

Wat betreft de herkwalificatie van de kosten van CORESO en JAO als niet-beheersbare kosten heeft de netbeheerder aangetoond dat deze kosten, als gevolg van hun toenemend belang en de integratie op Europees niveau, onderhevig zijn aan grote schommelingen waarover de netbeheerder geen controle heeft.

Wat betreft de meer- en minderwaarden moet er een onderscheid worden gemaakt tussen verschillende scenario's :

- a) transactie na overdracht onder bezwarende titel:
 - de verkoop van vlottende activa (auto's, kleine uitrustingen) (of eventueel de verkoop van schroot): meer- of minderwaarden worden als beheersbare elementen beschouwd;
 - de verkoop van vaste activa (verkoop van een transformator aan een klant, terreinen enz.): de meer- of minderwaarden worden als beheersbare elementen beschouwd;
 - de verkoop van activa (huis/terrein/andere activa ...) die zijn aangekocht in het kader van een compensatiepolitiek: de meer- of minderwaarden worden als niet-beheersbare elementen beschouwd.
- b) transactie met recuperatie van verzekeringen:
 - meer- en minderwaarden en de verkoop van schroot worden in aanmerking genomen bij de afrekening en behandeld op de wijze zoals bepaald in de methodologie (zie artikel 10 17) en 21));
 - het saldo van de recuperaties van verzekeringen die de totale kosten van de betrokken schade overtreffen, wordt als beheersbaar beschouwd.

De kosten van sloop en ontmanteling van activa zijn beheersbare kosten:

- de minderwaarden op de ontmantelde activa zijn niet beheersbaar
- voor de verkoop van schroot:
 - indien (historische) netto boekwaarde > 0: de verkoop van schroot is een niet-beheersbaar element (zelfs indien de opbrengsten hoger zijn dan de historische netto boekwaarde);
 - indien (historische) netto boekwaarde = 0: de verkoop van schroot is een beheersbaar element.

De CREG heeft vastgesteld dat industriële klanten in het kader van hun leveringscontract de timing van de keuze van de clicks⁴ goed optimaliseren. Aangezien het aantal veilingen dat de netbeheerder organiseert, alsook de timing ervan een belangrijke impact kunnen hebben op de gecontracteerde eenheidsprijs, en rekening houdend met de grondige kennis over de elektriciteitsmarkt die de netbeheerder heeft, zullen de kosten die verband houden met de aankoop van energieblokken 'Calendar' en in de winterkwartalen uitgevoerd op lange termijn, om de netverliezen te compenseren, als beïnvloedbare kosten worden beschouwd. De andere energieaankopen ter compensatie van de netverliezen zijn niet-beheersbare kosten.

De opbrengst uit geactiveerde productie wordt nog steeds als een niet-beheersbare opbrengst beschouwd. Door de integrale opname van alle personeelskosten als beheersbare kosten te beschouwen (en de interne activeringen als niet-beheersbaar te beschouwen) wil de CREG:

- de gevraagde personeelskosten als één geheel beschouwen en opvolgen;

⁴ CREG, Studie over de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten in België in 2016, p.9
Te raadplegen op: <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1694NL.pdf>

- de tarifaire impact van deze operatie neutraliseren omdat de afschrijvingen die verband houden met deze activering als niet-beheersbare kosten worden beschouwd;
- het toekennen van efficiëntiewinsten niet laten afhangen van een ondernemingsbeleid inzake al dan niet activeren.

Art. 11

Dit artikel bepaalt dat de netbeheerder de kostprijs per aangeboden dienst op een zo laag mogelijk niveau handhaaft door te zorgen voor een optimale beheersing van de factoren die deze kostprijs bepalen. Dit betreft een middelenverbintenis voor de netbeheerder.

Art. 12

In overeenstemming met richtsnoer 19° omvat in artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet bepaalt dit artikel dat kruissubsidiëring tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten niet is toegestaan.

4.3.3. Vergoedingen

4.3.3.1. Algemene principes

Art. 13

Dit artikel bevat het overzicht van de vergoedingen die aan de netbeheerder kunnen worden toegekend. Naast de billijke marge die de 'normale' vergoeding vormt voor de in de netten geïnvesteerde kapitalen, kunnen ook een aantal stimulansen worden toegekend. Dat laatste gebeurt in uitvoering van het richtsnoer 20° omvat onder artikel 12, § 5, van de elektriciteitswet.

4.3.3.2. Billijke marge op de in het net geïnvesteerde kapitalen

Art. 14

Deze bepaling kadert in de geest van richtsnoer 9° omvat in artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet, dat bepaalt dat de normale vergoeding van in de gereguleerde activa geïnvesteerde kapitalen de netbeheerder in staat moet stellen om de noodzakelijke investeringen voor de uitoefening van zijn opdrachten te verwezenlijken.

De billijke marge vormt, zoals voorheen, de normale vergoeding voor de in het net geïnvesteerde kapitalen. Dat laatste begrip vormt een rode draad doorheen de opeenvolgende versies van de elektriciteitswet.

Sinds de start van de regulering heeft de regulator het begrip 'geïnvesteerd kapitaal' opgevat als het financiële begrip *Invested capital* en de marge die op deze basis moet worden toegekend als een *return on capital*.

Met dat begrip werden en worden nog steeds alle middelen bedoeld die de netbeheerder moet investeren om zijn gereguleerde activiteiten op een efficiënte wijze te kunnen uitvoeren en om de optimale ontwikkeling van het net mogelijk te maken.

In een onderneming *in going concern* hebben niet enkel de vaste activa een permanent karakter: de elementen van het bedrijfskapitaal (activa en passiva) krijgen een 'blijvend' karakter en worden bedrijfseconomisch als een element van de RAB beschouwd.

De in het net geïnvesteerde kapitalen bestaan daarom uit de som van de waarde van de gereguleerde vaste activa en een bijzondere vorm van het bedrijfskapitaal, nl. de ‘behoefte aan bedrijfskapitaal’ [zie verder onder artikel 15]. De billijke marge komt wordt berekend door het toepassen van een rendementspercentage op de in het net geïnvesteerde kapitalen.

4.3.3.2.1. *Het gereguleerd actief*

Art. 15

In overeenstemming met het gebruikelijke concept van *Invested Capital* zijn de kapitalen die in het net worden geïnvesteerd nog steeds gebaseerd op de waarderingen die in 2000 werden uitgevoerd door drie revisorenkantoren op vraag van de toenmalige regering. Deze hadden betrekking op de economische waarde van de materiële vaste activa van de netbeheerder enerzijds en op zijn berekende behoefte aan bedrijfskapitaal anderzijds. De waarderingsoverdracht van de hiervoor genoemde revisoren hield enkel rekening met de materiële vaste activa van de bedrijfstak ‘transmissie’ die in Elia werd gebracht.

Het tweede lid van § 1 houdt in dat er bij de overdracht tussen netbeheerders van bestaande activa geen meerwaarde kan worden gecreëerd.

Sinds de initiële bepaling van de waarde van de geïnvesteerde kapitalen evolueert het bedrag ervan in de tijd door een aantal elementen. Die ontwikkelingsregels zijn opgenomen in § 2.

Om ervoor te zorgen dat de meerwaarde die begrepen is in de RAB stelselmatig en wel degelijk in de loop van de volgende jaren vermindert, voorziet de tariefmethodologie sinds 2020 dat het bedrag van de meerwaarde begrepen in de RAB niet langer evolueert in functie van het ritme van de buitendienststellingen: zij vermindert jaarlijks met een vast bedrag. Op die manier wordt de netbeheerder er niet langer toe aangezet om zijn buitendienststellingen te beperken, wat in het verleden het geval was.

De CREG behoudt de afschrijvingstermijnen zoals voorzien in de vorige tariefmethodologie. Deze termijnen zijn gebaseerd op het revisorenverslag bij de inbreng en de verkoop van de activa bij de oprichting van Elia. Om een consistent beleid te blijven voeren in de waardering van activa, verkiest de CREG hier geen veranderingen aan te brengen.

Enkel nieuwe activaklassen worden ingevoerd.

De CREG beschouwt de afschrijvingen als redelijk enkel indien de afschrijvingstermijn op de technische levensduur van de activa is afgestemd. De CREG stelt echter ook vast dat nieuwe materiële activa moeten kunnen worden toegevoegd conform de bevoegdheden en de investeringen van Elia.

Wat de ‘behoefte aan bedrijfskapitaal’ betreft: de rentedragende schulden maken geen deel uit van de behoefte aan bedrijfskapitaal. Wat de definitie van de operationeel noodzakelijke geldmiddelen betreft: de CREG behoudt de beperking ervan tot 2% van de gereguleerde omzet.

Bij wijze van uitzondering worden de kapitalen die geïnvesteerd worden in een *offshore* interconnector in de zin van artikel 2, 5, 5° van de elektriciteitswet, vergoed op basis van een specifiek tarifair regulatorisch stelsel dat in samenspraak met een andere nationale regulerende instantie werd bepaald en dat in bijlage 3 is opgenomen. Zodoende maakt de waarde van de activa die zich in het kader van deze interconnector in de handen van de netbeheerder bevinden, geen deel uit van de waarde van het gereguleerde actief (RAB). De vergoeding die voortvloeit uit een specifiek tarifair regulatorisch stelsel wordt toegevoegd aan de vergoeding van de “normale” in het net geïnvesteerde kapitalen.

4.3.3.2.2. *Het rendementspercentage*

Art. 16

In overeenstemming met de elektriciteitswet, beoogt de CREG een billijke vergoeding voor in het net geïnvesteerde kapitalen die marktconform is en die daarenboven concreet rekening houdt met het werkelijk risico gedragen door de investeerders.

Wat het eigen vermogen betreft, beantwoordt het zogenaamde *Capital Asset Pricing Model* (hierna: CAPM) aan die kenmerken. Dit financiële model houdt specifiek, en op een objectieve manier, rekening met de relatie tussen het rendement verwacht door een investeerder enerzijds en met het risiconiveau van een belegging in de aandelen van de netbeheerder. Op basis van de CAPM is de vergoeding voor het deel van het eigen vermogen dat dient om het in het net geïnvesteerde kapitaal te financieren aldus gelijk aan een risicoloze rentevoet (zie artikel 17, § 1) plus de marktrisicopremie (zie artikel 17, § 3), vermenigvuldigd met de relevante bèta-parameter voor de betrokken netbeheerder (zie artikel 17, § 4). Tot slot, als gevolg van een grondige analyse van de specifieke risico's, vergoedt een risicopremie het hogere risicoprofiel van de *Modular Offshore Grids* tijdens de fasen van ontwikkeling en constructie.

Wat de kost van het vreemd vermogen betreft, heeft de CREG sinds het begin van de tariefregulering geopteerd voor het systeem van *embedded debt*: de financiële kosten worden beschouwd als niet-beheersbare kosten die via de nettarieven kunnen worden gerecupereerd. Hierdoor moet voor de financiering van de RAB nog maar één enkele vergoeding voorzien worden in de berekening van het rendementspercentage, nl. voor het gedeelte 'eigen vermogen'.

Art. 17

In onderhavig artikel onderzoekt de CREG de drie componenten van het CAPM meer in detail. We benadrukken dat bepaalde keuzes voor één bepaalde parameter een impact hebben op de keuze van een andere parameter: zo vereist het gebruik van een risicopremie voor een bepaalde geografische markt de berekening van de Bèta parameter in functie van de evolutie van de return op dezelfde geografische markt terwijl het gebruik van een risicovrije rente met een bepaalde maturiteit het gebruik van een risicopremie van de markt vereist die berekend wordt in functie van de risicovrije rentevoet met diezelfde maturiteit. *De facto*, om verdere beoordelingsfouten te vermijden, moet de stellingname van de CREG ten aanzien van één bepaalde parameter telkens beoordeeld worden tegen de achtergrond van de stellingname van de CREG over de twee andere parameters.

De CREG benadrukt dat zij, in het kader van de uitwerking van onderhavige tariefmethodologie 2024-2027, opnieuw heeft beoordeeld of het behoud van een liquiditeitspremie in het kader van de toepassing van de CAPM gegrond is. Een studie die de CREG heeft besteld bij 3 universiteitsprofessoren⁵ komt tot het besluit dat de toepassing van een liquiditeitspremie niet meer gerechtvaardigd was voor de netbeheerder. Hierdoor zal vanaf 1 januari 2024 geen enkele liquiditeitspremie meer worden toegepast voor de netbeheerder.

§ 1. Deze bepaling definieert de berekeningsmodaliteiten voor de risicovrije rente.

De risicovrije rente gebruikt in het CAPM is het rendement van een actief dat het ontbreken van het risico op nalatigheid van de schuldenaar, evenals het ontbreken van een liquiditeitsrisico moet weerspiegelen, met andere woorden de mogelijkheid om op elk moment om het even welke hoeveelheid van dit actief te kopen of te verkopen.

⁵ Oosterlinck K., Pirotte H. en Szafar A., « *Etude de l'introduction d'une prime d'illiquidité dans un modèle de type CAPM* », januari 2022.

Het gebruik van het rendement van de obligaties van de eigen staat is een courante praktijk bij de Europese regulatoren. Zo heeft de CREG, sinds het begin van de regulering, het rendement van de lineaire obligaties uitgegeven door de Belgische overheden (hierna: OLO) als risicovrije rente gebruikt.

Om te voorkomen dat de grote volatiliteit van de rentevoet van de staatsobligaties die de laatste tijd werd vastgesteld een negatieve impact zou hebben op de financieringsmogelijkheden van de netbeheerder, legt de CREG, net zoals haar Europese collega regulatoren, de waarde van de risicovrije rentevoet tijdens een regulatoire periode, voor het begin van die regulatoire periode, vast. Daartoe heeft de CREG zich gebaseerd op dezelfde methodologie als die voor het vastleggen van de risicovrije rentevoeten van toepassing in de loop van de regulatoire periode 2020-2023: de CREG heeft zich gebaseerd op het rekenkundig gemiddelde van de meest recente voorspellingen die het Federaal Planbureau⁶ over het rekenkundig gemiddelde van de lineaire obligaties (OLO) met een looptijd van 10 jaar uitgegeven door de Belgische autoriteiten tijdens elk jaar van de betreffende regulatoire periode, nl. 2024-2027.

Gelet op de huidige geopolitieke context zal de waarde van 1,6 % door de CREG opwaarts kunnen worden herzien tegen 30 juni 2022 tot een maximum van 1,68 % op basis van het rekenkundig gemiddelde van de laatste voorspellingen gepubliceerd door het Federaal Planbureau op 29 juni 2022 over het gemiddelde rekenkundige rendement van lineair obligaties (OLO) met een looptijd van 10 jaar uitgegeven door de Belgische autoriteiten tijdens elk jaar van de betreffende regulatoire periode, nl. 2024-2027.

§ 2. Deze bepaling definieert de berekeningsmodaliteiten voor de individuele risicopremie gekoppeld aan de netbeheerder in kwestie. Omdat de aandelen van de moedermaatschappij van de netbeheerder sinds 2005 op de beurs Euronext Brussel genoteerd staan, worden de gegevens van diezelfde Belgische financiële markt gebruikt.

§ 3. Sinds het begin van de regulering heeft de CREG het niveau van de risicopremie voor de Belgische markt op 3,5 % bepaald op basis van de hoogste waarde opgenomen in de studies die werden besteld bij drie externe adviseurs die zij had aangesteld. De uitgangspunten van de CREG waren toen de volgende:

- 1) een bepaling op historische gegevens (dus niet prospectief);
- 2) een berekening over de recentste 40 jaren;
- 3) een berekening op basis van het geometrisch gemiddelde van het verschil tussen de return van de aandelenmarkt enerzijds en de OLO-rente op 10 jaar anderzijds.

Zoals dit al het geval was in het begin van de regulatoire periode blijft de CREG van mening dat de prospectieve gegevens die bijvoorbeeld zijn verkregen op basis van een peiling bij banken, *brokers* en/of financiële analisten in grote mate schommelen in functie van de identiteit van de bevraagde persoon, het ogenblik waarop de peiling werd afgenomen en de formulering van de gestelde vraag. *De facto* vormen deze prospectieve gegevens geen objectieve werkbasis om begin 2022 het niveau te bepalen van een marktrisicopremie die pas vanaf 2024 zal worden toegepast, voor een periode van 4 jaar, zowel ter vergoeding van nieuwe investeringen als van investeringen die al meerdere jaren geleden werden uitgevoerd.

Een andere gezaghebbende bron ter zake vormt de historische benadering gevolgd door Elroy Dimson, Paul Marsh en Mike Staunton van de London Business School waarvan de resultaten het voorwerp uitmaken van een jaarlijkse publicatie van Crédit Suisse en waarop veel Europese regulatoren hun beslissingen baseren. Bovendien stelt de CREG vast dat de resultaten die eerder werden verkregen door Elroy Dimson, Paul Marsh en Mike Staunton van de London Business School, in 2014 werden

⁶ Federaal Planbureau, *Economische perspectieven 2022-2027 van februari 2022*, 24 februari 2022.

bevestigd door de werkzaamheden van professoren aan de Universiteit van Antwerpen die een analyse hebben gemaakt van de Belgische marktrisicopremie tussen 1838 en 2010: de Belgische marktrisicopremie, berekend op basis van een geometrisch gemiddelde, is volgens de publicatie van het Crédit Suisse⁷ gelijk aan 2,4 % voor de periode 1900-2013 en, volgens de Universiteit van Antwerpen⁸, gelijk aan 2,5 % voor de periode 1838-2010. Deze overeenstemmende resultaten leveren het bewijs van de soliditeit van de historische benadering die de CREG sinds het begin van de regulering toepast.

Voor de periode 1900-2020 komt de publicatie van het Crédit Suisse in 2021⁹ tot een Belgische marktrisicopremie van 2,0 % wanneer ze wordt berekend op basis van een geometrisch gemiddelde en van 4,1 % bij berekening op basis van een rekenkundig gemiddelde. Het gemiddelde van deze geometrische en rekenkundige gemiddelden, i.e. de indicator die wordt gebruikt als referentie door inzonderheid de Nederlandse en de Duitse regulator, is gelijk aan 3,05 %.

Uit deze publicaties blijkt op overtuigende wijze dat de risicopremie van de Belgische aandelenmarkt altijd tot de laagste van de hele wereld heeft behoord en dat het behoud van een Belgische marktrisicopremie op 3,5 % geen onderschatting inhoudt.

§ 4. De Bèta-parameter geeft het systemische risico aan van een belegging in de aandelen van de individuele onderneming ten overstaan van het globaal risico van de betreffende financiële markt.

Het Elia-aandeel is genoteerd op Euronext (code "ELI.BR"), is voldoende liquide¹⁰ en wordt door de buitenlandse regulatoren stelselmatig als referentie genomen om de bèta te berekenen van de buitenlandse netbeheerders die niet op een beurs zijn genoteerd. Om deze redenen berekent de CREG sinds 2008 de bèta van de netbeheerder door de covariantie tussen het rendement van het Elia-aandeel met de code "ELI.BR" op Euronext¹¹ en het rendement van de BEL20-index te delen door de variantie van het rendement van de referentie-index van de Belgische markt (cf. BEL20).

Wat betreft de reorganisatie van de groep Elia op 1 januari 2020, waardoor de vennootschap belast met de opdracht van netbeheerder (voortaan Elia Transmission Belgium nv) niet langer op de beurs is genoteerd, is de CREG van mening dat deze reorganisatie van de groep Elia niet van dien aard is om de constante praktijk gevolgd sinds 2008 ter discussie te stellen. Het risicoprofiel van het Elia-aandeel, met de code "ELI.BR" op Euronext, is immers ongewijzigd gebleven tussen 31 december 2019 en 1 januari 2020: het gaat nog steeds om een vennootschap waarvan ongeveer de helft van de winst afkomstig is van de activiteit van netbeheerder in België en ongeveer de andere helft van de winst afkomstig is van de activiteit van netbeheerder in Duitsland, i.e. een activiteit met de ontwikkeling waarvan de groep Elia overigens is begonnen vanaf 2009. De CREG stelt vast dat dit ongewijzigd risicoprofiel, als gevolg van de reorganisatie van de groep, overigens door het Elia-management werd benadrukt bij Euronext teneinde er de code "ELI.BR" te kunnen behouden.

Aangezien de niet-gereguleerde handelsactiviteiten momenteel nog steeds slechts een marginale fractie van de winst van Elia Group vertegenwoordigen, is de CREG van mening dat het aandeel van Elia Group, net zoals tijdens de periode 2020-2023, de enige referentie blijft om de Bèta van de netbeheerder tijdens de periode 2024-2027 te berekenen.

Terwijl de Bèta in het verleden echter werd berekend op basis van dagelijkse gegevens zal de berekening voortaan op wekelijkse gegevens steunen met als doel de statistische robuustheid te

⁷ Crédit Suisse, *Crédit Suisse global investment returns yearbook 2014*, februari 2014.

⁸ Annaert, Buelens, Deloof, *Long-run stock returns: evidence from Belgium 1838-2010*, 2014.

⁹ Crédit Suisse, *Crédit Suisse global investment returns yearbook 2021*, februari 2021.

¹⁰ Oosterlinck K., Pirotte H. et Szafarz A., *Etude de l'introduction d'une prime d'illiquidité dans un modèle de type CAPM*, januari 2022, p. 10-11

¹¹ De juridische entiteit achter deze code is voor 1 januari 2020 Elia System Operator nv en sinds 1 januari 2020 Elia Group nv.

verbeteren¹². Om bovendien te voorkomen dat de volatiliteit van het rendement van de Bèta een negatieve weerslag heeft op de financieringsmogelijkheden van de netbeheerder, stelt de CREG - naar het voorbeeld van haar Europese collega's-regulators - voortaan de waarde van de Bèta tijdens een regulatoire periode, vóór het begin van deze regulatoire periode, vast. Aldus werd de waarde van 0,69 berekend op basis van wekelijkse noteringen van Elia Group en de BEL20 tijdens de periode 2020-2021 en rekening houdend met de financiële structuur van Elia Transmission Belgium waarvan de schuldenlast minder groot is dan bij Elia Group.

§ 5. Deze bepaling legt de bijkomende risicopremie vast voor het dekken van de risico's die verband houden met het *Modular Offshore Grid I*.

Art. 18

Het *embedded debt* principe vereist een gunstige financiële rating.

Door gebruik te maken van een factor S voor de berekening van het gedeelte aan eigen vermogen waarmee de RAB wordt gefinancierd, spoort deze bepaling de netbeheerder aan een optimale financiële structuur te garanderen door de financiële hefboomen te gebruiken, zonder echter de solvabiliteit van de onderneming in gevaar te brengen. Op deze manier worden de financieringskosten (eigen kapitaal en vreemd kapitaal) tot een minimum beperkt.

De CREG stelt vast dat de verhouding eigen vermogen/vreemd vermogen, die 40 % / 60 % bedraagt, het verkrijgen van een *rating* van voldoende kwaliteit bevordert.

Art. 19

Deze bepaling beschrijft gedetailleerd op welke basis de netbeheerder de parameters van de billijke marge moet definiëren in zijn tariefvoorstel en in zijn tariefverslagen.

4.3.3.3. Stimulansen

4.3.3.3.1. *Stimulansen gericht op kostenbeheersing*

Art. 20

Omdat de netbeheerder geen controle kan uitoefenen op de evolutie van de niet-beheersbare kosten, bepaalt dit artikel dat het verschil tussen het budget en de daadwerkelijke kosten integraal wordt toegewezen aan het totaal inkomen van de volgende regulatoire periode. De netbeheerder is dus niet blootgesteld aan de evolutie van deze kosten want voor dit gedeelte van het totaal inkomen is per definitie geen stimulans tot kostenbesparing mogelijk.

Art. 21

Omdat de netbeheerder, met uitzondering van de inflatie, een aanzienlijke invloed uitoefent op de evolutie van de beheersbare kosten, bepaalt dit artikel dat, rekening houdende met de reëel vastgestelde inflatie, het verschil tussen het budget en de daadwerkelijke kosten voor 50 % wordt toegewezen aan het totaal inkomen voor de volgende regulatoire periode en voor 50 % aan de netbeheerder.

Bedoeling van deze verdeling is het afstemmen van de belangen van de netbeheerder met deze van de netgebruikers door de netbeheerder te vergoeden voor de initiatieven die de prijsdalingen mogelijk hebben gemaakt.

¹² Villadsen, Vilbert, Harris et Kolbe, Risk and return for regulated industries, 2017, p. 74-77

Ervan uitgaande dat het volume van de te verwezenlijken investeringen van jaar tot jaar waarschijnlijk sterk zal schommelen tijdens eenzelfde regulatoire periode, wordt voortaan gebruik gemaakt van 4 afzonderlijke jaarbudgetten. Dat garandeert de netbeheerder dat hij zal beschikken over voldoende middelen tijdens de jaren waarin belangrijke investeringen moeten gebeuren, en waarborgt tegelijkertijd de netgebruiker dat de middelen beperkt worden tijdens de jaren waarin minder investeringen moeten worden gerealiseerd. Verder laat deze werkwijze ook toe rekening te houden met de impact van bepaalde investeringen gerealiseerd bij het begin van de regulatoire periode op het bedrag van bepaalde OPEX-categorieën tijdens het tweede deel van de regulatoire periode. Zo is het bv. mogelijk om tijdens eenzelfde regulatoire periode rekening te houden met de daling van de huurkosten ten gevolge van de aankoop van een nieuw gebouw.

Bovendien, en om te voorkomen dat de netbeheerder een perverse financiële stimulans verkrijgt door de gebudgetteerde investeringen niet te verwezenlijken om zijn beheersbare kosten te beperken, en aldus te genieten van een stimulans ten gevolge van deze vermindering, wordt bepaald dat het budget voor de beheersbare kosten *ex post* wordt gecorrigeerd in functie van het investeringsprogramma dat in realiteit werd verwezenlijkt. Dit mechanisme is geïnspireerd op het regelgevend kader "RIIO" dat in Groot-Brittannië werd geïmplementeerd en op het "investment budget" dat werd in Duitsland ingevoerd, waar, rekening houdend met de onzekerheden die werden geïdentificeerd in het bedrijfsplan dat door de netbeheerder werd uitgewerkt, bepaalde gebudgetteerde kosten afhankelijk zijn van de verwezenlijking van bepaalde doelstellingen of van het voorkomen van bepaalde gebeurtenissen.

Deze bepaling kadert bovendien in de geest van richtsnoer 20° omvat in artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet, dat bepaalt dat de tariefmethodologie de netbeheerder moet aanmoedigen om zijn prestaties te verbeteren. De bepaling respecteert ook richtsnoer 4° omvat in artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet, dat bepaalt dat de tariefmethodologie de evenwichtige ontwikkeling mogelijk maakt van het transmissienet en van de netten met een transmissiefunctie, in overeenstemming met het federale ontwikkelingsplan en de investeringsplannen zoals in voorkomend geval goedgekeurd door de bevoegde overheden.

Art. 22

Tijdens de vorige regulatoire periodes heeft de CREG vastgesteld dat de netbeheerder een niet verwaarloosbare invloed had op de kosten voor de reservering van de meeste ondersteunende diensten alsook op de aankoopkosten van energieblokken op jaarbasis en kwartaalbasis bestemd voor het dekken van de netverliezen 30-70kV.

Om de netbeheerder aan te sporen zich zo goed mogelijk te blijven inspannen en ook de belangen van de netbeheerder af te stemmen op deze van de netgebruikers, heeft de CREG vanaf 1 januari 2016 een bijkomende stimulans voor het beheer van beïnvloedbare kosten geïntroduceerd.

Gelet op het feit dat de invloed van de netbeheerder op de evolutie van de beïnvloedbare kosten beperkter is dan deze die werd vastgesteld voor de beheersbare kosten, is de winstdeling voor de netbeheerder ook beperkter dan deze voorzien voor de beheersbare kosten. Zo bestaat de winstdeling, die globaal gezien niet negatief kan zijn, uit een lager percentage (20 %) van het verschil tussen een referentie en de werkelijkheid. Voor de berekening van voormelde referentie zijn ook een aantal specifieke ontwikkelingsregels voorzien.

In vergelijking met de specifieke ontwikkelingsregels die gelden tijdens de regulatoire periode 2020-2023 zijn enkele aanpassingen aangebracht.

Vooreerst, gelet op de resultaten van de veilingen die de netbeheerder eind 2021 heeft georganiseerd om energie aan te kopen ter compensatie van de verliezen op zijn 30-70 kV-netten, houdt de CREG voortaan, in het kader van de berekening van de stimulans, rekening met een aanvullende marge die de BRP's toepassen in een volatiele marktcontext.

Ten tweede zou de evolutie van de bronnen die FCR- en aFRR-reserves leveren, *in casu* de vervanging van gaseenheden in gesloten cyclus door opslageenheden, moeten leiden tot een daling van de gemiddelde kosten voor reservatie van die reserves. Door proactief te handelen kan de netbeheerder, zo hij daartoe naar behoren wordt aangezet, bijdragen tot de verwezenlijking van die daling. Er zal bijgevolg elk jaar een efficiëntiefactor worden toegepast op de referentie en er zal een percentage van de eventuele bijkomende winsten aan de netbeheerder worden toegekend bij wijze van stimulans. Omgekeerd zal een percentage van het efficiëntieverlies ten opzichte van de door de efficiëntiefactor gecorrigeerde referentie worden toegekend aan de netbeheerder.

Tenslotte wordt een overlegmogelijkheid tussen de CREG en de netbeheerder behouden in het geval er uitzonderlijke omstandigheden ontstaan in het kader van de ondersteunende diensten met het oog op een eventuele opheffing van deze specifieke ontwikkelingsregels. Hieronder worden enkele voorbeelden opgenomen van uitzonderlijke omstandigheden die een aanpassing van het mechanisme zouden kunnen vereisen (niet-exhaustieve lijst):

- een reglementaire verplichting die langetermijncontracten vereist om de deelname van nieuwe spelers op de markt te vergemakkelijken of de noodzaak om significante kosten voor proefprojecten te dekken;
- één of meerdere wijzigingen aan de regels voor de harmonisering van praktijken op Europees niveau (bv. model voor de vergoeding van reservevermogens, regels in verband met beschikbaarheid, ...);
- een herziening van dimensioneringsmethodologiën op Europese schaal;
- onvoldoende beschikbaar volume om te voldoen aan de FCR/aFRR/mFRR noden en de verplichting tot het ter beschikking stellen van reserves door bevoegde overheden;
- voor een bepaalde dienstverlening, een evolutie van een vergoeding in functie van de reservering naar een vergoeding in functie van activering.

Dit mechanisme is geïnspireerd op het *corridor model* dat in Duitsland werd ingevoerd, en in het algemeen, op de *efficiency incentive rate* van het regelgevend kader "RIIO" dat in Groot-Brittannië werd geïmplementeerd. Het doel hiervan is het afstemmen van de belangen van de netbeheerder op deze van de netgebruikers door de netbeheerder te vergoeden voor de initiatieven die de prijsdalingen mogelijk hebben gemaakt en zo een verdere responsabilisering van de netbeheerder te verwezenlijken.

Deze bepaling kadert dus ook in de geest van richtsnoer 20° omvat in artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet, dat bepaalt dat de tariefmethodologie de netbeheerder moet aanmoedigen om zijn prestaties te verbeteren, en van richtsnoer 15° omvat in artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet, dat bepaalt dat de saldi alsook hun verdeling over de volgende regulatoire periodes op transparante en niet-discriminerende wijze worden bepaald. Deze bepaling houdt overigens rekening met het arrest nr. 117/2013 van 7 augustus 2013 waarin het Grondwettelijk Hof met name artikel 12, § 2, 2^{de} lid, ii) van de elektriciteitswet heeft vernietigd omdat deze bepaling in strijd was met artikel 37.8 van de richtlijn 2009/72/EG voor zover "*uit deze bepaling kan worden afgeleid dat de nationale regulatoren stimuli moeten voorzien, maar dat zij de Lidstaten niet machtigt om te bepalen op welke kosten deze maatregelen betrekking hebben.*"

Tot slot heeft de CREG in § 5 beslist om de netbeheerder ertoe aan te zetten de energieverliezen te beperken die te wijten zijn aan de slechte energie-efficiëntie van de gebouwen van een groot aantal onderstations. Naast een positieve milieu-impact zal de energierenovatie van deze gebouwen ook toelaten de energievolumes te beperken die de netbeheerder in de toekomst zal moeten aankopen tot dekking van zijn netverliezen.

4.3.3.3.2. Stimulansen gericht op de verbetering van de prestaties

Art. 23

Dit artikel geeft uitvoering aan het richtsnoer in artikel 12, § 5, 20°, van de elektriciteitswet en zo aan artikel 37.8 van de Derde Europese elektriciteitsrichtlijn: op deze wijze voorziet de onderhavige tariefmethodologie in de mogelijkheid om aan de netbeheerders stimulansen toe te kennen om de prestaties te verbeteren, de marktintegratie en de bevoorradingszekerheid te bevorderen en onderzoeks- en ontwikkelingsactiviteiten uit te voeren die nodig zijn voor haar activiteiten.

De CREG formuleert concrete, specifieke en meetbare prestatiedoelstellingen die belangrijk zijn voor de Belgische netgebruikers.

Indien de netbeheerder deze doelstelling realiseert, wordt hem een bijkomende vergoeding toegekend die daarom als een stimulans functioneert.

Dit artikel bevat de grote principes met betrekking tot dergelijke stimulansen. Het is de CREG die, in het kader van een beslissing die aan een publieke raadpleging wordt onderworpen, de uiteindelijke modaliteiten daarvan zal bepalen (§ 1), met inbegrip van voornamelijk de berekeningswijze van de gebruikte indicatoren en de bepalingwijze van de doelen. Het is ook de CREG die *ex post* het bedrag van elke stimulans zal toekennen (§ 2).

In tegenstelling tot de billijke marge op de in het net geïnvesteerde kapitalen gaat het om bedragen vóór toepassing van de eventuele vennootschapsbelasting (§ 3). Deze laatste is dus begrepen in het bedrag van elke stimulans.

Art. 24

In dit artikel wordt ingegaan op de drie stimulansen ter bevordering van de marktintegratie en de bevoorradingszekerheid:

- de toekenning van een deel van de resultaten uit participaties in ondernemingen die bijdragen tot de marktintegratie;
- een toegekend bedrag voor de gemeten verhoging van de ter beschikking gestelde interconnectiecapaciteit in de Belgische regelzone, bepaald via een berekeningsmethode gebaseerd op één of meerdere van volgende elementen: (i) de karakteristieken van kritische netelementen opgenomen in de marktkoppeling, (ii) het resultaat van de marktkoppeling, (iii) de vraag in de Belgische regelzone, (iv) de kosten voor *redispatching* en (v) de werken voor de versteviging van het Belgische transmissienet;
- de toekenning aan de netbeheerder van een bedrag voor de tijdige realisatie van meerdere grote infrastructuurprojecten.

Het zijn belangrijke stimulansen die de netbeheerder aanzetten tot belangrijke bijkomende inspanningen in het kader van zijn nieuwe wettelijke opdrachten en dat ten gunste van de netgebruikers, zelfs als de baten ervan niet zichtbaar zijn in de transmissienettarieven, maar via de andere componenten van de elektriciteitsprijs.

Opdat de tariefberekening proportioneel en kostendekkend zou zijn, houdt de netbeheerder bij het indienen van zijn tariefvoorstel reeds in zekere mate rekening met de tarieflast van dergelijke stimulansen.

Art. 25

In dit artikel wordt ingegaan op de drie stimulansen voor de kwaliteit van de dienstverlening van de netbeheerder aan de netgebruikers en de marktactoren.

De twee eerste stimulansen zijn gebaseerd op een tevredenheidsenquête geadresseerd aan verschillende doelgroepen.

De derde stimulans is gebaseerd op het resultaat van valideringstesten die de CREG uitvoert op de gegevens gepubliceerd door de netbeheerder. De invoering van deze stimulans werd destijds ingegeven door de conclusies van studie 1637 van de CREG van 16 oktober 2017 die heeft aangetoond dat de kwaliteit en de coherentie van de gegevens die op de website van de netbeheerder alsook op het platform van ENTSO-E ter beschikking van de marktactoren worden gesteld voor verbetering vatbaar waren. Via deze stimulans wil de CREG dat alle marktactoren beschikken over correcte informatie over alle gegevens die de netbeheerder ter beschikking stelt, zowel op zijn website als op het platform van ENTSO-E.

Art 26

Dit artikel geeft uitvoering aan het richtsnoer van artikel 12, § 5, 20° van de elektriciteitswet en dus aan artikel 37.8 van de derde Europese Elektriciteitsrichtlijn. Dat technische innovatie in de elektriciteitssector van strategisch belang wordt, wordt erkend door het uitdrukkelijk vermelden ervan door de Europese overheden en door de Belgische wetgever. Voor de regulatoire periode 2016-2019 was een specifieke stimulans gecreëerd om de netbeheerder te motiveren om vernieuwende projecten uit te voeren. Deze stimulans was gebaseerd op de exploitatiesubsidies voor vernieuwende projecten en op de kosten die de netbeheerder heeft gemaakt om deze te verkrijgen. Op basis van de vaststelling dat deze stimulans een dubbel gebruik inhoudt met de stimulans in verband met de beheersbare kosten heeft de CREG voor de regulatoire periode 2020-2023 beslist om deze te vervangen door twee andere stimulansen: de eerste voor kapitaalsubsidies verkregen voor vernieuwende investeringen en de tweede voor een innovatieplan *ex ante* door de CREG goedgekeurd. Voor de regulatoire periode 2024-2027 behoudt de CREG de eerste stimulans ongewijzigd, maar past zij bepaalde aspecten aan van de stimulans op vlak van innovatie.

Met de eerste stimulans wordt aan de netbeheerder een percentage toegekend van de kapitaalsubsidies verkregen tijdens het afgelopen jaar: kapitaalsubsidies houden immers rechtstreeks verband met investeringsprojecten en worden bijgevolg in de categorie van niet-beheersbare kosten opgenomen.

De tweede stimulans zet de netbeheerder aan om innovatieve activiteiten uit te voeren ook al zouden ze het voorwerp kunnen uitmaken van besparingen in het kader van de stimulans voor het beheer van de beheersbare kosten. Voor elk jaar van de regulatoire periode legt de netbeheerder een innovatieplan ter goedkeuring voor aan de CREG. Dit plan moet voornamelijk een beschrijving van de overwogen innovatieprojecten bevatten met inbegrip van de verwachte resultaten, een planning en een budget. De CREG selecteert de projecten van het plan die voordeel zullen ondervinden van de stimulans en kent een deel van het maximaal bedrag toe aan elk project in functie van het budget en de verwachte voordelen. De toekenning van de stimulans is afhankelijk van de verwezenlijking van de verwachte deliverables op het einde van het jaar voor elk van de geselecteerde projecten alsook van de publicaties die tot doel hebben aan de markt informatie te verstrekken over de innovatie bij de netbeheerder.

Art 27

Dit artikel gaat over de stimulans ter bevordering van het systeemevenwicht. Om de CREG ruimte te geven voor het bevorderen van de verwezenlijking van specifieke doelstellingen die noodzakelijk kunnen blijken tijdens de regulatoire periode meer bepaald met het oog op het versnellen van de flexibiliteit van het systeem, heeft de CREG een jaarlijks budget voorzien dat de CREG kan toekennen aan uiteenlopende, jaarlijkse doelstellingen in het kader van een beslissing die voorafgegaan zal worden door een openbare raadpleging.

Art 28

Dit artikel gaat over drie stimulansen die de betrouwbaarheid van het net van de netbeheerder moeten verhogen.

Wat betreft de stimulans voor de continuïteit van de bevoorrading is er voorzien in bepaalde aanpassingen ten opzichte van de vorige regulatoire periodes. Er wordt rekening gehouden met onderbrekingen als gevolg van een intrinsiek risico (indringing door dieren, weersomstandigheden, handelingen van derden) vanaf het 5^{de} uur van onderbreking. Onderbrekingen als gevolg van een keuze van een netgebruiker of onderbrekingen waarbij het herstel van de stroomvoorziening afhankelijk is van een derde, worden voor de berekening van de AIT in aanmerking genomen met een verminderingscoëfficiënt van 50 %.

Het doel bestaat erin de netbeheerder ertoe te bewegen zijn beste inspanningen te leveren om de stroomvoorziening van de netgebruikers te herstellen, ook in de gevallen waarin hij niet rechtstreeks aansprakelijk is voor de onderbreking.

Om de netbeheerder niet te bestraffen voor betere resultaten in de loop van de regulatoire periode wordt als referentie voor de berekening van de stimulans één enkele vaste waarde gebruikt voor geheel de regulatoire periode.

De tweede stimulans beoogt het bevorderen van een hoge beschikbaarheid van het MOG I.

De derde stimulans beoogt de realisatie van investeringen om de betrouwbaarheid van het net te bevorderen.

4.4. CRITERIA VOOR DE BEOORDELING VAN HET REDELIJK KARAKTER VAN DE KOSTEN

Art. 29

Dit artikel bevat de basisredelijkheidscriteria.

Art. 30

1^{ste} criterium: nodig zijn voor de uitvoering van de geldende wettelijke en reglementaire verplichtingen die op de netbeheerder rusten

Overwegende dat richtsnoer 19° omvat in artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet bepaalt dat de kruissubsidiëring tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten niet is toegestaan, vermeldt dit criterium de regels die moeten worden gerespecteerd onder meer op het vlak van personeelskosten en financiële lasten om een kruissubsidiëring te vermijden.

De indirecte kosten zijn onder andere de kosten gekoppeld aan de infrastructuur (gebouwen, informaticamateriaal, ...), de kosten voor kantoorautomatisering, de kosten voor opleiding van het personeel en de kosten voor de algemene diensten (human resources, ...) die noodzakelijk zijn voor het uitvoeren van de vermelde prestaties.

De bijdrage van de indirecte kosten aan de niet-gereguleerde activiteiten wordt forfaitair vastgesteld op basis van de directe kosten.

Art. 31

2^{de} criterium: indien van toepassing, de berekenings- en evaluatieregels, methodes, besluiten en/of beslissingen respecteren, die worden opgelegd door de wetgeving, de reglementering, de rechtspraak of de CREG en voor een toereikende verantwoording zorgen

Dit criterium verwijst onder meer naar richtsnoer 13° omvat in artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet

Art. 32

3^{de} criterium: het algemeen belang respecteren

3.1 Algemene bepalingen

Aan de bestaande, algemene bepalingen van dit derde hoofdcriterium, werden een aantal specifieke criteria toegevoegd die zullen worden gehanteerd voor specifieke rubrieken van het totaal inkomen en de investeringsbegroting, zoals investeringsuitgaven (3.2), de strategische reserves (3.3), de ondersteunende diensten (3.4), de vergoedingen ingeval van onvoorziene netontwikkelingen (3.5) en het gebruik van netinfrastructuur van distributienetbeheerders (3.6).

3.2 Criteria met betrekking tot investeringsuitgaven

Zoals bepaald in artikel 12, § 5, 2° van de elektriciteitswet moet de tariefmethodologie toelaten om het geheel van de kosten op een efficiënte wijze te dekken. Investeringsprogramma's maken via de RAB en de afschrijvingen van de netinfrastructuur deel uit van het totaal inkomen van de netbeheerder dat via de tarieven gedekt wordt. De CREG zal nagaan of de investeringen op een efficiënte wijze plaatsvinden.

Dat geldt ook voor de compensaties die de netbeheerder moet betalen voor de verwezenlijking van zijn investeringsprogramma's. Om zijn investeringsprogramma in het transmissienet en in de netten met een transmissiefunctie te kunnen realiseren, is de netbeheerder verplicht zich te verzekeren van de aanvaardbaarheid van die infrastructuur in de omgeving waarin ze gesitueerd zijn. In fine is die aanvaardbaarheid gebaseerd op de voorwaarden bepaald in de uiteenlopende afgeleverde vergunningen en op de verwerving van de daadwerkelijke rechten om die infrastructuur in te mogen planten. Die aanvaardbaarheid kan een compensatie die uiteenlopende vormen kan aannemen (compensatie in natura, een financiële compensatie voor economische verliezen,...) vereisen om te vermijden dat de realisatie van dit programma gehinderd wordt. Deze compensaties, gebudgetteerd of werkelijk toegekend, zijn het voorwerp van een mededeling aan de CREG via een geactualiseerde fiche die is opgenomen in artikel 42, § 3 van de huidige methodologie en via de betrokken tariefdossiers, zowel *ex ante* als *ex post*. De eventuele compensaties in verband met de verwezenlijking van investeringsprojecten worden als kennelijk onredelijk beschouwd, voor zover ze niet van tevoren zijn goedgekeurd door de CREG of opgelegd zijn door specifieke wetgeving, voor het deel boven de 3 % van het investeringsprogramma van het betrokken jaar. Op die manier voert de CREG een bovengrens in.

Voor het goedkeuren van investeringen moet er een onderscheid worden gemaakt tussen investeringen die zijn opgenomen in federale of gewestelijke ontwikkelingsplannen en andere investeringen.

De noodzaak van de investeringen die zijn opgenomen in investeringsplannen zouden immers al moeten zijn aangetoond voor ze door de bevoegde instantie werden aanvaard. Overeenkomstig artikel 8, § 1, 1°, van de elektriciteitswet, betreft dit zowel de vernieuwing als de uitbreiding van het transmissienet.

De investeringen die zijn opgenomen in federale of regionale ontwikkelingsplannen zijn bindend en de netbeheerder is dus verplicht om ze uit te voeren. Overeenkomstig artikel 12, § 5, 4° van de elektriciteitswet moet de tariefmethodologie de evenwichtige ontwikkeling van het transmissienet en van de netten met een transmissiefunctie toestaan in overeenstemming met de ontwikkelingsplannen van de netbeheerder die door de bevoegde overheden werden goedgekeurd. Dit betekent echter niet dat alle kosten van deze investeringen die de netbeheerder voorziet, zondermeer moeten worden aanvaard. De netbeheerder moet immers de noodzakelijke investeringen zo efficiënt mogelijk uitvoeren. De CREG zal de efficiëntie van deze investeringen beoordelen op basis van een kosten-batenanalyse. De netbeheerder dient dus op basis van een kosten-batenanalyse de verschillende technische-economische opties af te wegen die mogelijk zijn om de investering uit te voeren. De keuze

voor de finale uitvoering van de investering dient door de netbeheerder aan de CREG te worden toegelicht op basis van de kosten-batenanalyse en de CREG dient de gekozen optie te aanvaarden.

De netbeheerder dient voor alle investeringen die niet zijn opgenomen in goedgekeurde ontwikkelingsplannen, investeringsplannen of aanpassingsplannen eveneens de noodzaak van de investering aan te tonen. Deze investeringen dienen uiteraard te kaderen in zijn wettelijke opdracht. Net zoals het geval is voor de investeringen die in overeenstemming zijn met de goedgekeurde plannen dient het efficiënt karakter van de investering aangetoond te worden door middel van een kosten-baten analyse. Zowel de noodzaak als de gekozen optie dienen door de CREG te worden aanvaard.

3.3 Criteria met betrekking tot de ODV's strategische reserve en CRM

De artikelen 7bis tot 7decies van de elektriciteitswet voeren een mechanisme voor de strategisch reserve in. De artikelen 7undecies tot 7duodecies van de elektriciteitswet voeren een capaciteitsvergoedingsmechanisme in. Beide mechanismen vormen openbare dienstverplichtingen ten laste van de netbeheerder waarvan de netto kosten worden gefinancierd overeenkomstig de bepalingen van artikel 21quinquies. De redelijkheidscriteria in verband met deze kosten zijn het voorwerp van een specifiek koninklijk besluit.

In dit kader is het percentage voor getransfereerde indirecte kosten gelijk aan 25 %.

De kosten van de netbeheerder in verband met de deelname van Belgische capaciteiten aan het capaciteitsvergoedingsmechanisme van een andere staat worden gedragen door het capaciteitsvergoedingsmechanisme van de betrokken staat en kunnen dus niet worden beschouwd als kosten van de netbeheerder. Deze kosten mogen dus niet worden opgenomen in de begroting van de transmissienetbeheerder, met uitzondering van de capaciteitsregisterkosten die ten laste van de netbeheerder blijven.

3.4 Criteria met betrekking tot de ondersteunende diensten

Deze paragraaf bevat de criteria toegepast bij de beoordeling van het redelijk karakter van de prijs van het aanbod van ondersteunende diensten.

3.5 Criteria met betrekking tot de compensatie van onvoorziene netaanpassingen

Deze paragraaf bevat de criteria toegepast bij de beoordeling van het redelijk karakter van compensaties voor de netgebruikers die onvoorziene netaanpassingen ondergaan, maar die evenwel noodzakelijk zijn voor het verzekeren van het technisch- economisch optimum.

3.6 Criteria met betrekking tot de vergoedingen voor transmissie-infrastructuur die eigendom is van distributienetbeheerders

Deze paragraaf bevat de criteria toegepast bij de beoordeling van het redelijk karakter van de vergoedingen die de netbeheerder betaalt voor netinfrastructuur die eigendom is van een distributienetbeheerder.

Art. 33

4^{de} criterium: De elementen van het totaal inkomen kunnen niet vermeden worden en de inkomsten moeten worden gerealiseerd door de netbeheerder

Bedoeling van dit criterium is onder meer te garanderen dat de kosten ten gevolge van transacties met externe ondernemingen marktconform zijn en zich er tegelijkertijd van te vergewissen dat de niet-gereguleerde filialen of verbonden ondernemingen van de netbeheerder geen marges kunnen realiseren door prestaties te factureren tegen een hogere kost dan deze die de netbeheerder zou betalen indien deze prestaties door eigen personeel zouden zijn geleverd. De CREG wil hiermee vermijden dat een eenvoudige transfert van personeel van een gereguleerde naar een niet

gereguleerde verbonden onderneming een marge zou genereren die de transmissietarieven zou verhogen.

Art. 34

5^{de} criterium: Wanneer dergelijke vergelijking mogelijk is, moeten de elementen van het inkomen de vergelijking doorstaan met de overeenstemmende kosten van bedrijven die een vergelijkbare activiteit hebben onder vergelijkbare omstandigheden, daarbij rekening houdend met de reglementaire of gereguleerde specificiteit.

Onder dit vijfde punt werd niet enkel een bestaand criterium voor de beoordeling van de kosten van de raden van bestuur opgenomen, maar werd ook een concreet plafond vastgelegd dat als vergoeding voor de voorzitter en de leden van het Directiecomité ten laste mag worden gelegd van de in België gereguleerde activiteiten.

4.5. PROCEDURE INZAKE INDIENING EN GOEDKEURING VAN TRANSMISSIETARIEVEN, TARIEVEN VOOR DE OPENBARE DIENSTVERPLICHTINGEN, TOTAAL INKOMEN EN DE EVOLUTIE VAN DE TOESLAGEN

In overeenstemming met artikel 12, § 8, van de elektriciteitswet, maken de bepalingen over de procedure voor de indiening en de goedkeuring van de verschillende tarieven en van het totaal inkomen geen deel meer uit van de tariefmethodologie waarover met de netbeheerder overleg moet worden gepleegd: ze zijn opgenomen in de overeenkomst die op 22 december 2021 met de netbeheerder werd afgesloten.

4.6. PROCEDURE INZAKE CONTROLE EN TOEPASSING VAN DE TARIEVEN

Art. 35

Dit artikel legt 1 maart vast als datum voor indiening van het jaarlijks tariefverslag met het oog op de controle op de toepassing van de tarieven en de bepaling van de exploitatiesaldi conform art. 12, § 5, 15° van de elektriciteitswet. Deze verslaggeving gebeurt aan de hand van het model gedefinieerd in Bijlage 1.

Tegelijkertijd vermeldt het artikel de essentiële elementen van het tariefverslag en de oorsprong van de saldi die aan de basis liggen van de regulatoire vorderingen of schulden.

Art. 36

Dit artikel bepaalt de termijnen binnen dewelke de CREG om bijkomende inlichtingen kan vragen en binnen dewelke de netbeheerder deze dient te beantwoorden.

Art. 37

Dit artikel bepaalt de termijn binnen dewelke de CREG dient te beslissen over het tariefverslag. Ingeval van afwijzende beslissing wordt eveneens de termijn vastgelegd voor indiening van een aangepast tariefverslag.

Art. 38

Dit artikel bepaalt de finale termijn om te beslissen over het aangepast tariefverslag.

Tevens wordt het boekhoudkundig karakter van de vastgestelde saldi bepaald.

De jaarlijkse berekening van de saldi, die ontstaan door de verschillen te berekenen tussen de (*ex ante*) gebudgetteerde kosten van het totaal inkomen en de reële kosten en gebudgetteerde volumes en opbrengsten en de realiteit, resulteren in ofwel een vordering ofwel een schuld op de toekomstige tarieven. Deze vordering of schuld wordt via de bepaling van het totaal inkomen in een volgende tariefperiode verrekend. Doorheen haar tariefmethodologie heeft de CREG immers voor elk berekend saldo bepaald dat *“dit saldo (...) toegewezen wordt aan het totaal inkomen van de volgende tariefperiode”*.

Bovendien bepaalt artikel 12, § 9 van de elektriciteitswet het volgende:

“De commissie stelt een tariefmethodologie op en oefent haar tariefbevoegdheid uit om aldus een stabiele en voorzienbare regulering te bevorderen die bijdraagt tot de goede werking van de vrijgemaakte markt en die de financiële markt in staat stelt om met een redelijke zekerheid de waarde van de netbeheerder te bepalen. Ze waakt over het behoud van de continuïteit van de beslissingen die zij heeft genomen in de loop van de voorgaande gereguleerde periodes, onder andere inzake de waardering van de gereguleerde activa.”

De verrekening van de saldi in volgende tariefperiodes zijn een essentieel onderdeel van een stabiele en voorzienbare regulering, en werden vastgelegd in de tariefmethodologie.

Het recht of de verplichting om de goedgekeurde regulatoire saldi door te rekenen overeenkomstig de vastgestelde methodologie kan bovendien steeds voor de bevoegde rechtbank aangevochten worden.

Op basis van voorgaande elementen blijkt dat de regulatoire vorderingen en schulden op basis van de bepalingen van de huidige tariefmethodologie zullen aangerekend worden in het totaal inkomen van een volgende periode onafhankelijk van het feit welke entiteit als netbeheerder werd aangewezen.

Art. 39

Dit artikel bepaalt de inhoud evenals de termijnen voor indiening en behandeling van het semestrieel tariefverslag.

Art. 40

Dit artikel bepaalt enkele vormvereisten met betrekking tot de voorgaande artikelen (gebruik van het rapporteringsmodel, wijze van communicatie, karakter van de termijnen).

Art. 41

Als aanvulling op de reguliere tariefverslagen bepaalt dit artikel twee andere mogelijke wijzen van controle op de toepassing van de tarieven.

0

Dit artikel regelt de opvolging van investeringen waardoor het vierde richtsnoer van artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet wordt geïmplementeerd. Dit richtsnoer bepaalt dat de tariefmethodologie de evenwichtige ontwikkeling van het transmissienet moet mogelijk maken. Omwille van het belang van een veilig, betrouwbaar en efficiënt net dat de continuïteit van de elektriciteitsbevoorrading waarborgt, en omdat het de wettelijke taak van de CREG is om het redelijk karakter van alle elementen van het totaal inkomen en van de investeringsuitgaven na te gaan, is een opvolging van deze investeringen nodig. Opvolging is nodig vanaf de start van het projectvoorstel en de haalbaarheidsanalyse tot de realisatiefase en de ingebruikneming. Daarenboven staat de netbeheerder vandaag voor enkele strategische investeringen die een belangrijke tarifaire impact zullen hebben. Om de tarifaire impact te controleren, is een systematische opvolging van grote infrastructuurprojecten dan ook nodig. Dit artikel voorziet in een halfjaarlijkse opvolging van de investeringen.

4.7. VERANTWOORDING DOOR MIDDEL VAN DE BOEKHOUDING EN DE ADMINISTRATIEVE ORGANISATIE

Art. 43

Niet in het minst omdat de vennootschapsbelasting een belangrijke rol vervult in het totaal inkomen van de netbeheerder en omdat deze belasting bepaald wordt op basis van het referentiekader van *Belgian GAAP*, wordt voor de tariefregulering in België gebruik gemaakt van datzelfde referentiekader.

Art. 44

Voor de correcte toepassing van het onderscheid tussen de in België gereguleerde activiteiten van de netbeheerder en zijn overige activiteiten vereist dit artikel een specifiek verslag van de commissaris van de netbeheerder.

Art. 45

Dit artikel legt een boekhoudkundige verplichting op betreffende de toewijzing van kosten en opbrengsten aan diensten en aan de marktactoren die gebruik maken van het net in uitvoering van de desbetreffende bepaling uit de elektriciteitswet.

Art. 46

Dit artikel geeft een non-exhaustieve opsomming van inlichtingen die de beheerders op verzoek van de CREG dienen op te leveren.

4.8. OVERGANGSBEPALINGEN EN SLOTBEPALINGEN

Art. 47

Dit artikel heft de Tariefmethodologie op (Besluit (Z)1109/10), maar voorziet echter, als overgangsmaatregel, dat haar bepalingen van toepassing blijven om alle aspecten van de tariefregulering voor de periode 2020-2023 te regelen.

Art. 48

Dit artikel definieert het begin en het einde van de regulatoire periode.

Art. 49

De tariefmethodologie wordt op 1 september 2022 van kracht.

Toelichting bij bijlage 1: rapporteringsmodellen voor gebruik door de netbeheerder

Om de tarifaire rapportering tussen de netbeheerder en de CREG te stroomlijnen, worden twee rapporteringsmodellen gedefinieerd en als Bijlage 1 toegevoegd.

Toelichting bij bijlage 2: beschrijving van de diensten en de transmissietarieven

Zoals vermeld in de commentaren bij artikel 5 bevat de tweede bijlage de beschrijving van de gereguleerde diensten die de netbeheerder aanbiedt en waarvoor gereguleerde transmissietarieven worden voorzien en ook een aantal toepassingsmodaliteiten voor de betreffende tarieven.

De structuur van deze bijlage is de volgende:

- 1) de 5 kerndiensten die de netbeheerder aanbiedt zijn opgenomen onder A.2.1;
- 2) in de daaropvolgende punten A.2.2 tot en met A.2.6 wordt dieper ingegaan op de uiteenlopende nettarieven voor elk van deze kerndiensten.

De kerndiensten van de netbeheerder zijn:

- 1) de aansluitingsdiensten;
- 2) de diensten voor het beheer en de ontwikkeling van de netinfrastructuur;
- 3) de diensten voor het beheer van het elektrisch systeem;
- 4) de diensten ter compensatie van de onevenwichten;
- 5) de diensten gericht op de integratie van de elektriciteitsmarkt

De structuur van de transmissietarieven weerspiegelt de vijf kerndiensten die de netbeheerder levert aan de verschillende categorieën van actoren die de netten gebruiken in het kader van haar 17 opdrachten en taken gedefinieerd in artikelen 8 en *8bis* van de elektriciteitswet.

1. De aansluitingsdiensten en hun tarieven

De aansluitingstarieven werden niet gewijzigd ten opzichte van de regulatoire periode 2020-2023.

2. De diensten voor het beheer en de ontwikkeling van de netinfrastructuur

De diensten voor het beheer en de ontwikkeling van de netinfrastructuur hebben betrekking op de activiteiten in het kader van de planning, het onderhoud en de ontwikkeling van een veilig, betrouwbaar en efficiënt elektriciteitsnet. De infrastructuurkosten ontstaan door het ter beschikking stellen aan de netgebruikers van de transmissiecapaciteit, uitgezonderd de aansluitingen.

De tarieven voor de vermogenspieken zijn bedoeld om de gebruikers van het net aan te sporen om hun afname- en injectieprofielen op elkaar af te stemmen en de energie-efficiëntie te bevorderen.

De tarieven voor het ter beschikking stellen van het vermogen zijn voor alle gebruikers die rechtstreeks zijn aangesloten op het transmissienet gebaseerd op het ter beschikking gestelde vermogen: dit vermogen wordt beschreven in het aansluitingscontract en, voor de distributienetgebruikers, in de samenwerkingsovereenkomst. Bij gebrek aan een contractuele waarde met de distributienetbeheerders, zal het nominale vermogen van de transformatoren naar middenspanning in rekening gebracht worden.

Deze tarieven moeten tevens een deel van de vergoedingen van de netbeheerder dekken: vermits een groot deel van die vergoedingen gebaseerd is op de RAB, is het logisch dat deze vergoedingen grotendeels worden gedekt door deze tarieven.

3. De diensten voor het beheer van het elektrisch systeem

De diensten voor het beheer van het elektrisch systeem omvatten alle diensten die de netbeheerder verstrekt om in te spelen op de redelijke vraag naar transmissie van elektriciteit (elektriciteitswet art. 8, § 1), met uitzondering van de netto kosten van de reserves en de black start en van de activeringen ter compensatie van onevenwichten enerzijds, en van de diensten gericht op de marktintegratie anderzijds (zie infra).

Afhankelijk van de meest geschikte facturatiebasis worden de diensten voor het beheer van het net vergoed via twee tarieven: het tarief voor het beheer van het elektrisch systeem en het tarief voor de aanvullende afname of injectie van reactieve energie.

Het tarief voor het beheer van het net dekt de gehele of gedeeltelijke afschrijvingen en financiering van de activa die nodig zijn voor het beheer van de fluxen, waaronder de *dispatchings* en de meetapparatuur.

Het tarief voor het beheer van het net dekt eveneens een bijdrage aan de vergoeding van de netbeheerder, met inbegrip van de financiële resultaten uit eventuele stimulansen op het gebied van efficiëntie en kwaliteit.

Het tarief voor de regeling van de spanning en de reactieve energie is opgenomen in de diensten voor het netbeheer omdat de diensten waarvan het de kosten dekt noodzakelijk zijn voor de uitbating van het net. De facturatiebasis is MVAR.

De mogelijkheid om dit tarief eveneens te factureren voor de productie van reactieve energie en voor de overschrijding van het forfait daarvoor blijft behouden. Omwille van de toenemende complexiteit omtrent de regeling van de spanning en van de reactieve energie moet elke netgebruiker zijn bijdrage leveren aan de stabiliteit van de spanning om de kosten van de ondersteunende dienst voor de regeling van de spanning en de reactieve energie, gecontracteerd door de netbeheerder, in de hand te houden.

4. De diensten ter compensatie van de onevenwichten

Volgens artikel 8, § 1, 2° van de elektriciteitswet moet de netbeheerder zorgen voor een veilig, betrouwbaar en efficiënt elektriciteitsnet. Deze taak omvat de continue compensatie van onevenwichten tussen injecties en afnames en, in geval van black-outs, het heropstarten van het systeem.

Met het oog op de compensatie van de onevenwichten moet de netbeheerder kunnen beschikken over reservevermogens en over een systeem om deze reserves te activeren (energie). Voor het zogenaamde reboorten van het systeem bij een black-out doet de netbeheerder beroep op bepaalde productie-eenheden die zelf kunnen heropstarten zonder ondersteuning van het net.

De kosten voor de reserves en voor de blackstart dienst, evenals de bijbehorende exploitatiekosten, worden gedekt door de tarieven voor het ter beschikking stellen van de reservevermogens en van de black start.

Deze tarieven worden gefactureerd op basis van de netto afgenomen of geïnjecteerde energie.

De exploitatiekosten voor de reservering omvatten alle kosten die de netbeheerder toelaten om de reserves aan te leggen, hetzij de kosten voor het bepalen van de volumes, *reporting*, de organisatie van veilingen, de IT-ontwikkelingen,

Hoewel reserves veeleer betrekking hebben op een kost dan op een dienst die wordt verstrekt door de netbeheerder, werd beslist om een specifiek tarief in stand te houden met het oog op continuïteit, transparantie en reflectiviteit van de kosten. Een specifiek tarief laat vooral aan de gebruikers van het net immers toe om de impact van de ontwikkeling van de werkingsregels van de markt voor de compensatie van kwartieronevenwichten op de kosten van de reserves te meten.

Met betrekking tot de energie vermeldt richtsnoer 10 van artikel 12, § 5 van de elektriciteitswet dat de netgebruikers gestimuleerd moeten worden om hun injectie en afname in evenwicht te houden. Het tarief voor het instandhouden en het herstellen van het individuele evenwicht van de toegangsverantwoordelijken, dat aan de toegangsverantwoordelijken wordt gefactureerd, kadert hierin en laat toe om de kosten en de producten van de activeringen van reserves die nodig zijn voor het compenseren van de onevenwichten in de Belgische regelzone te dekken.

5. De diensten gericht op de integratie van de elektriciteitsmarkt

In artikel 8, § 1*bis*, kent de elektriciteitswet nieuwe opdrachten en taken toe aan de netbeheerder. Tot zijn opdrachten behoren onder meer het vereenvoudigen van de marktintegratie, de publicatie van een reeks gegevens, het bevorderen van de energie-efficiëntie en de samenwerking met Europese instanties zoals ENTSO-E en ACER.

Dit tarief moet de kosten dekken die nodig zijn voor de realisatie van deze opdrachten.

In het kader van de marktintegratie worden diverse taken voorzien, zowel op nationaal als op internationaal niveau. Deze taken hebben enerzijds betrekking op het beheer van de interconnecties, de harmonisering (technisch, tarifair, ...) met de buurlanden, de deelname aan projecten op Europees vlak en de actieve medewerking aan ENTSO-E en anderzijds op de ontwikkeling van de Belgische elektriciteitsmarkt vanuit het perspectief om het totale overschot te maximaliseren (minimale kosten en maximale flexibiliteit, kwaliteit, ...).

Zo worden de kosten voor de relaties met de netgebruikers (uitgezonderd het commercieel beheer van de contracten) en de kosten voor de ontwikkeling van nieuwe producten voor de markt met betrekking tot het compenseren van kwartieronevenwichten bijvoorbeeld gedekt door het tarief voor de integratie van de elektriciteitsmarkt.

Dit tarief moet ook de kosten voor onderzoek en ontwikkeling dekken, die per definitie streven naar het maximaliseren van het totale overschot, en de eventuele bijhorende stimulansen.

De doelstelling van dit tarief is voornamelijk de transparantie. De netgebruikers die dit tarief betalen kunnen de voordelen die zij hebben door de inspanningen van de netbeheerder op het vlak van marktintegratie vergelijken met de waarde van dit tarief.

Hieruit blijken duidelijk de voordelen van een tarifiering op basis van diensten, waarbij de transparantie wordt bevorderd, met name op het vlak van regulering door de klanten en dus door een vorm van zelfregulering door de netbeheerder.

Toelichting bij bijlage 3: tariefmethodologie Nemo

De Bijlage 3 bij de voorliggende tariefmethodologie heeft betrekking op een specifiek tarifaire regulatorisch kader dat van toepassing is op Nemo, een *offshore* interconnector in de zin van artikel 2, 55°, van de elektriciteitswet. Die methodologie heeft het voorwerp uitgemaakt van een ontwerp waarover op 24 oktober 2014 overleg is gehouden met de netbeheerder. Daarop is het ontwerp voorwerp geweest van een publieke raadpleging en dit van 31 oktober tot 17 november 2014. Omdat daarop geen enkele reactie is ontvangen, komt de thans in Bijlage 3 opgenomen tekst overeen met deze die ter raadpleging was voorgelegd.

Deze interconnectie op gelijkstroom van ongeveer 1.000 MW die in januari 2019 in dienst werd gesteld tussen het Verenigd Koninkrijk en België werd ontwikkeld door Nemo Link, een joint-venture, waarvan de transmissienetbeheerder en NATIONAL GRID INTERCONNECTOR HOLDINGS LIMITED (hierna: NGIH) de aandeelhouders zijn.

Deze interconnectie wordt ontwikkeld in een regulatorisch bijzonder complexe omgeving, die we als volgt kunnen samenvatten:

- i. de Europese verordening 943/2019 beperkt het gebruik van de congestierentes die worden ontvangen uit de veiling van interconnectiecapaciteit;
- ii. de twee verschillende nationale wetgevingen zijn op bepaalde punten moeilijk verenigbaar. Terwijl de Britse wetgeving haar transmissienetbeheerder tot nog toe verbiedt om een interconnectie uit te baten, eiste de Belgische wetgever onlangs nog dat de interconnectie exclusief zou worden beheerd door de enige Belgische transmissienetbeheerder;
- iii. de twee tarifieringsbenaderingen verschillen fundamenteel van elkaar. Aangezien de Britse regulator Ofgem geen "tarieven" kan gebruiken, gaf hij in het verleden de voorkeur aan de *merchant* methode, waarbij de ontvangen congestierentes op zich moeten volstaan om de financiering van de interconnectie te garanderen. De CREG heeft daarentegen steeds de benadering gevolgd, om de ontwikkeling van interconnecties te financieren via de transmissienettarieven, met als doel de congesties op deze interconnecties tot het minimum te beperken.

Om de realisatie van deze interconnectie te bevorderen in een regulatorisch dermate complexe omgeving, hebben de CREG en Ofgem, sinds 2010 in nauwe samenwerking met de netbeheerder en met NGIH, een uniek regulatorisch stelsel ('*cap & floor*' genoemd) ontwikkeld, dat op de gehele interconnectie van toepassing zal zijn.

De CREG en Ofgem hebben, eveneens de marktpartijen regelmatig over dit *cap & floor* stelsel geraadpleegd. Zo organiseerden de CREG en Ofgem in de zomer van 2011 een gezamenlijke publieke raadpleging over de grote lijnen van dit regulatorische stelsel. In de lente van 2013 organiseerden zij een tweede publieke raadpleging over de details ervan. De regulatoren hebben consultatierapporten en voorlopige conclusies gepubliceerd. Meerdere van deze documenten bevatten een gedetailleerde beschrijving van de beweegredenen die tot bepaalde keuzes hebben geleid.

Dit *cap & floor* stelsel situeert zich tussen de benadering die voorheen in Groot-Brittannië werd toegepast en de benadering die de CREG momenteel nog hanteert voor de andere Belgische interconnecties. Naar analogie met de benadering die voorheen in Groot-Brittannië werd toegepast, blijft de vergoeding van de investeerders afhankelijk van de ontvangen congestierentes en van de efficiëntie die wordt bereikt op het vlak van kostenbeheersing. Echter, in tegenstelling tot de benadering die voorheen in Groot-Brittannië werd toegepast, en naar analogie met de benadering die

momenteel in België wordt gevolgd, wordt een minimale vergoeding voor de investeerder geïntroduceerd (via de *floor*) en dit omdat eveneens een maximale vergoeding voor de investeerder (via de *cap*) werd ingevoerd in het geval de congestierentes hoger zijn dan oorspronkelijk voorzien.

Het zogenoemde *cap & floor* regulatoire stelsel garandeert Nemo Link een minimum toegelaten vergoeding (via de *floor*) en legt tegelijk een maximum toegelaten vergoeding op (via de *cap*). Het reële niveau van de *cap* en de *floor* wordt bepaald vóór de indienststelling van de interconnectie en blijft normaal op hetzelfde niveau gedurende de volledige duur van het regulatoire stelsel (25 jaar).

Vanaf de indienststelling van de interconnectie worden de inkomsten die de interconnectie genereert (congestierentes maar ook eventuele inkomsten verbonden aan de geleverde ondersteunende diensten (*black start*, spanningsregeling,)), eventuele toekomstige capaciteitsbetalingen, ... om de 5 jaar vergeleken met het niveau van de *cap* en de *floor* onverminderd eventuele voorafnames.

Drie mogelijkheden kunnen zich dan voordoen:

- 1) indien de inkomsten uit de interconnectie hoger zijn dan de *cap*, dan wordt de helft van de inkomsten die het bedrag van de *cap* overstijgen aan de netbeheerder gestort om de transmissienettarieven in België te verminderen en wordt de andere helft aan National Grid E.T. gestort om de transmissienettarieven in Groot-Brittannië te verminderen. De inkomsten tot aan het niveau van de *cap* kan Nemo Link zelf behouden;
- 2) indien de inkomsten uit de interconnectie zich tussen de *floor* en de *cap* bevinden, kan Nemo Link alle ontvangen inkomsten behouden. In dat geval hoeft Nemo Link niets aan National Grid of de transmissienetbeheerder te storten. In dat geval heeft Nemo geen enkele impact op de transmissienettarieven in België;
- 3) indien de inkomsten uit de interconnectie lager zijn dan de *floor*, dan moet de transmissienetbeheerder de helft van het verschil tussen de *floor* en de ontvangen inkomsten aan Nemo Link storten. Dit zal de transmissietarieven in België doen stijgen. National Grid moet de andere helft van het verschil tussen de *floor* en de ontvangen inkomsten aan Nemo Link storten. Dit zal de transmissietarieven in Groot-Brittannië verhogen. De Inkomsten van Nemo Link stemmen in dat geval overeen met de *floor*.

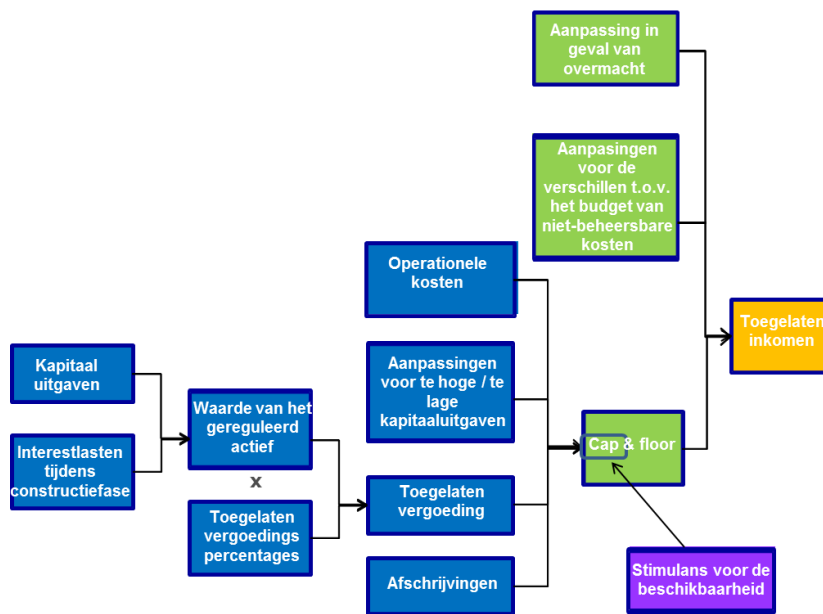
Na de indienststelling van Nemo beperkt de rol van de CREG en Ofgem zich voornamelijk tot (i) de vergelijking om de 5 jaar de werkelijke inkomsten van Nemo Link met het geïndexeerde niveau van de *cap* en de *floor* en (ii) de controle van de correcte toepassing van de eventuele noodzakelijke transfers tussen Nemo Link enerzijds en de transmissienetbeheerder en National Grid anderzijds. Bepaalde externe gebeurtenissen, zoals overmacht, een wijziging van de wetgeving of de regulering met een aanzienlijke impact op het businessmodel van Nemo Link tussen het tijdstip van deze beslissing en het einde van de exploitatieperiode van de interconnectie; kunnen bijkomende controles/acties van de regulatoren tijdens de exploitatie van Nemo rechtvaardigen.

De belangrijkste taak voor de regulatoren situeert zich vóór de indienststelling van de interconnectie. De eerste fasen van de vaststelling van het niveau van de *cap* en de *floor* worden getoond in grafiek 1: het bedrag van de *cap* en de *floor* wordt voor elk van de betrokken jaren van de periode van 25 jaar afzonderlijk berekend. Bij de hiernavolgende grafiek horen de volgende opmerkingen:

- 1) kapitaaluitgaven: behoudens manifeste fout, te wijten aan de ontwikkelaars, komt dit bedrag overeen met de CAPEX die resulteert uit de tender die door de ontwikkelaars werd bekend gemaakt;
- 2) intrestlasten tijdens constructiefase (IDC): de financieringskosten die tijdens de constructiefase worden gekapitaliseerd;

- 3) waarde van het gereguleerd actief: het bedrag dat overeenstemt met de 'RAB', dat gelijk is aan de som van de 'kapitaaluitgaven' en de 'interestlasten tijdens de constructiefase';
- 4) toegelaten vergoedingspercentages: heeft betrekking op twee factoren. De financieringskost van een onderneming met een goede financiële rating (A/BBB) wordt gebruikt om het niveau van de *floor* te bepalen. Om het niveau van de *cap* te bepalen hanteren de regulatoren de kost van het eigen vermogen van een onderneming, actief in de elektriciteitsproductie
- 5) toegelaten vergoeding: stemt overeen met het product van de 'waarde van het gereguleerd actief' en het 'toegelaten vergoedingspercentage';
- 6) afschrijvingen: lineaire afschrijving van de 'waarde van het gereguleerd actief' zodat de netto boekwaarde na 25 jaar gelijk is aan nul;
- 7) aanpassing voor te hoge/ te lage kapitaaluitgaven: eventuele correctie die de regulatoren kunnen aanbrengen na de tender indien manifeste fouten worden vastgesteld, die te wijten zijn aan de ontwikkelaars en die een impact hebben op de uitkomst van deze tender;
- 8) operationele kosten: OPEX-budget dat de regulatoren noodzakelijk en redelijk achten voor de exploitatie van de interconnectie;
- 9) *cap & floor*: de som van de afschrijvingen, van de 'toegelaten vergoeding', van de 'aanpassing voor te hoge/ te lage kapitaaluitgaven' en de 'operationele kosten'. Het stelsel voorziet een automatische aanpassing van het niveau van de *cap* enkel in functie van de beschikbaarheidsgraad van de interconnectie. Als de interconnectie in de loop van een jaar een beschikbaarheidsgraad van meer dan 99,05% bereikt, dan wordt het niveau van de *cap* in de loop van dat jaar met 2% verhoogd. Daartegenover wordt het niveau van de *cap* met 2% verminderd indien de beschikbaarheidsgraad lager is dan 95,05%. Het niveau van de *floor* wordt niet aangepast tenzij de beschikbaarheidsgraad van de interconnectie minder dan 80% bedraagt en de uitbater (exploitant) niet kan aantonen dat hij de noodzakelijke maatregelen heeft getroffen om de interconnectie zo snel mogelijk weer in dienst te stellen;
- 10) aanpassing voor de verschillen t.o.v. het budget van niet-beheersbare kosten: de verwachte OPEX-kosten worden *ex ante* gebudgetteerd als een onderdeel van de component 'operationele kosten'. Om de vork van toegelaten inkomsten voor Nemo Link te bepalen worden slechts voor een zeer beperkt aantal niet-beheersbare kosten, zowel de positieve als de negatieve verschillen tussen dit gebudgetteerde bedrag en de werkelijkheid, aan het niveau van de *cap* en de *floor* toegevoegd;
- 11) aanpassing in geval van overmacht: aanpassingen als gevolg van overmacht of van een wijziging van de wetgeving of de regulering met een aanzienlijke impact op het businessmodel van Nemo Link;
- 12) toegelaten inkomen: som van de *cap & floor* met de 'aanpassing voor de verschillen t.o.v. het budget van niet-beheersbare kosten' en de 'aanpassing in geval van overmacht'. Dit is de vork van toegelaten inkomsten die Nemo Link mag behouden.

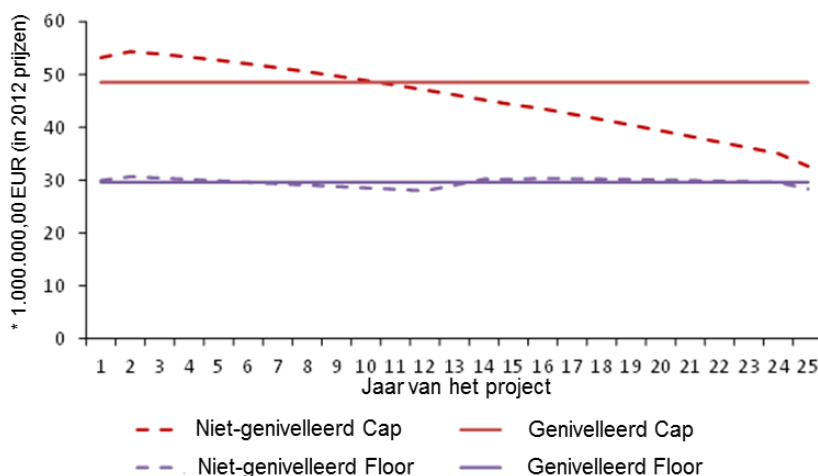
Grafiek 1: Eerste fasen van de bepaling van het niveau van de *cap* en de *floor*



Grafiek 2 toont de laatste fase van de vaststelling van het niveau van de *cap* en de *floor* en dit op basis van de meest recente indicatieve gegevens voor het project Nemo. In de vorige fasen werd het bedrag van de *cap* en de *floor* voor elk jaar van de periode van 25 jaar afzonderlijk berekend. Aangezien de 'waarde van het gereguleerd actief' echter daalt als gevolg van de afschrijvingen, daalt ook de component 'toegelaten vergoeding', wat automatisch een geleidelijke vermindering van – voornamelijk - de *cap* meebrengt in de loop van de 25 jaar. Aangezien het bedrag van de congestierentes waarschijnlijk zal schommelen in de loop van de 25 jaar en de hoogste congestierentes niet noodzakelijk tijdens de eerste jaren van de indienststelling zullen worden waargenomen (denk maar aan 'kinderziektes', waardoor de beschikbaarheid van de interconnectie laag zou kunnen zijn tijdens de eerste jaren), werd overeengekomen om de 25 afzonderlijke jaarwaarden om te zetten in één waarde, die via actualisering evenwaardig is aan de 25 geactualiseerde waarden.

Omdat het om reële bedragen gaat, moet die ene waarde van *cap* en de andere waarde van *floor* nog worden geïndexeerd en dat op basis van de reële inflatie die in de loop van elk jaar wordt vastgesteld.

Grafiek 2: Laatste fase van de vaststelling van de *cap* en de *floor* (Bron: Ofgem)



5. TARIEFMETHODOLOGIE

Gelet op de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en in het bijzonder de artikelen 12 en 12ter;

Gelet op de overeenkomst die op 22 december 2021 werd gesloten tussen de CREG en de netbeheerder betreffende de procedure voor de goedkeuring van de tariefmethodologie voor het beheer van het elektriciteitstransmissienet en voor de netten met een transmissiefunctie en voor de goedkeuring van tariefvoorstellen en wijzigingen van tarieven en tarifaire toeslagen;

Gelet op het overleg tussen de CREG en de netbeheerder van 18 maart 2022;

Gelet op de openbare raadpleging over het ontwerp van tariefmethodologie die tussen 21 april en 12 mei 2022 plaatsvond;

Gelet op het verslag van de raadpleging over het Ontwerp van besluit tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de periode 2024-2027;

Gelet op het Aangepast ontwerp van besluit tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de periode 2024-2027, dat op 3 juni 2022 bezorgd werd aan de Kamer van volksvertegenwoordigers;

Overwegend dat aan alle wettelijke en conventionele verplichtingen in verband met het tot stand komen van de onderhavige tariefmethodologie voldaan werd;

Overwegend dat de CREG de tariefmethodologie aan de netbeheerder moet bezorgen, ten laatste zes maanden voor de datum waarop het tariefvoorstel voor de regulatoire periode 2024-2027 bij haar moet ingediend worden;

Beslist de CREG het volgende:

5.1. DEFINITIES EN TOEPASSINGSGBIED

Art. 1.

De definities uit artikel 2 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt zijn van toepassing in deze tariefmethodologie.

Art. 2.

De volgende definities zijn eveneens van toepassing:

- 1° "electriciteitswet": de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.
- 2° "CREG": de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas aangewezen in toepassing van artikel 23 van de electriciteitswet.
- 3° "rapporteringsmodellen": geheel van documenten, tabellen en gegevens, bedoeld in bijlage 1.
- 4° "netwerk met een transmissiefunctie": de lokale of regionale elektriciteitstransmissienetten met een spanningsniveau tussen 30kV en 70kV die hoofdzakelijk dienen voor het vervoer van elektriciteit voor niet-huishoudelijke afnemers en andere netten in België alsook de

wisselwerking tussen installaties voor elektriciteitsproductie en tussen elektrische netten met een transmissiefunctie.

- 5° "infrastructuurniveau": elk deel van een net dat overeenstemt met één van de volgende spanningsniveaus:
- a) het net met een nominale spanning van 380/220/150/110 kV;
 - b) het net met een nominale spanning van 70/36/30 kV;
 - c) de transformatoren waarvan de uitgang op Middenspanning werkt en de onderdelen die deel uitmaken van de infrastructuur vereist voor de uitvoering van de wettelijke en reglementaire taken van de netbeheerder.
- 6° "toegangshouder": elke natuurlijke of rechtspersoon die een toegangscontract met de netbeheerder heeft afgesloten; er kan sprake zijn van een netgebruiker of van eender welke andere natuurlijke of rechtspersoon die door een netgebruiker is aangewezen binnen de grenzen van de geldende wet- en regelgeving.
- 7° "evenwichtsverantwoordelijke" of "BRP": een marktspeler, of zijn aangeduide vertegenwoordiger, die verantwoordelijk is voor zijn evenwichten.
- 8° "dienst": een geheel van werkzaamheden die ten behoeve van een netgebruiker verricht worden tegen een bepaald gereguleerd tarief.
- 9° "directe kosten": de kosten waarvoor bij de toerekening een direct verband met een dienst van de netbeheerder kan worden gelegd.
- 10° "indirecte kosten": de kosten waarvoor bij de toerekening geen direct verband met een dienst van de netbeheerder kan worden gelegd en die verdeeld worden volgens een verdeelsleutel op basis van activiteiten en kostenplaatsen.
- 11° "kostenplaats": organisatorische of andere eenheid in de onderneming waar de verdeling van de kosten zich op kan richten.
- 12° "commissaris": de natuurlijke of rechtspersoon aan wie de controle van de jaarrekeningen werd toevertrouwd in overeenstemming met artikel 3:58 (en volgende) van het Wetboek van Vennootschappen en verenigingen.
- 13° "*Frequency Control Reserve* (FCR)": de ondersteunende dienst die de automatische frequentieregeling binnen het Europese koppelnet verzekert.
- 14° "*Automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR)": de ondersteunende dienst geleverd met het oog op de voortdurende herstelling van het evenwicht in de Belgische regelzone enerzijds en op de voortdurende regeling van de frequentieschommelingen op een niveau rond 50 Hertz anderzijds.
- 15° "*Manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR)": de ondersteunende dienst om ernstige problemen van onevenwicht en congestie op te lossen.
- 16° "handhaven en herstellen van het individueel evenwicht van de toegangsverantwoordelijken": de dienst die de netbeheerder levert ter compensatie van eender welk onevenwicht in het elektriciteitssysteem op kwartuurbasis.
- 17° "*black start dienst*": de ondersteunende dienst geleverd door de netbeheerder waarbij deze laatste, ingeval van een totale black-out van zijn net, een procedure uitvoert om de voeding ervan geleidelijk te herstellen.

- 18° "regeling van de spanning en van het reactief vermogen": de ondersteunende dienst voor het behoud van de elektrische spanning op een adequaat en stabiel niveau.
- 19° "congestiebeheer": de dienst gericht op het ter beschikking stellen van een zo groot mogelijke transmissiecapaciteit en dit op een transparante en niet discriminerende wijze, en waarbij de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het net worden gewaarborgd.
- 20° "aansluiting van een netgebruiker": het geheel van installaties die de uitrustingen van de netgebruiker verbinden met het net van de netbeheerder en dat ten minste uit een aansluitingsveld bestaat.
- 21° "toegangspunt": een injectie- en/of afnamepunt op het net.
- 22° "koppelpunt": het contactpunt tussen een net beheerd door de transmissienetbeheerder en een net beheerd door een distributienetbeheerder.
- 23° "netto afgenomen vermogen": het verschil op een toegangspunt of op een koppelpunt, voor een gegeven kwartier, tussen het afgenomen vermogen door de netgebruiker(s) aangesloten in dat toegangspunt of door de distributienetbeheerder in dit koppelpunt enerzijds en het geïnjecteerde vermogen door de lokale productie(s) geassocieerd met dit toegangspunt of koppelpunt anderzijds. Ingeval dit verschil leidt tot een negatieve waarde, is het 'netto afgenomen vermogen' gelijk aan nul.
- 24° "netto afgenomen energie": de integraal van het netto afgenomen vermogen in een toegangspunt of in een koppelpunt voor de gegeven periode.
- 25° "contractueel vermogen": aansluitingsvermogen zoals gedefinieerd in de bijlage 8 bij het aansluitingscontract.
- 26° "netto geïnjecteerd vermogen": het verschil, op een toegangspunt of op een koppelpunt voor een gegeven kwartier, tussen enerzijds het geïnjecteerde vermogen door de productie(s) geassocieerd aan dit toegangspunt of door de distributienetbeheerder in dat koppelpunt en anderzijds het afgenomen vermogen door de belasting(en) die geassocieerd zijn aan dit toegangspunt of dit koppelpunt. Ingeval dit verschil leidt tot een negatieve waarde, is het (netto) geïnjecteerd vermogen gelijk aan nul.
- 27° "netto geïnjecteerde energie": de integraal van het netto geïnjecteerd vermogen op een toegangspunt of op een koppelpunt voor een gegeven periode.
- 28° "exploitatiejaar": een kalenderjaar.
- 29° "regulatoire periode": een periode van vier aaneensluitende exploitatiejaren.
- 30° "piektariefperiode": de periode voorgesteld door de netbeheerder en goedgekeurd door de CREG, waarin de globale netbelasting statistisch het hoogst is. Deze periode kan worden gedifferentieerd voor het tarief voor de jaarlijkse piek en het tarief voor de maandelijkse piek.
- 31° "marktkoppeling": de koppeling van *day ahead* elektriciteitsbeurzen met het oog op een gecoördineerde prijs- en volumebepaling voor deze elektriciteitsbeurzen op basis van de beschikbare capaciteit op de betrokken grenzen zoals door de betrokken transmissienetbeheerders aan deze beurzen meegedeeld.
- 32° "mobiele belasting": elk elektrisch verbruik door de spoorwegmaatschappij waarvan de nuttige functie erin bestaat zich zonder ont koppeling van het ene naar het andere afnamepunt te verplaatsen.
- 33° "technisch federaal reglement ": het Koninklijk Besluit van 22 april 2019 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe.

- 34° "ter beschikking gesteld vermogen": hetzij het schijnbaar nominaal transformatievermogen per koppelpunt, zoals vermeld op de kernplaat van de transformator, hetzij het contractuele vermogen per toegangspunt.
- 35° "gereguleerde activiteit": het geheel van de wettelijke opdrachten opgenomen in artikel 8 van de elektriciteitswet, in de overeenstemmende artikelen van de Gewestelijke regelgeving voor het lokaal en gewestelijk transport via elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie en in de geldende Europese Verordeningen.
- 36° "TYNDP": het ontwikkelingsplan van het transmissienet in de hele Europese Gemeenschap omvat in artikel 48 van Verordening (EG) nr. 943/2019 van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit.
- 37° *Modular Offshore Grid I (MOGI)*: de aansluiting van de *offshore* parken Rentel, Northwester II, Mermaid en Seastar via een « *offshore switch yard* » (OSY) en drie 220 kV kabels die de OSY verbinden met de hoogspanningspost van Stevin
- 38° *Modular Offshore Grid II (MOGII)*: de *offshore* transmissie-infrastructuur voor het transport van de energie die wordt opgewekt door de windmolenparken in de Prinses Elisabethzone bestaande uit transformatie-installaties op zee en de kabels die deze installaties verbinden met het *onshore* transmissienet.

Art. 3.

Deze tariefmethodologie is van toepassing op de beheerders van een elektriciteitstransmissienet of van elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie.

De erkende gesloten industriële netten beschikken over een ontheffing waardoor hun tarieven niet aan deze tariefmethodologie onderworpen zijn.

De tarieven toegepast door de beheerder van een gesloten industrieel net en de methoden gebruikt voor de berekening daarvan dienen echter transparant, niet-discriminerend, voldoende gedetailleerd te zijn en, een afspiegeling te vormen van de werkelijke en redelijke kosten en een billijke marge te bevatten. De beheerder van een gesloten industrieel net deelt zijn tarieven en berekeningsmethoden mee aan de gebruikers aangesloten op zijn net voor hun inwerkingtreding.

Op verzoek van een gebruiker van een gesloten industrieel net verifieert de CREG de tarieven en de methoden voor de berekening ervan. Indien de CREG weigert om de tarieven of methoden goed te keuren, trachten de beheerder en de gebruikers van het gesloten industrieel net tot een akkoord te komen over de punten waarop de CREG de tarieven of de berekeningsmethoden ervan heeft afgewezen binnen de twee maanden na ontvangst van de beslissing van de CREG door de beheerder van een gesloten industrieel net. Bij gebrek aan een akkoord richt de beheerder van een gesloten industrieel net binnen een termijn van drie maanden na ontvangst van de beslissing van de CREG een tariefvoorstel aan de CREG conform de bepalingen van onderhavige tariefmethodologie.

5.2. ALGEMENE TARIEFSTRUCTUUR

Art. 4.

§ 1. De algemene tariefstructuur omvat alle tarieven van de netbeheerder.

§ 2. Tarieven zijn de prijzen, die een gebruiker aan de netbeheerder verschuldigd is voor diens dienstverlening. De tarieven zijn eenheidsprijzen (exclusief BTW) die door de CREG werden goedgekeurd en die door de netbeheerder in de loop van een bepaald exploitatiejaar van een regulatoire periode aan de gebruikers van het net gefactureerd worden.

§ 3. Ze zijn opgesteld in overeenstemming met de wettelijke bepalingen en respecteren de principes van niet-discriminatie, transparantie en uniformiteit op het grondgebied dat door de netbeheerder bediend wordt.

§ 4. De tarieven bevorderen de energie-efficiëntie alsook de diversifiëring van de flexibiliteitsbronnen waarover de netbeheerder kan beschikken, waaronder meer bepaald het vraagbeheer.

§ 5. De toewijzing van de noodzakelijke en efficiënte kosten aan de tarieven dragen bij tot de veiligheid van de uitbating van het systeem.

§ 6. De tarieven worden *ex ante* bepaald en bekendgemaakt voor de volledige duur van de regulatoire periode, doch hun waarde kan in beginsel van exploitatiejaar tot exploitatiejaar variëren.

§ 7. De algemene tariefstructuur bevat een onderscheid tussen de transmissietarieven, die het totaal inkomen van de netbeheerder omvat en de tarieven voor de openbare dienstverplichtingen.

§ 8. Rekening houdend met de toepasselijke wettelijke en reglementaire bepalingen, worden aan de algemene tariefstructuur op transparante en niet-discriminerende wijze de toeslagen en andere heffingen bedoeld in artikel 7 toegevoegd.

§ 9. De installaties voor de opslag van elektriciteit aangesloten op het transmissienet of op netten met een transmissiefunctie en waarvan de indienststelling gebeurt na 1 juli 2018 genieten gedurende een periode van tien jaar na hun initiële indienststelling van een vrijstelling op de transmissienettarieven, met uitzondering van de tarieven voor de aansluiting.

De installaties voor de opslag van elektriciteit aangesloten op het transmissienet of op netten met een transmissiefunctie waarvan zowel het geïnstalleerd vermogen als de opgeslagen energie na uitbreidingswerken verhoogd werden met meer dan 7,5 % in vergelijking met hun niveau op 1 juli 2018 genieten van een vrijstelling van 80 % op de transmissienettarieven, aansluitingstarieven uitgezonderd, en dit gedurende een periode van vijf jaren na het opnieuw in dienst stellen na de uitgevoerde werken. Deze opslaginstallaties kunnen vanaf het einde van de eerste fase van de uitbreidingswerken (geïnstalleerde capaciteit of opgeslagen energie) van deze vrijstelling genieten, echter, de vrijstelling moet binnen de twee maanden aan de transmissienetbeheerder terugbetaald worden indien de tweede fase van de uitbreidingswerken (opgeslagen energie of geïnstalleerde capaciteit) niet zijn beëindigd binnen de drie jaar na het einde van de eerste fase van de uitbreidingswerken.

Deze steunmaatregel maakt het voorwerp uit van een monitoring van de CREG over de impact ervan wat betreft kosten en opbrengsten om elke overwinst of onvoldoende steun te vermijden.

Art. 5.

§ 1. De transmissietarieven zijn gekoppeld aan de diensten die de netbeheerder levert in het kader van zijn gereguleerde activiteiten. Bijlage 2 aan deze methodologie bevat een beschrijving van die diensten, alsook van de transmissietarieven en kostencategorieën die eronder ressorteren.

§ 2. De transmissietarieven omvatten:

1. de aansluitingstarieven;
2. de tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur:
 - 2.1. de tarieven voor de maandpiek;
 - 2.2. de tarieven voor de jaarpiek;
 - 2.3. de tarieven voor het ter beschikking gestelde vermogen;
3. de tarieven voor het beheer van het elektrisch systeem:
 - 3.1. het tarief voor het beheer van het elektrisch systeem;
 - 3.2. het tarief voor de aanvullende afname van reactieve energie;
4. de tarieven ter compensatie van onevenwichten;
 - 4.1. de tarieven voor de vermogensreserves en voor de *black start*;
 - 4.2. het tarief voor het behoud en het herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken;
5. het tarief voor de integratie van de elektriciteitsmarkt.

Art. 6.

De tarieven voor de openbare dienstverplichtingen compenseren de netto kosten met inbegrip van de beheerskosten en financiële lasten van de openbare dienstverplichtingen die aan de netbeheerder worden opgelegd en waarvoor de wet, het decreet of de ordonnantie, of hun uitvoeringsbesluiten, geen specifiek compensatiemechanisme heeft voorzien, via een toeslag of andere heffing, in ruil voor de prestatie van de netbeheerder.

Art. 7.

§ 1. De toeslagen die door de bevoegde instanties werden ingevoerd om de netto kosten van de openbare dienstverplichtingen te compenseren, alsook elke afname, heffing, taks, bijdrage van welke aard ook die een overheidsinstantie aan de netbeheerder oplegt louter wegens het bestaan van de netwerkinfrastructuur op een bepaald grondgebied, wordt eveneens via een toeslag aan de tariefstructuur toegevoegd.

§ 2. De toeslagen en heffingen, bedoeld in § 1, die door de bevoegde instantie op het niveau van het gewest, de provincies van eenzelfde gewest of een significant aantal gemeenten van eenzelfde gewest worden bepaald, worden in de mate van het mogelijke doorgerekend aan de netgebruikers gevestigd op het betreffende grondgebied en mogen niet worden doorgerekend aan de netgebruikers gevestigd op het grondgebied van de andere gewesten.

5.3. TOTAAL INKOMEN TE DEKKEN DOOR DE TARIEVEN

5.3.1. Algemeenheden

Art. 8.

De transmissietarieven dekken het totaal inkomen nodig voor de uitoefening van gereguleerde activiteiten verbonden aan het transmissienet en de netwerken met een transmissiefunctie.

Dit totaal inkomen omvat:

- 1) de kosten van de netbeheerder, met inbegrip van de afschrijvingen en de financiële lasten;
- 2) de vergoeding van de netbeheerder die een billijke marge voor de vergoeding van de kapitalen geïnvesteerd in het net alsook de stimulansen omvat.

5.3.2. De noodzakelijke kosten

Art. 9.

Het totaal inkomen omvat de kosten noodzakelijk voor de voortzetting van gereguleerde activiteiten, met uitzondering van kosten die de CREG, in toepassing van de criteria bedoeld bij titel 5.4, geheel of gedeeltelijk wegens hun onredelijk karakter heeft verworpen.

Art. 10.

De kosten bedoeld in het voorgaande artikel zijn met name, zij het niet uitsluitend, samengesteld uit de volgende elementen:

- 1) de kosten en kostenverminderingen verbonden met afschrijvingen die in mindering worden gebracht van het gereguleerd actief in toepassing van artikel 15, § 4, de niet-recurrente afschrijvingen en de waardeverminderingen met toepassing van artikel 15, § 2, 2) met uitzondering van de afschrijvingen op positieve consolidatieverschillen, evenals de opname in het resultaat van kapitaalsubsidies;
- 2) de kosten en kostenverminderingen verbonden aan de waardeverminderingen op financiële vaste activa, de vorderingen op meer dan een jaar, de voorraden en bestellingen in uitvoering, de vorderingen op hoogstens één jaar;
- 3) de kosten die verband houden met het beheer van congesties, de *black start* dienst, het gebruik (energie) van reserves, de spanningsregeling en van de reactieve energie alsook met de energieaankopen ter compensatie van de netverliezen die niet bedoeld worden in punt 23) van onderhavig artikel;
- 4) de kosten voor het gebruik van de infrastructuur van derden;
- 5) de aanvullende pensioenlasten of de niet-gekapitaliseerde pensioenlasten van de publieke sector (met inbegrip van de bewegingen op de overeenkomstige provisierekeringen) die krachtens de statuten, collectieve arbeidsovereenkomsten of andere voldoende geformaliseerde overeenkomsten, goedgekeurd vóór 30 april 1999, als gestrande kosten in de tarieven opgenomen mogen worden, voor zover de netbeheerder deze betaalde aan medewerkers (of aan hun rechthebbenden, of hun werkgever) die een gereguleerde transmissieactiviteit of een activiteit met een elektriciteitstransmissiefunctie hebben verricht in de jaren die aan de liberalisering voorafgingen;

- 6) de effectief verschuldigde vennootschapsbelasting op de billijke marge omvat in artikel 14, na maximale verrekening van alle belastingverminderingen;
- 7) andere belastingen dan deze bedoeld in punt 6), in het bijzonder de onroerende voorheffing, de taksen en hiermee gelijkgestelde heffingen ten laste van de netbeheerder, met uitsluiting van de boetes opgelegd aan de netbeheerder en van de schadevergoedingen opgelegd aan de netbeheerder in het geval van netincidenten te wijten aan de netbeheerder;
- 8) de geboekte meer- en minderwaarden, met uitzondering van deze bedoeld in punt 22);
- 9) de financiële lasten en opbrengsten (op basis van het *embedded debt*-principe);
- 10) de kosten of kostenverminderingen die het gevolg zijn van de verrichtingen uit interconnecties en de deelname van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit aan het Belgische capaciteitsvergoedingsmechanisme, met uitzondering van de kosten en inkomsten die verband houden met *offshore* interconnectoren die behandeld moeten worden in overeenstemming met het specifieke tarifaire regulatoire stelsel dat in samenspraak met een andere nationale regulerende instantie van de Europese Unie werd bepaald en dat is opgenomen in bijlage 3. In het bijzonder gaat het om:
 - het saldo uit de te betalen opbrengsten en kosten die voortvloeien uit de toepassing van een compensatiemechanisme voor de transmissie van grensoverschrijdende fluxen; voor zover zij het gevolg zijn van Europese reglementering, van beslissingen van de CREG of van een overeenkomst tussen de betrokken netbeheerders;
 - de inkomsten uit de congestierentes;
 - de eventuele noodzakelijke kosten om het toegestaan minimuminkomen te verzekeren voor de realisatie van een *offshore* interconnector in de zin van artikel 2, 55° van de elektriciteitswet en zoals gedefinieerd in Bijlage 3;
 - de eventuele inkomsten gedefinieerd in Bijlage 3, wanneer het maximum toegestane inkomen voor de realisatie van een *offshore* interconnector in de zin van artikel 2, 55° van de elektriciteitswet overschreden wordt;
- 11) de kostenverminderingen of -vermeerderingen die het gevolg zijn van overdrachten tussen de resultatenrekening en de balans, met inbegrip van de verschillen toegewezen aan het inkomen uit vorige regulatoire periodes (overdracht van de regulatoire vorderingen en schulden), met dien verstande dat de bedoelde overdrachten geen verband houden met werken voor rekening van derden (ontvangen voorschotten en bestellingen in uitvoering), noch op de overdrachten tussen rekeningen die voortvloeien uit de kosten die verband houden met de openbare dienstverplichtingen of de toeslagen;
- 12) de kostenverminderingen die verband houden met terugnemingen van voorzieningen die van vóór 1 januari 2008 dateren;
- 13) de kosten verbonden aan de verplichte verplaatsing van infrastructuur van de netbeheerder die het gevolg is van de toepassing ten laste van de netbeheerder van de bepalingen van de wet van 10 maart 1925 op de elektriciteitsvoorziening of van de bepalingen van vervangende gewestelijke regelgeving te zake;
- 14) De kosten van de aankoop van volgende diensten voor de infrastructures op zee zoals de *Modular Offshore Grids*, die gefactureerd worden door derden, en na aftrek van de tussenkomst van verzekeringen:
 - *seabed surveys*, voor zover deze kosten niet geactiveerd zijn;

- de reparatie van kabels: alle kosten voor de reparatie van een van de onderzeese kabels;
 - het opnieuw ingraven van kabels: werken om een kabel terug in te graven wanneer uit monitoring en onderzoek van de zeebodem is gebleken dat dat noodzakelijk is;
 - herstel van het platform: alle kosten om de schade aan het platform en de uitrusting ervan als gevolg van een botsing met een boot die niet door de netbeheerder wordt bestuurd, te herstellen.
- 15) de kosten en kostenverminderingen verbonden aan de verplichte aanleg van de ontmantelingsprovisies voor de behandeling, de ontmanteling en het weghalen van de assets van de *Modular Offshore Grids*;
- 16) de vergoedingen voor de titularissen van een domeinconcessie zoals bedoeld in artikel 6/2, § 1, 2° van de elektriciteitswet voor zover ze niet ten laste van de netbeheerder zijn met toepassing van artikel 6/2, § 2 van de elektriciteitswet of van een van de uitvoeringsbesluiten ervan;
- 17) de kostenverminderingen verbonden aan ontvangen schadevergoedingen van verzekeringen die specifiek gericht zijn op de dekking van niet-beheersbare kosten;
- 18) de operationele kosten gefactureerd door CORESO en JAO;
- 19) de kosten (met inbegrip van de bewegingen op overeenstemmende provisierekeningen) van de aankoop van andere goederen en diensten, voor zover dit gebeurt binnen het kader van gereguleerde activiteiten van de netbeheerder, in het bijzonder deze gericht op:
- het beheer van de elektrische infrastructuur;
 - het beheer van het elektrisch systeem;
 - het beheer van de telecom-infrastructuur;
 - de informatica-activiteiten;
 - het gemeenschappelijk beheer;
 - de verzekeringspremies;
 - de lasten over te dragen naar balansrekeningen;
- 20) de kosten (met inbegrip van de bewegingen op overeenstemmende provisierekeningen) van bezoldigingen, sociale lasten en alle lasten betaald in het kader van groepsverzekeringen;
- 21) de kostenverminderingen die het gevolg zijn van gereguleerde activiteiten van de netbeheerder, met name:
- de opbrengsten uit de valorisatie van het gereguleerd actief, zelfs als ze geen verband houden met gereguleerde activiteiten;
 - de opbrengsten van *commercial metering*;
 - de opbrengsten uit prestaties ter ondersteuning van dochterondernemingen;
 - de opbrengsten uit exploitatie- of verminderingssubsidies van sociale lasten;

- de recuperaties uit verzekeringen die specifiek gericht zijn op de dekking van beheersbare kosten;
 - de recuperaties uit infrastructuur- of onderhoudswerken;
 - de opbrengsten uit werken voor derden;
 - de andere ontvangsten of recuperaties;
- 22) de meer- of minderwaarden van transacties onder bezwarende titel van vaste activa met uitzondering van vaste activa aangekocht in het kader van een compensatie volgens artikel 32, § 6;
- 23) de kosten die verband houden met de aankoop op lange termijn van energieblokken “Calendar” en “winterkwartalen” om de netverliezen te compenseren alsook de reserveringskosten, de balanceringsreserves (FCR, aFRR en mFRR), desgevallend verminderd met het geheel van boetes die aan de leveranciers worden opgelegd wegens het niet nakomen van hun verplichtingen terzake.

De kosten [en verminderingen] bedoeld in de punten 1) tot 18) worden als niet-beheersbaar beschouwd.

De kosten [en verminderingen] bedoeld in de punten 19) tot 22) worden als beheersbaar beschouwd.

De kosten [en verminderingen] bedoeld in punt 23) worden als beïnvloedbaar beschouwd.

Voor wat de kosten [en verminderingen] betreft, die niet onder één van de categorieën bedoeld in alinea 1 vallen, bepaalt de CREG, voorafgaand aan de neerlegging van het tariefvoorstel, of deze als beheersbaar, niet-beheersbaar of beïnvloedbaar moeten worden beschouwd.

Tijdens de regulatoire periode worden de kostencategorieën die niet in alinea 1 bedoeld worden en waarover de CREG zich niet heeft uitgesproken voorafgaand aan de neerlegging van het tariefvoorstel in overeenstemming met alinea 5, als beheersbaar beschouwd, behoudens het sluiten van een overeenkomst tussen de CREG en de netbeheerder.

Art. 11.

De netbeheerder handhaaft de kost van de diensten aangeboden aan de gebruikers op een zo laag mogelijk niveau door een optimale beheersing van de factoren die deze kost bepalen.

Art. 12.

Kruissubsidiëring tussen geregleerde en niet-geregleerde activiteiten is niet toegelaten.

5.3.3. Vergoeding

5.3.3.1. Algemene principes

Art. 13.

Naast de kosten bedoeld onder 5.3.2, dekken de nettarieven eveneens de vergoedingen die aan de netbeheerder kunnen worden toegekend. Het betreft:

- 1) de billijke marge op de in het net geïnvesteerde kapitalen;
- 2) stimulansen als vergoeding voor het realiseren van doelstellingen bepaald door de CREG.

5.3.3.2. De billijke marge op de in het net geïnvesteerde kapitalen

Art. 14.

De billijke marge is de normale vergoeding voor de kapitalen geïnvesteerd in het net. Ze wordt jaarlijks voor het desbetreffende exploitatiejaar bepaald door vermenigvuldiging van het rendementspercentage bedoeld in artikel 16 met het rekenkundig gemiddelde van de begin- en eindwaarde van het gereguleerd actief (RABgemiddeld) bedoeld in artikel 15.

De billijke marge is een netto vergoeding, ná toepassing van de vennootschapsbelasting.

Het verschil (positief of negatief) tussen de gebudgetteerde en door de CREG goedgekeurde billijke marge en de werkelijke, eveneens door de CREG goedgekeurde, waarde van deze marge, wordt integraal toegewezen aan het totaal inkomen van de volgende regulatoire periode.

Bij wijze van uitzondering wordt het kapitaal geïnvesteerd in een *offshore* interconnector vergoed op basis van een specifiek tarifair regulatoir stelsel bepaald in samenspraak met een andere nationale regulerende instantie en opgenomen in bijlage 3. De waarde van de activa van de netbeheerder in voornoemde interconnector maakt geen deel uit van de waarde van het ondervermeld gereguleerd actief (RAB) en de vergoeding die voortvloeit uit dat specifieke tarifaire regulatoire kader komt bovenop de andere vergoedingen bedoeld in de huidige methodologie.

5.3.3.2.1. *Het gereguleerd actief*

Art. 15.

§ 1. Per 31 december 2020 bedraagt de waarde van het gereguleerd actief (RAB) van de beheerder van het nationaal transmissienet € 5.088.965.244,66, met inbegrip van een meerwaarde van € 1.313.637.445,18.

Ingeval de rechten op de geregleerde materiële vaste activa wijzigen ingevolge een transactie tussen netbeheerders, wordt de waarde van het gereguleerd actief, met het onderscheid tussen de historische aanschaffingswaarde goedgekeurd door de CREG en de meerwaarde zoals die op het moment van de transactie bij de afstand doende vennootschap voorkomt, overgenomen als de waarde van het gereguleerd actief bij de verkrijgende vennootschap.

§ 2. De waarde van het gereguleerd actief evolueert jaarlijks door:

- 1) de toevoeging van de aanschaffingswaarde van de investeringen van het jaar in materiële en immateriële vaste activa, opgenomen in § 3;
- 2) de vermindering met de in dat jaar geboekte afschrijvingen, overeenkomstig § 4, de niet-recurrente afschrijvingen en de waardeverminderingen op de geregleerde materiële en immateriële vaste activa;
- 3) de vermindering met de netto boekwaarde van de in dat jaar buiten gebruik gestelde geregleerde activa evenals met een jaarlijks bedrag van € 25 miljoen om op een regelmatige en vaststaande wijze de meerwaarde begrepen in de RAB te verminderen;
- 4) de vermindering met de tussenkomsten van derden die in de loop van het jaar geïnd werden;
- 5) de bewegingen van de kapitaalsubsidies in de loop van het jaar;
- 6) de evolutie van de behoefte aan bedrijfskapitaal. De waarde van het gereguleerd actief wordt vermeerderd met de behoefte aan bedrijfskapitaal in plus of in min. De behoefte

aan bedrijfskapitaal wordt bepaald op basis van de gescheiden balans met betrekking tot de desbetreffende gereguleerde activiteit met uitsluiting van de balansrekeningen die verband houden met de ODV's bedoeld in de artikelen 6 en 7 of gecompenseerd via accijnzen. De behoefte aan bedrijfskapitaal van de netbeheerder is, op een bepaald moment, gelijk aan het verschil tussen enerzijds de som van de voorraden, de bestellingen in uitvoering, de vorderingen op ten hoogste één jaar, de benodigde operationele liquiditeiten (beperkt tot 2 % van de omzet uit de in België gereguleerde activiteiten) en de overlopende rekeningen van het actief op dat moment en, anderzijds, de som van de niet-rentedragende schulden, met name de handelsschulden op ten hoogste één jaar, de ontvangen voorschotten op bestellingen, de schulden met betrekking tot belastingen, bezoldigingen en sociale lasten, de overige schulden en de overlopende rekeningen van het passief op dat moment, zoals bedoeld in Bijlage I "Minimumindeling van het algemeen rekeningstelsel van de ondernemingen onderworpen aan boekhoudkundige verplichtingen andere dan verenigingen en stichtingen van het koninklijk besluit van 21 oktober 2018 tot uitvoering van de artikelen III.82 tot en met III.95 van het Wetboek van economisch recht.

Het resultaat van deze bewerkingen vormt de eindwaarde van het gereguleerd actief (RAB) van het betreffende exploitatiejaar en wordt overgenomen als beginwaarde van het gereguleerd actief van het volgende jaar.

§ 3. De verworven materiële en immateriële vaste activa bedoeld in § 2, 1) zijn deze die zijn opgenomen in de goedgekeurde ontwikkelingsplannen, investeringsplannen of aanpassingsplannen, aangevuld met de vervangingsinvesteringen, investeringen voor nieuwe aansluitingen en aanpassingen van bestaande infrastructuur, die door de CREG als redelijk zijn aanvaard.

§ 4. De netbeheerder bepaalt het jaarlijks bedrag van de afschrijvingen bedoeld in § 2, 2) door toepassing van de volgende afschrijvingspercentages op de historische aanschaffingswaarde, zonder rekening te houden met enige restwaarde:

Industriële gebouwen:	3% (33 jaar)
Niet-industriële gebouwen:	2% (50 jaar)
Kabels:	2% (50 jaar)
Leidingen:	2% (50 jaar)
Posten en cabines:	
- Laagspanningsuitrustingen:	3% (33 jaar)
- Hoogspanningsuitrustingen:	3% (33 jaar)
- Numerieke technologie	6% (16,66 jaar)
Aansluitingen:	
- Transformaties	3% (33 jaar)
- Lijnen en kabels	2% (50 jaar)
Meetapparatuur:	3% (33 jaar)
Teletransmissie en optische vezels:	10% (10 jaar)
HDPE-kokers voor optische vezel:	2% (50 jaar)
Gereedschap en meubilair:	10% (10 jaar)

Rollend materieel:	20% (5 jaar)
Software en licenties:	20% (5 jaar)
<i>Modular Offshore Grid I</i> :	3,33% (30 jaar)
HVDC-technologie:	
- Omvormers	3,33% (30 jaar)
- Kabels	2,5% (40 jaar)

Na overleg met de CREG en rekening houdend met specifieke projecten kunnen andere activaklassen en afschrijvingspercentages worden goedgekeurd. Indien activa worden gerenoveerd, kunnen de renovatiekosten worden afgeschreven over de helft van de initiële afschrijvingsperiode van de activa. De kapitaalsubsidies worden in het resultaat opgenomen zodra ze vaststaan en dit aan hetzelfde ritme als de activa waarop ze betrekking hebben.

Het afschrijvingsritme is lineair tenzij de CREG dit voor bepaalde activa vooraf anders bepaalt.

§ 5. De netbeheerder splitst de waarde van het gereguleerd actief (RAB) op tussen enerzijds het MOG I (RAB_{MOGI}) en anderzijds de andere elementen van zijn net en de behoefte aan bedrijfskapitaal.

5.3.3.2.2. *Het rendementspercentage*

Art. 16.

In overeenstemming met het *Capital Asset Pricing Model* en in functie van de financiële structuur van de netbeheerder, is het rendementspercentage de som van:

- 1) de risicovrije rente;
- 2) de individuele risicopremie van de netbeheerder;
- 3) de bijkomende risicopremie voor het dekken van bijkomende risico's van het *Modular Offshore Grid I*.

Art. 17.

§ 1. De risicovrije rente (RVR) is vastgelegd op 1,6 %.

§ 2. De individuele risicopremie wordt bepaald door de marktrisicopremie (R_m) met een bèta parameter (β) te vermenigvuldigen.

§ 3. De marktrisicopremie (R_m) is vastgelegd op 3,50%.

§ 4. De bètafactor (β) is vastgelegd op 0,69.

§ 5. De bijkomende risicopremie voor het dekken van bijkomende risico's die verband houden met het *Modular Offshore Grid I* (R_{MOGI}) is vastgelegd op 1,4 % tijdens de afschrijvingsperiode van het *Modular Offshore Grid I*.

Art. 18.

De financiële structuur van de netbeheerder (S) is de verhouding, begrensd tot 100 %, van zijn eigen vermogen en zijn gereguleerd actief. De teller wordt voor het betreffende exploitatiejaar berekend als het rekenkundig gemiddelde van de beginwaarde na resultaatverwerking en de eindwaarde ervan vóór resultaatverwerking.

Indien de financiële structuur van de netbeheerder kleiner is dan of gelijk aan 40 %, is het rendementspercentage gelijk aan het resultaat van de formule:

$$S \times ([RVR + (R_m \times \beta)] + (RAB_{MOGI}/RAB) \times R_{MOGI})$$

Indien de financiële structuur van de netbeheerder groter is dan 40 %, wordt in de formule in voorgaande alinea de factor S gelijkgesteld aan 40 % en wordt daarbij het resultaat van volgende formule opgeteld:

$$(S - 40\%) \times (RVR + 0,70\%).$$

Art. 19.

§ 1. De netbeheerder maakt het tariefvoorstel op:

- 1) wat de Bèta parameter betreft, in overeenstemming met artikel 17, § 4;
- 2) wat betreft de financiële structuur S, op basis van de desgevallend gescheiden balans van de netbeheerder van het laatste volledige exploitatiejaar dat de indiening van het tariefvoorstel voorafgaat.

§ 2. De netbeheerder herberekent in het tariefverslag de parameters genoemd in § 1 op grond van de werkelijke waarden. De netbeheerder en de CREG houden met deze herrekenende parameters rekening in de procedure bedoeld in titel 5.6 bij de bepaling van het verschil tussen enerzijds de werkelijke, aan de netbeheerder toekomende billijke marge en anderzijds de geraamde billijke marge van het tariefvoorstel.

Het saldo van het verschil wordt toegewezen aan het totaal inkomen van de volgende regulatoire periode.

5.3.3.3. Stimulansen

5.3.3.3.1. *Stimulansen tot kostenbeheersing*

Art. 20.

Het (positieve of negatieve) verschil tussen het budget van niet-beheersbare kosten goedgekeurd door de CREG en de reële waarde van deze kosten, goedgekeurd in overeenstemming met titel 5.6, wordt integraal toegewezen aan het totaal inkomen van de volgende regulatoire periode.

Art. 21.

§ 1. Voor elk jaar van de regulatoire periode stelt de netbeheerder, rubriek per rubriek, een budget van beheersbare kosten voor, met name op basis van de volgende elementen:

- 1) de ontwikkeling van het volume aan investeringen dat is opgenomen in het ontwikkelingsplan van de netbeheerder omvat in artikel 13 van de elektriciteitswet en in de investeringsplannen goedgekeurd door de bevoegde gewestelijke instanties;
- 2) de ontwikkeling van het volume aan investeringen dat niet is opgenomen in de ontwikkelings- en investeringsplannen bedoeld in 1);
- 3) de ontwikkeling van het gebouwenpark- en de portfolio van activa waarvan de netbeheerder eigenaar is;
- 4) de niet-recurrente en voorzienbare onderhoudskosten van de *Modular Offshore Grids*, zoals het niet-recurrente onderhoud van bepaalde elektrische uitrustingen

(aansluitingsvelden op hoog- en laagspanning), het opnieuw schilderen, de vervanging van de loskade, de vervanging van de anti-erosiebescherming van de structuur van het platform of de vervanging van ondersteunende systemen op het platform.

§ 2. Dit voorstel van budget van beheersbare kosten wordt door de netbeheerder uitgesplitst in de volgende categorieën:

- 1) de uitgaven in verband met het onderhoud van het bestaande Belgische net;
- 2) de uitgaven in verband met de ontwikkeling van het bestaande Belgische net. Deze uitgaven moeten verder worden verdeeld over de verschillende, individuele investeringen;
- 3) de andere uitgaven die geen direct verband hebben met een specifiek materieel actief.

§ 3. Het bedrag van de vier jaarlijkse budgetten van beheersbare kosten, door de CREG goedgekeurd voor de regulatoire periode, is het voorwerp van een correctie *ex post* in functie van de investeringen, de niet-recurrente aangekondigde en effectief gerealiseerde onderhoudswerken van de *Modular Offshore Grids* en van de reële inflatie.

§ 4. Bij wijze van stimulans tot kostenbeheersing wordt 50 % van het (positieve of negatieve) verschil tussen enerzijds het budget van beheersbare kosten goedgekeurd door de CREG en gecorrigeerd in overeenstemming met § 3, en anderzijds de reële waarde van deze kosten, jaarlijks aan de netbeheerder toegewezen. De eventueel op het bedrag van deze stimulans verschuldigde belasting is voor rekening van de netbeheerder.

De correctie bedoeld in § 3, evenals 50 % van het verschil (positief of negatief) tussen enerzijds het budget aan beheersbare kosten goedgekeurd door de CREG en gecorrigeerd in overeenstemming met § 3, en anderzijds de werkelijke waarde van deze kosten wordt toegewezen aan het totaal inkomen van de volgende regulatoire periode.

Art. 22.

§ 1. Bij wijze van stimulans voor de beheersing van de beïnvloedbare kosten wordt 20 % van het verschil tussen enerzijds een referentie vastgesteld overeenkomstig §§ 2 en 3 en anderzijds de reële waarde van elk van deze kosten jaarlijks toegekend aan de netbeheerder. De stimulans wordt op afzonderlijke en geïsoleerde wijze berekend voor de verschillende categorieën van beïnvloedbare kosten. Het totale jaarlijkse bedrag vóór belastingen van de stimulansen voor beheersing van de beïnvloedbare kosten mag jaarlijks echter niet negatief zijn.

De belasting die eventueel verschuldigd is op het bedrag van deze stimulans, is ten laste van de netbeheerder.

§ 2. Wat betreft de reserveringskosten bestaat de referentie van jaar Y uit het gemiddelde van de reserveringskosten van de respectieve reserves van de periode 2020-2023²:

- 1) in eerste instantie wordt het gemiddelde van de reserveringskosten van de reserves zoals waargenomen tijdens de periode 2020-2023 gecorrigeerd in evenredige verhouding met de evolutie van de capaciteiten waarvoor een contract is gesloten tussen het gemiddelde van de periode 2020-2023 en het jaar Y;
- 2) in tweede instantie, specifiek met betrekking tot de FCR en de aFRR, wordt het resultaat van de eerste stap jaarlijks verminderd met 10 % (cumulatief); dit vertegenwoordigt de minimale jaarlijkse efficiëntiewinst die op deze markten wordt verwacht, los van wat de netbeheerder onderneemt. Specifiek met betrekking tot de mFRR wordt het resultaat van de eerste stap verhoogd met 2 % per schijf van 25 MW bijkomende capaciteit waarvoor een contract is gesloten in het jaar Y ten opzichte van het gemiddelde van de periode

2020-2023. Omgekeerd wordt het resultaat van dit product verlaagd met 2 % per schijf van 25 MW minder gecontracteerde capaciteit in het jaar Y ten opzichte van het gemiddelde van de periode 2020-2023.

§ 3. Wat betreft de kosten in verband met de aankoop van energieblokken "Calendar" en "winterkwartalen" die op lange termijn wordt verricht ter compensatie van de netverliezen, wordt de referentie van het jaar Y jaarlijks vastgesteld door het volume waarvoor de netbeheerder werkelijk een contract heeft gesloten om deze netverliezen te dekken te vermenigvuldigen met een theoretische prijs. Als X % en Z % overeenstemmen met het aandeel van het energievolume dat de netbeheerder aankoopt om de verliezen van jaar Y te compenseren via energieblokken die respectievelijk in het eerste en het vierde kwartaal worden geleverd, dan is deze theoretische prijs gelijk aan de som van enerzijds X % van het rekenkundig gemiddelde van de noteringen gedurende de twaalf maanden voorafgaand aan de levering van het contract *Futures* Q1 van het jaar Y plus Z % van het rekenkundig gemiddelde van de noteringen gedurende de twaalf maanden voorafgaand aan de levering van het contract *Futures* Q4 van het jaar Y plus, tot slot, $(1 - X \% - Z \%)$ van het rekenkundig gemiddelde van de noteringen van het contract *Futures Calendar* Y gedurende de jaren Y-3, Y-2, Y-1. Om rekening te houden met de bijkomende risicopremies die door de marktdeelnemers worden gevraagd in een context van hoge prijsvolatiliteit, worden bovenvermelde noteringen, op dagelijkse basis, verhoogd met 2 % indien het verschil tussen een notering en het gemiddelde van de noteringen gedurende de 5 noteringsdagen die eraan voorafgaan in absolute waarde tussen 5 en 10 % ligt, en worden ze verhoogd met 4 % indien dit verschil in absolute waarde meer dan 10 % bedraagt.

§ 4. Ingeval zich uitzonderlijke omstandigheden voordoen, zullen de CREG en de netbeheerder overleggen over de eventuele opheffing van de ontwikkelingsregels bedoeld in §§ 2 en 3.

§ 5 De verbetering van de energie-efficiëntie van de gebouwen in de onderstations geeft aanleiding tot de toekenning van een stimulans die afhankelijk is van het gerenoveerd aantal vierkante meter. Zonder dat dit bedrag evenwel € 800.000/jaar mag overschrijden, is het maximaal jaarlijks bedrag voor deze stimulans gelijk aan het product van 0,02 % * RABgemiddeld * minimum (S;40 %). Voor elk jaar van de regulatoire periode 2024-2027 voorziet de netbeheerder *ex ante* in zijn tariefvoorstel in het bedrag van € 400.000 als element van zijn totaal inkomen.

5.3.3.3.2. *Stimulansen gericht op de bevordering van de prestaties*

Art. 23.

§ 1. Er kunnen stimulansen aan de netbeheerder worden toegekend om hem ertoe aan te sporen:

- 1) de marktintegratie en de bevoorradingszekerheid te bevorderen;
- 2) de kwaliteit van de dienstverlening te verbeteren;
- 3) de innovatie te stimuleren;
- 4) het systeemevenwicht te bevorderen; en
- 5) de continuïteit van de bevoorrading te vergroten.

Onverminderd de bepalingen van art. 22, § 5 tot art. 28 en na overleg met de netbeheerder en de marktactoren, bepaalt de CREG, voor het indienen van het tariefvoorstel, de finale modaliteiten ter bepaling van deze stimulansen, met name de berekeningswijze van de gebruikte indicatoren en de wijze waarop doelstellingen worden bepaald.

§ 2. In het kader van haar beslissing over het tariefverslag bepaalt de CREG jaarlijks het bedrag van stimulansen dat aan de netbeheerder toekomt.

§ 3. De belasting (op basis van de gemiddelde aanslagvoet) die eventueel op het bedrag van deze stimulansen is verschuldigd, is voor rekening van de netbeheerder.

§ 4. Het verschil tussen de reële goedgekeurde stimulansen en de in het tariefvoorstel gebudgetteerde bedrag voor het exploitatiejaar wordt toegewezen aan het totaal inkomen van de volgende regulatoire periode.

Art. 24.

§ 1. De voortgang die de netbeheerder realiseert op het vlak van de **marktintegratie** en dat van de **bevoorradingszekerheid** geeft aanleiding tot de toekenning van drie stimulansen:

- 1) de toekenning aan de netbeheerder van een deel van de resultaten uit bepaalde financiële deelnemingen die duidelijk bijdragen tot de marktintegratie en/of de bevoorradingszekerheid (zie § 2);
- 2) de toekenning aan de netbeheerder van een bedrag voor de gemeten verhoging van de ter beschikking gestelde interconnectiecapaciteit in de Belgische regelzone, bepaald door een berekeningsmethode gebaseerd op één of meerdere van volgende elementen: (i) de karakteristieken van kritische netelementen opgenomen in de marktkoppeling, (ii) het resultaat van de marktkoppeling, (iii) de vraag in de Belgische regelzone, (iv) de kosten voor *redispatching* en (v) de werken voor de versteviging van het Belgische transmissienet (zie § 3);
- 3) de toekenning aan de netbeheerder van een bedrag voor de tijdige realisatie van, voor elke jaar, tussen vier à zes grote infrastructuurprojecten (zie § 4).

§ 2. De volgende bepalingen zijn van toepassing op de stimulans bedoeld in § 1, 1):

- 1) de netbeheerder ontvangt elk jaar veertig procent van de geïnde dividenden, gerealiseerde meer- en minderwaarden op de financiële participaties die hij heeft in de volgende ondernemingen die bijdragen aan de marktintegratie: CORESO, HGRT en JAO. Deze lijst van financiële participaties waaraan deze stimulans is verbonden kan het voorwerp uitmaken van wijzigingen mits een voorafgaandelijke goedkeuring van de CREG;
- 2) het saldo van de geïnde dividenden, gerealiseerde meer- en minderwaarden wordt toegewezen aan het totaal inkomen van de volgende regulatoire periode;
- 3) voor deze stimulans is geen specifieke opname in de *ex ante* rapportering vereist. Dat dient wel te gebeuren voor de *ex post* rapportering.

§ 3. De volgende bepalingen zijn van toepassing op de stimulans bedoeld in § 1, 2):

- 1) zonder dat dit bedrag evenwel € 33.800.000/jaar mag overschrijden, bedraagt het maximale jaarlijkse bedrag voor deze stimulans het product van $0,97 \% * RAB_{\text{gemiddeld}} * \text{minimum} (S ; 40 \%)$;
- 2) voor elk jaar van de regulatoire periode 2024-2027 voorziet de netbeheerder *ex ante* in zijn tariefvoorstel het bedrag van € 14.600.000 als element van zijn totaal inkomen;

§ 4. De volgende bepalingen zijn van toepassing op de stimulans bedoeld in § 1, 3):

- 1) zonder dat dit bedrag evenwel € 8.400.000/jaar mag overschrijden, bedraagt het maximale jaarlijkse bedrag voor deze stimulans het product van $0,24 \% * RAB_{\text{gemiddeld}} * \text{minimum} (S ; 40 \%)$;

- 2) voor elk jaar van de regulatoire periode 2024-2027 voorziet de netbeheerder *ex ante* in zijn tariefvoorstel het bedrag van € 4.200.000 als element van zijn totaal inkomen;

Art. 25.

§ 1. De **verbetering van de kwaliteit van de dienstverlening** van de netbeheerder geeft aanleiding tot de toekenning van drie stimulansen.

De eerste stimulans hangt af van de tevredenheid van de netgebruikers die over een nieuwe aansluiting beschikken (of over een substantiële wijziging aan hun bestaande aansluiting) voor wat onder meer het respecteren van de termijnen betreft en de budgetten die voorafgaand tussen de netbeheerder en de gebruiker werden overeengekomen. Deze stimulans is gebaseerd op een jaarlijkse tevredenheidsenquête geadresseerd aan gebruikers voor wie de aansluiting tijdens het voorgaande jaar werd voltooid. Zonder dat dit bedrag evenwel € 2.300.000/jaar mag overschrijden, bedraagt het maximale jaarlijkse bedrag voor deze stimulans het product van $0,07\% * RAB_{\text{gemiddeld}} * \text{minimum} (S; 40\%)$. De netbeheerder voorziet *ex ante* in zijn tariefvoorstel, voor elk jaar van de regulatoire periode 2024-2027, een bedrag van € 1.150.000 als element van zijn totaal inkomen.

De tweede stimulans hangt af van de tevredenheid van alle netgebruikers. Deze stimulans is gebaseerd op twee tevredenheidsenquêtes die tweejaarlijks afwisselend worden gehouden. De eerste tweejaarlijkse enquête wordt alleen geadresseerd aan de leden van de User Group van de netbeheerder met het oog op de waardering van de kwaliteit van de organisatie van deze User Group evenals de kwaliteit van de administratieve opvolging van de netbeheerder. De tweede tweejaarlijkse enquête wordt geadresseerd aan alle netgebruikers met het oog op de waardering van hun algemene tevredenheid over de commerciële relatie met de netbeheerder. Zonder dat dit bedrag evenwel € 4.200.000/jaar mag overschrijden, bedraagt het maximale jaarlijkse bedrag voor deze stimulans het product van $0,12\% * RAB_{\text{gemiddeld}} * \text{minimum} (S; 40\%)$. Voor elk jaar van de regulatoire periode 2024-2027 voorziet de netbeheerder *ex ante* in zijn tariefvoorstel het bedrag van € 2.100.000 als element van zijn totaal inkomen.

De derde stimulans hangt af van de kwaliteit van de gegevens die door de netbeheerder ter beschikking van de markt worden gesteld op zijn website evenals op de website van ENTSO-E. Zonder dat dit bedrag evenwel € 8.400.000/jaar mag overschrijden, bedraagt het maximale jaarlijkse bedrag voor deze stimulans het product van $0,24\% * RAB_{\text{gemiddeld}} * \text{minimum} (S; 40\%)$. Voor elk jaar van de regulatoire periode 2024-2027, voorziet de netbeheerder *ex ante* in zijn tariefvoorstel het bedrag van € 945.000 als element van zijn totaal inkomen.

Art. 26.

§ 1. Het verkrijgen van kapitaalsubsidies door de netbeheerder geeft hem recht op een stimulans ten belope van 20 % van de in dat jaar ontvangen kapitaalsubsidies. Zonder dat dit bedrag evenwel € 1.000.000/jaar mag overschrijden, bedraagt het maximale jaarlijkse bedrag voor deze stimulans het product van $0,03\% * RAB_{\text{gemiddeld}} * \text{minimum} (S; 40\%)$.

De kapitaalsubsidies moeten verband houden met innoverende projecten. Die eigenschap moet duidelijk en objectief blijken in de beschrijving van de gesubsidieerde projecten.

De CREG zal nagaan of de eventuele voorwaardelijke/opschortende clausules over deze subsidies geëerbiedigd worden en dat er geen terugbetaling van subsidies opgelegd wordt. Indien de netbeheerder bepaalde subsidies zou moeten terugbetalen, dan wordt dat deel van de stimulans in vermindering gebracht van de vergoeding van de onderneming van dat jaar waarin de terugbetaling plaatsvond.

§ 2. Uiterlijk in het kader van zijn tariefvoorstel legt de netbeheerder zijn innovatiestrategie voor de nieuwe tariefperiode voor in het kader van een openbare raadpleging. Deze strategie beschrijft de

grote domeinen waar de netbeheerder zich voorneemt innovatieprojecten te realiseren tijdens de 4 jaar van de tariefperiode.

§ 3. Ten laatste op 1 juli van elk jaar kan de netbeheerder een jaarlijks innovatieplan ter goedkeuring aan de CREG voorleggen, met de projecten die de CREG voor het volgende jaar aan de stimulans wil onderwerpen. Voor elk project bevat het innovatieplan een beschrijving van het vernieuwend karakter, de onzekerheden en de verwachte voordelen alsook een beschrijving en een planning van de deliverables en een budget. Bij de definitie van de deliverables wordt rekening gehouden met het "*Technology Readiness Level*" (TRL) van het project en met de transparantiedoelstellingen. Indien bepaalde projecten over meerdere jaren lopen, zal de netbeheerder dit uitdrukkelijk in het plan vermelden. Behoudens door de regulator goedgekeurde uitzondering, ontwikkelen en/of passen de projecten van het innovatieplan technologieën toe die zich in de fase TRL 3 tot 7 bevinden voor hun specifieke toepassingen op het gebied van elektriciteitstransmissie.

Ten laatste op 31 oktober van hetzelfde jaar selecteert de CREG de projecten waarvoor een stimulans wordt toegekend en kent ze er, op evenredige wijze, een bedrag aan toe bij wijze van stimulans, in functie van de budgetten en de verwachte voordelen. Ten minste 60 % van het maximumbedrag wordt toegewezen aan de selectie van projecten indien deze selectie ten minste 5 projecten omvat die aan de selectiecriteria voldoen. Het aan elk project toegekend bedrag wordt vervolgens verdeeld over de verwachte deliverables. Het bedrag dat uiteindelijk aan elk project wordt toegewezen bij wijze van stimulans, wordt vastgesteld in functie van de gerealiseerde deliverables.

Met het oog op transparantie publiceert de netbeheerder aan het eind van elk project de einddeliverable op het gedeelte van zijn website in verband met innovatie, mits naleving van de vertrouwelijkheid.

Zonder dat dit bedrag evenwel € 5.400.000/jaar mag overschrijden, bedraagt het maximale jaarlijkse bedrag voor deze stimulans het product van $0,15 \% * RAB_{\text{gemiddeld}} * \text{minimum} (S ; 40 \%)$.

Art. 27.

De **bevordering van het systeemevenwicht** geeft aanleiding tot de toekenning van een stimulans die functie is van het behalen van de doelstellingen die jaarlijks door de CREG zijn vastgelegd. Ten laatste op 15 mei van elk jaar kan de netbeheerder aan de CREG een projectenlijst voorstellen waarvan de realisatie in de loop van het daaropvolgende jaar volgens hem prioritair is. Ten laatste op 30 september van datzelfde jaar bepaalt de CREG, na publieke raadpleging, de lijst van de projecten die in het volgende jaar moeten gerealiseerd worden en beschrijft zij de doelstellingen die voor elk ervan moeten behaald worden. De CREG geeft tevens aan welk deel van de stimulans samenhangt met elke doelstelling, alsook de nagestreefde realisatiedatum (of datums). Het gedeelte dat verband houdt met elke stimulans wordt aan de netbeheerder toegekend in functie van de realisatiegraad van de doelstelling en van het respect voor de uitvoeringstermijnen. Om de voorspelbaarheid te verhogen en om gebruik te kunnen maken van projecten waarvan de realisatietermijn langer is dan één jaar, kan de netbeheerder aan de CREG een overzicht van te bereiken doelstellingen voor de jaren Y+n voorstellen. De CREG stelt dit overzicht van doelstelling elk jaar op. Zonder dat dit bedrag evenwel € 4.200.000/jaar mag overschrijden, bedraagt het maximale jaarlijkse bedrag voor deze stimulans het product van $0,12 \% * RAB_{\text{gemiddeld}} * \text{minimum} (S ; 40 \%)$.

Voor elk jaar van de regulatoire periode 2024-2027, voorziet de netbeheerder *ex ante* in zijn tariefvoorstel het bedrag van € 2.100.000 als element van zijn totaal inkomen.

Art. 28.

De verbeteringen op het gebied van de **continuïteit van de bevoorrading** geven aanleiding tot het toekennen van drie stimulansen. De toekenning van deze stimulans is afhankelijk van reporting-verplichtingen betreffende verschillende aspecten van de kwaliteit van de stroomvoorziening met, onder andere, indicatoren van onderbrekingen en *power quality*.

- 1) De toekenning aan de netbeheerder van een bedrag in functie van de gemeten evolutie van de *Average Interruption Time* (AIT)

Voor de berekening van de AIT worden in aanmerking genomen alle onderbrekingen, lange en korte, waarvoor de netbeheerder verantwoordelijk is, evenals deze die veroorzaakt zijn door een intrinsiek risico (weersomstandigheden, indringing door dieren of een actie door een derde). Onderbrekingen als gevolg van een intrinsiek risico worden in aanmerking genomen voor de duur na de eerste 4 uur vanaf het begin van de onderbreking. Van deze onderbrekingen worden onderbrekingen als gevolg van een beslissing van de betrokken gebruiker of onderbrekingen waarbij het herstel van de stroomvoorziening afhankelijk is van een derde, in aanmerking genomen voor de berekening van de AIT met een multiplicator van 10 %.

De berekening van de stimulans houdt rekening met de gemiddelde AIT van de 7 volledige jaren die voorafgaan aan de publicatie van de tariefmethodologie¹³.

Zonder dat dit bedrag evenwel € 8.800.000/jaar mag overschrijden, bedraagt het maximale jaarlijkse bedrag voor deze stimulans het product van $0,25 \% * RAB_{\text{gemiddeld}} * \text{minimum (S; 40 \%)}$.

- 2) De toekenning aan de netbeheerder van een bedrag in functie van de beschikbaarheid van het *Modular Offshore Grid I* (MOGI).

Zonder dat dit bedrag evenwel € 4.200.000/jaar mag overschrijden, bedraagt het maximale jaarlijkse bedrag voor deze stimulans het product van $0,12 \% * RAB_{\text{gemiddeld}} * \text{minimum (S; 40 \%)}$.

- 3) De toekenning aan de netbeheerder van een bedrag voor het uitvoeren van investeringen die gericht zijn op de betrouwbaarheid van het net.

Binnen zijn tariefvoorstel levert de netbeheerder een nauwkeurige en gemotiveerde beschrijving van alle investeringen gericht op de betrouwbaarheid van het net die uitgevoerd zullen worden in de loop van de regulatoire periode 2024-2027. Als stimulans voor de realisatie van de investeringen gericht op de betrouwbaarheid van het net wordt een bedrag toegekend dat overeenkomt met 2,5 % van de in dat tariefvoorstel opgenomen investeringsuitgaven die werkelijk uitgevoerd zijn in de loop van het betreffend jaar.

Zonder dat dit bedrag evenwel € 3.400.000/jaar mag overschrijden, bedraagt het maximale jaarlijkse bedrag voor deze stimulans het product van $0,10 \% * RAB_{\text{gemiddeld}} * \text{minimum (S; 40 \%)}$.

Voor elk jaar van de regulatoire periode 2024-2027, voorziet de netbeheerder voor de som van deze drie stimulansen *ex ante* in zijn tariefvoorstel het bedrag van € 8.200.000 als element van zijn totaal inkomen.

¹³ Voor de regulatoire periode 2024-2027 is de referentieperiode voor de berekening van de AIT de periode 2015-2021.

5.4. CRITERIA VOOR DE BEOORDELING VAN HET REDELIJK KARAKTER VAN DE KOSTEN

Art. 29.

Om als redelijk beoordeeld te worden, moeten de elementen van het totaal inkomen, het investeringsbudget en de netto kosten van de openbare dienstverplichtingen die niet door een toeslag worden gedekt, op cumulatieve wijze:

- 1) nodig zijn voor de uitvoering van de wettelijke en reglementaire verplichtingen die in België die op de netbeheerder rusten;
- 2) indien van toepassing, de berekeningsregels, methodes, besluiten en beslissingen respecteren, die worden opgelegd door de wetgeving, de reglementering, de rechtspraak of de CREG en voor een toereikende verantwoording zorgen;
- 3) verantwoord zijn rekening houdende met het algemeen belang;
- 4) onvermijdelijk zijn voor de netbeheerder;
- 5) in zoverre deze vergelijking mogelijk is, de vergelijking doorstaan met de overeenstemmende kosten van bedrijven die een vergelijkbare activiteit hebben onder vergelijkbare omstandigheden, daarbij rekening houdend met de reglementaire of gereguleerde specificiteit.

De vijf voornoemde elementen vormen de basiscriteria. Zij worden in het vet weergegeven. Onder elk van deze vijf basiscriteria worden een aantal verduidelijkingen weergegeven. Beide types, zowel deze in het vet aangeduid als de andere zijn evenwaardig.

Art. 30.

1^{ste} criterium: nodig zijn voor de uitvoering van de wettelijke en reglementaire verplichtingen die in België op de netbeheerder rusten

- a) Behoudens voorafgaande goedkeuring door de CREG, worden elementen die het gevolg zijn van het bewust nastreven van hogere dan de wettelijk bepaalde en geldende technische normen, voor de veiligheid, efficiëntie en betrouwbaarheid van het net in principe als onnodig beschouwd.
- b) De kostenelementen moeten nodig zijn voor een correcte toepassing van de bepalingen van de Belgische elektriciteitswet en haar uitvoeringsbesluiten, van de gewestelijke decreten, reglementen en ordonnanties, van de bindende rechtspraak, van de kaderrichtsnoeren goedgekeurd door ACER en van de Europese regelgeving, met inbegrip van bindende netwerkcodes. De kosten verbonden aan de activiteiten van ENTSO-E moeten redelijk en gepast zijn, in overeenstemming met artikel 33 van Verordening (EG) nr. 943/2019.
- c) De elementen die resulteren uit de naleving van striktere openbare dienstverplichtingen dan die welke opgelegd worden en/of die onvoldoende gerechtvaardigd zijn, worden in principe verworpen als zijnde onnodig/onredelijk.
- d) De elementen die louter het gevolg zijn van vrijwillige afspraken van de netbeheerder binnen verenigingen die al dan niet onderworpen zijn aan de Belgische wetgeving en waarover geen formeel voorafgaand akkoord van de CREG werd verkregen, worden voor de veiligheid, efficiëntie en betrouwbaarheid van het net in principe als onnodig beschouwd.

- e) De elementen die enkel trachten te anticiperen op een toekomstige wet- en regelgeving en die onvoldoende gemotiveerd zijn, worden in principe als onnodig beschouwd.
- f) De uitgaven gericht op het puur altruïstisch mecenaat (cultuur, sociale en voor humanitaire doelen en voor een betere samenleving), waarvoor de onderneming geen onmiddellijke tegenprestatie vraagt maar enkel naambekendheid en imagoverbetering nastreeft, worden integraal als niet-noodzakelijk voor het netbeheer beschouwd.
- g) Wanneer kosten worden gedaan voor het kennen van belangen en verwachtingen van en het opbouwen en onderhouden van de relatie met de stakeholders (gedurende een concreet project/activiteit) worden de redelijke kosten van dat gericht stakeholdersmanagement als beïnvloeding van belanghebbenden gedeeltelijk (50 %) aanvaard ten laste van netbeheer.
- h) De elementen die verband houden met niet-gereguleerde activiteiten in België, worden als onnodig/onredelijk beschouwd voor de gereguleerde activiteiten in België. Om elke kruissubsidiëring tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten te vermijden, moeten de volgende regels absoluut worden toegepast:
 - 1) de directe en indirecte kosten verbonden aan de personeelsleden en externe dienstverleners die structureel werken aan niet-gereguleerde activiteiten, worden integraal beschouwd als onnodig/onredelijk voor de in België gereguleerde activiteiten;
 - 2) de directe en indirecte kosten verbonden aan elke gezamenlijke activiteit met één of meerdere verbonden ondernemingen, die niet gereguleerd zijn in België, worden opgesplitst in gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten op basis van een verdeelsleutel die vóór het begin van elke regulatoire periode door de netbeheerder wordt voorgesteld en door de CREG wordt goedgekeurd. Het deel van deze kosten dat aan de niet-gereguleerde activiteiten wordt toegewezen, wordt beschouwd als onnodig/onredelijk voor de in België gereguleerde activiteiten. Deze gemeenschappelijk gemaakte activiteiten hebben geen betrekking op de kosten in verband met de moedervenootschap van de netbeheerder die, behoudens voorafgaand akkoord van de CREG, integraal worden beschouwd als nutteloos/onredelijk voor de gereguleerde activiteiten in België;
 - 3) de gerichte prestaties die voor niet-gereguleerde activiteiten worden geleverd door personeelsleden en externe dienstverleners die aan andere categorieën toebehoren dan die hierboven vermeld, worden als onnodig/onredelijk beschouwd voor de in België gereguleerde activiteiten en worden ten laste gelegd van de niet-gereguleerde activiteiten op basis van de directe en indirecte kosten veroorzaakt door deze prestaties;
 - 4) het gedeelte van de indirecte kosten dat ten laste wordt gelegd van de niet-gereguleerde activiteiten die bedoeld zijn in voornoemde punten 1), 2) en 3), is forfaitair vastgesteld op 25 % van de directe kosten voor de externe dienstverleners en op 35 % van de directe kosten voor de personeelsleden van de netbeheerder om zo rekening te houden met de zowel nu als in het verleden gedragen indirecte kosten ter vergaring van expertise;
 - 5) Indien een verlaging van de financiële rating van de netbeheerder in verband kan worden gebracht met de voortzetting van één of meerdere niet-gereguleerde activiteiten, dan worden de bijkomende financiële lasten die uit deze verlaging van de rating voortvloeien, als onnodig beschouwd voor de in België gereguleerde activiteiten en integraal ten laste van de niet-gereguleerde activiteiten gelegd.
 - 6) de financiering van niet-gereguleerde activiteiten wordt gevaloriseerd aan voorwaarden die gelijkwaardig zijn aan een financiering die integraal door eigen middelen zou zijn verzekerd;

- 7) de kosten met betrekking tot een eventuele wijziging van de juridische en/of operationele structuur van de netbeheerder met het oog op het mogelijk, maken van de ontwikkeling van niet-gereguleerde activiteiten worden, zonder bewijs van het tegendeel, beschouwd als nutteloos/onredelijk voor de gereguleerde activiteiten in België en worden ten laste van de niet-gereguleerde activiteiten gelegd.

Art. 31.

2^{de} criterium: indien van toepassing, de berekenings- en evaluatieregels, methodes, besluiten en/of beslissingen respecteren, die worden opgelegd door de wetgeving, de reglementering, de rechtspraak of de CREG en voor een toereikende verantwoording zorgen

- a) De budgetten voor zijn beheersbare kosten die de netbeheerder voorstelt, moeten absoluut worden opgesteld op basis van bedragen die zijn opgenomen in het laatste tariefverslag dat de CREG heeft goedgekeurd, rekening houdend met de ontwikkelingsregels in overeenstemming met artikel 21 en het *ex ante* rapporteringsmodel respecteren. In het kader van de beoordeling van de inspanning tot kostenbeheersing beschouwt de CREG de kostenbesparingen door de netbeheerder gerealiseerd tijdens regulatoire periodes in het verleden immers als verworven.

Zodoende moet de netbeheerder voor elke kostenplaats systematisch een becijferde rechtvaardiging bezorgen voor elk verschil van meer dan de gecumuleerde inflatie tussen de meest recente gekende definitieve cijfers en de gebudgetteerde cijfers en daarbij met name het volgende preciseren:

- de manier waarop de niet-recurrente gebeurtenissen/elementen (bv. grotere projecten, stopzetting van een activiteit, ...) (i) die zich voordeden tijdens het jaar waarop het laatste door de CREG goedgekeurde tariefverslag betrekking had en/of (ii) waarop geanticipeerd wordt, voor elk van de jaren van de volgende regulatoire periode individueel bekeken, in aanmerking werden genomen in het tariefvoorstel;
- de eventueel gebruikte indexatieparameter(s) alsook de gebruikte bronnen en gegevens;
- de manier waarop de resultaten van de reeds gevoerde aanbestedingsprocedures voor de volgende regulatoire periode en de reeds ontvangen offertes van de leveranciers - al dan niet - in aanmerking werden genomen in het tariefvoorstel.

Het gebrek aan rechtvaardiging, met name voor wat betreft de gebruikte hypothesen en indexeringsmethoden, en/of aan onderscheid tussen niet-recurrente elementen (bv. grote projecten) en recurrente kosten en/of aan voldoende onderverdeling/opsplitsing in de verschillende kosten, zal in principe aanleiding geven tot een verwerping van de kosten.

Toenames van meer dan de gecumuleerde inflatie, die onvoldoende kunnen worden onderbouwd door onder andere offertes van leveranciers, wijziging van volumes, etc., zullen in principe worden verworpen.

- b) Elke afwijking in de kosten die het gevolg is van de toepassing van een waarde van één van de volgende parameters die niet aanvaard is door de CREG, zal in principe als onredelijk worden verworpen:
- 1) de parameter bèta gehanteerd voor de berekening van het rendementspercentage;
 - 2) de waarde van de risicovrije rente gehanteerd voor de berekening van het rendementspercentage;
 - 3) de berekening van de factor S als de verhouding tussen het eigen vermogen en de RAB;
 - 4) de waarde van de marktrisicopremie R_m .

- c) Elke afwijking in de kosten die het gevolg is van de foutieve toepassing van de berekening en de evolutie van het gereguleerd actief en van het rendementspercentage zal in principe als onredelijk worden verworpen.
- d) Elke niet gerechtvaardigde afwijking in de kosten die het gevolg is van ramingen die niet door de CREG aanvaard zijn en informatie met betrekking tot referentiehoeveelheden van verkopen, zal in principe als onredelijk worden verworpen.
- e) Alle onvoldoende verantwoorde bedragen zullen in principe als onredelijk worden verworpen.
- f) De elementen die het gevolg zijn van het niet correct toepassen van bindende rechtspraak zullen als onredelijk worden verworpen.
- g) Wanneer het een aangepast tariefvoorstel betreft, ingediend tijdens de regulatoire periode na vernietiging van een beslissing door het Hof van Beroep te Brussel, dienen de elementen van het voorgestelde totaal inkomen overeen te stemmen met de werkelijke waarden die gekend zijn op het ogenblik van de indiening van het nieuwe tariefvoorstel, zoniet zullen zij als onredelijk worden beschouwd.
- h) De aankopen van goederen en diensten, verricht in naleving van de wetgeving betreffende de overheidsopdrachten, worden geacht verricht te zijn tegen de marktprijs, zij het wel, in voorkomend geval, onder het voorbehoud van de beoordelingsbevoegdheid van de CREG en, voor de ondersteunende diensten, mits de naleving, van de bepalingen van artikel 12*quinquies* van de elektriciteitswet.

Art. 32.

3^{de} criterium: respect voor het algemeen belang

3.1 Algemene bepalingen

- a) Elk kostenelement waarvoor de CREG op voldoende wijze kan aantonen dat het geen voorwerp heeft uitgemaakt van voldoende kostenbeheersing zal in principe als onredelijk worden verworpen (bijvoorbeeld, de in acht genomen rentevoet moet in lijn zijn met de rentevoeten voor gelijkaardige leningen en risico's, de aankoopprocedures, de procedures voor de inning van onbetaalde rekeningen, ... moeten efficiënt zijn).

In het kader van de beoordeling van de inspanning tot kostenbeheersing beschouwt de CREG de kostenbesparingen die de netbeheerder in het verleden gerealiseerd heeft als verworpen.
- b) De elementen die weliswaar eigen zijn aan de bedrijfsvoering van de netbeheerder, doch omwille van een wettelijk monopolie niet op een overtuigende manier als integraal noodzakelijk voor de netgebruikers kunnen worden geduid, zullen in principe integraal als onredelijk worden beschouwd.
- c) Elk element dat samenhangt met beroepsprocedures ingesteld door de netbeheerder tegen de Belgische Staat, de CREG of een andere overheid, zal in principe als onredelijk worden beschouwd, tenzij de netbeheerder in het gelijk wordt gesteld.
- d) Alle andere elementen waarvan de CREG voldoende kan aantonen dat zij uitsluitend gericht zijn op het vergroten van de aandeelhouderswaarde ten nadele van de netgebruikers zullen in principe als onredelijk worden beschouwd.
- e) De kosten die het gevolg zijn van sancties opgelegd door een bevoegde overheid zullen in principe als onredelijk worden verworpen.

3.2 In verband met investeringsuitgaven

§ 1. De CREG beschouwt de kosten van de investeringen die zijn opgenomen in de goedgekeurde ontwikkelingsplannen, investeringsplannen of aanpassingsplannen of zijn erkend als PCI's enkel als verantwoord indien het kostenefficiënt karakter van de gekozen uitvoeringsopties voor de realisatie van het project *ex ante* (bij de indiening van het tariefvoorstel) wordt aangetoond door middel van een onderlinge vergelijking van de kosten-batenanalyses van de verschillende realisatie-opties.

§ 2. Voor projecten die zijn erkend als PCI of die werden opgenomen in het Europese TYNDP of andere goedgekeurde ontwikkelingsplannen, investeringsplannen of aanpassingsplannen waarvan de investeringskost (CAPEX) hoger zijn dan € 20.000.000 (verspreid over verschillende jaren van één of meerdere regulatoire periodes) dient de netbeheerder per project het efficiënt karakter van de voorgestelde budgetten aan te tonen op basis van kosten-batenanalyses van de verschillende realisatie-opties.

Andere investeringen (niet opgenomen in goedgekeurde ontwikkelingsplannen), waarvan de investeringskosten (CAPEX) hoger zijn dan € 20.000.000 (eventueel gespreid over één of meerdere regulatoire periodes) worden door de CREG als verantwoord aanvaard indien zowel de technisch-economische noodzaak als de kostenefficiëntie (door middel van kosten-batenanalyses van de verschillende realisatie-opties) door de netbeheerder wordt bewezen.

De kostenbaten-analyse, die de netbeheerder op projecten dient toe te passen, bestaat uit de volgende stappen:

- a) bepalen van de te analyseren investering versus de situatie zonder investering waarbij verschillende technische scenario's worden opgenomen. De technische oplossingen dienen te worden geoptimaliseerd rekening houdende met de energie-efficiëntie;
- b) bepalen van de kosten per scenario: de kosten dienen in volgende categorieën te worden opgesplitst:
 - ontwikkeling- en constructiekosten;
 - kosten voor tijdelijke oplossingen;
 - *environmental impact*;
 - vervangingsinvesteringen gedurende de technische levensduur van de activa;
 - ontmantelingskosten;
 - onderhouds- en exploitatiekosten gedurende de technische levensduur;
 - kosten van de verliezen gedurende de technische levensduur;
- c) olijsten van de mogelijke effecten per scenario (capaciteit, elektrische verliezen reduceren, bevoorradingszekerheid, invloed op kwaliteit en veiligheid, marktintegratie bevorderen);
- d) kwantificeren van de effecten;
- e) bepalen van het saldo van de kosten en de baten;
- f) analyseren van de kosten en de baten onder de verschillende scenario's;
- g) keuze van de finale optie en opstellen van het uitvoeringsplan (project planning + vastleggen *milestones* en opstelling van een uitgavekalender).

§ 3. Projecten met een investeringskost lager dan € 20.000.000 dienen niet systematisch aan de hand van uitgebreide kosten-batenanalyses te worden verantwoord. In eerste instantie volstaat een verantwoording aan de hand van een uitgebreide toelichting. De CREG heeft echter altijd het recht om voor specifieke kleinere projecten kosten-batenanalyses te vragen.

§ 4. De netbeheerder bezorgt de kosten-batenanalyses of uitgebreide toelichtingen bij de indiening van zijn tariefvoorstel of bij de herziening van zijn tariefvoorstel indien de herziening betrekking heeft op een aanpassing van de tarieven als gevolg van een investering in de netinfrastructuur.

§ 5. Indien tijdens de lopende regulatoire periode nieuwe grote projecten worden opgestart¹⁴, [waarvan de totale investeringskosten (CAPEX) hoger zijn dan € 20.000.000] eventueel gespreid over één of meerdere regulatoire periodes] neemt de netbeheerder contact op met de CREG en wordt zowel de technisch-economische noodzaak als de kostenefficiëntie (door middel van kosten-batenanalyses van de verschillende realisatie-opties) door de netbeheerder aangetoond.

§ 6. Om zijn investeringsprogramma in het transmissienet en in de netten met een transmissiefunctie te kunnen realiseren, is de netbeheerder verplicht zich te verzekeren van de aanvaardbaarheid van die infrastructuur in de omgeving waarin ze gesitueerd zijn. In fine is die aanvaardbaarheid gebaseerd op de voorwaarden bepaald in de uiteenlopende afgeleverde vergunningen en op de verwerving van de daadwerkelijke rechten om die infrastructuur in te mogen planten. Die aanvaardbaarheid kan gepaard moeten gaan met een compensatie, die uiteenlopende vormen kan aannemen (compensatie in natura, een financiële compensatie voor economische verliezen,...) om te vermijden dat de realisatie van dit programma gehinderd wordt.

Die compensaties, gebudgetteerd of werkelijk toegekend, maken het voorwerp uit van een specifieke berichtgeving aan de CREG en dat via een geactualiseerde fiche, omvat in artikel 42, § 3, van de voorliggende methodologie en via de tariefgebonden dossiers, zowel *ex ante* als *ex post*.

De eventuele compensaties die verband houden met de verwezenlijking van investeringsprojecten worden beschouwd als manifest onredelijk voor zover zij niet voorafgaandelijk door de CREG zijn goedgekeurd, noch door een specifieke wetgeving zijn opgelegd en dat voor het gedeelte dat 3% van het jaarlijkse investeringsprogramma overtreft.

3.3 Redelijkheidscriteria in verband met de strategische reserve en het CRM

Bovenop voormelde criteria zullen voor de strategische reserve in principe ook de volgende kosten als onredelijk worden beschouwd:

Wat betreft de kosten voor de netbeheerder in verband met de strategische reserve en de CRM worden in principe als onredelijk beschouwd:

- de overdracht van algemene kosten boven 25 % van de directe personeelskosten van de netbeheerder voor de uren gewerkt in het kader van deze openbaredienstverplichtingen;
- de kosten voor de netbeheerder in verband met de deelname van Belgische capaciteiten aan het capaciteitsvergoedingsmechanisme van een andere staat, met uitzondering van de kosten van capaciteitsregister.

¹⁴ Voor de beslissingsfase dient de CREG op de hoogte gebracht en betrokken te worden

3.4 *Criteria in verband met de ondersteunende diensten*

De CREG evalueert het al dan niet duidelijk onredelijke karakter van offertes en combinaties van offertes op basis van drie invalshoeken:

- 1) DE PRIJZEN. In het kader van de procedure voorzien bij artikel 12^{quinquies}, § 1 van de elektriciteitswet houdt de evaluatie van de prijs van de langetermijn producten (voor een of meerdere jaren) met name rekening met de budgetten goedgekeurd door de CREG, het inkomstenverlies van de leveranciers en het al dan niet bestaan van een quasi-exclusiviteitsclausule in de tertiaire reservecontracten. Voor zover de netbeheerder geen enkele fout kan worden verweten in het kader van de aanbestedingsprocedures voor kortetermijnproducten, worden de kosten verbonden aan de resultaten van de veilingen van kortetermijnproducten niet als onredelijk beschouwd;
- 2) DE VOLUMES. In toepassing van artikel 4, § 2 van het Koninklijk Besluit van 11 oktober 2002 moet het volume gecontracteerd door de netbeheerder het benodigde reservevolume dekken dat door de CREG werd goedgekeurd;
- 3) DE PERFORMANTE WERKING VAN DE MARKT EN DE MEDEDINGING, in toepassing van artikel 23bis, alinea 1 van de elektriciteitswet, waar gesteld wordt dat de CREG erop moet toezien dat de bedrijven die elektriciteit leveren in België, zich onthouden van elk anticoncurrentieel gedrag met een potentiële nadelige weerslag op een goed werkende elektriciteitsmarkt in België. Deze evaluatie houdt met name rekening met het aantal betrokken leveranciers en de diversiteit van de betrokken technologieën.

3.5 *Voor de eventuele vergoeding van en door netgebruikers bij onvoorziene aanpassingen op gebied van netontwikkeling*

De ontwikkeling van het net met het oog op een technisch-economische optimalisering kan voor een deel van het hoogspanningsnet tot een wijziging van de perimeter (= spanningsniveau) leiden. Deze wijzigingen kunnen verplaatsingen en/of schrappingen van bestaande aansluitingen noodzakelijk maken.

De wetgeving legt aan de netbeheerder de verplichting op om de betrokken gebruikers te vergoeden voor de kosten die de aanpassingen van het netwerk zouden kunnen veroorzaken, waartoe eenzijdig zou zijn besloten door de netbeheerder.

De CREG analyseert het bedrag van de vergoeding in de optiek van drie types van criteria of voorwaarden:

- 1) het bestaan van een formeel akkoord over de globale oplossing voorgesteld door de netbeheerder of de betrokken netgebruiker(s);
- 2) de vermindering van de totale kosten in het kader van een globale technisch-economische optimaliseringsoptiek; en
- 3) de elementen voor de berekening van de bijdrage in een optiek van neutraliteit voor de netgebruiker.

De elementen voor de berekening van de bijdragen zijn de volgende:

- 1) de kosten voor de realisatie van aansluitingsinstallaties (zgn. "deel B") tussen de huidige installaties en de nieuwe aansluitingspunten;
- 2) de bijkomende uitgaven (verminderd met de besparingen) van de netgebruiker voor zijn eigen infrastructuur;

- 3) de bijkomende uitgaven (verminderd met de besparingen) van de netgebruiker met betrekking tot de aansluitingstarieven (OPEX en CAPEX) en het gebruik van het net;

Alle tarieven worden in aanmerking genomen, inclusief de diverse belastingen en toeslagen. De tarifaire delta's worden geraamd op 10 jaar, geactualiseerd aan 5 %, met een jaarlijkse inflatie van 2 %;

- 4) de bijdrage geldt, wanneer de netbeheerder de beoogde wijziging eenzijdig wil doorvoeren, en moet eenmalig en neutraal zijn voor de gebruiker.

3.6 *Criteria in verband met de compensatie van het gebruik van infrastructuren die aan de distributienetbeheerders toebehoren*

Voor de verrekening van het gebruik door de netbeheerder van netinfrastructuur met een transmissiefunctie die eigendom is van distributienetbeheerders zijn de redelijkheidscriteria die op de netbeheerder worden toegepast eveneens van toepassing. Zo moet de waardering van de infrastructuur die de netbeheerder gebruikt, gebeuren op basis van de RAB waarde vermeld in de overeenkomst tussen Elia en de distributienetbeheerder en de ontwikkelingsregels voorzien in artikel 15, § 2.

Voor de berekening van het rendementspercentage dat daarop wordt toegepast, aanvaardt de CREG enkel de elementen en de waarden die voor de netbeheerder van toepassing zijn.

Art. 33.

4^{de} criterium: onvermijdelijk zijn voor de netbeheerder

- a) De afwijkingen in de kosten die het gevolg zijn van het niet of laattijdig toepassen van de wettelijke voorgeschreven en beschikbare procedures, worden in principe als onredelijk verworpen.
- b) De kosten die het gevolg zijn van een laattijdig ingrijpen van de netbeheerder of van een kennelijk laattijdige aanvang van de uitvoering worden in principe als onredelijk verworpen.
- c) De afwijking als gevolg van het niet toepassen van efficiënte aankoopprocedures wordt in principe als onredelijk verworpen.
- d) De elementen die het gevolg zijn van het niet correct toepassen van het zogenaamde '*at arms length*'-principe [marktconformiteit (voor zover er een concurrentiële markt bestaat) in het kader van transacties tussen verbonden ondernemingen] worden in principe verworpen. Verder wordt het verschil dat voortvloeit uit prestaties die door een onderneming worden gefactureerd en dat verband houdt met een hogere kostprijs dan die welke de netbeheerder zou hebben gedragen, als eigen personeel de prestatie in kwestie had geleverd, in principe verworpen als zijnde onredelijk.
- e) De kosten die het gevolg zijn van een kennelijk foutieve uitvoering, of gepaard gingen met een verspilling van middelen worden in principe als onredelijk verworpen.
- f) De elementen van het totaal inkomen die werden verworpen en/of onderwerp uitmaken van een verklaring met voorbehoud na afloop van de controle van de jaarrekening door de commissaris van de netbeheerder zullen, in principe, worden verworpen.
- g) De CREG zal in principe die kosten als onredelijk verwerpen waarvan zij kan aantonen dat ze in of vanaf een bepaald exploitatiejaar niet meer of slechts in mindere mate zouden voorkomen.

- h) De CREG verwerpt verder in principe alle effecten op de tarieven voor zover deze het gevolg zijn van kennelijk onredelijk handelen, in die zin dat geen ander persoon, handelend als voorzichtig en redelijk persoon in dezelfde omstandigheden dezelfde handeling zou hebben gesteld.
- i) De opbrengsten die gerealiseerd worden met behulp van middelen van de gereguleerde activiteit komen toe aan de gereguleerde activiteit (zie onder meer de opbrengsten die voortkomen uit het ter beschikking stellen aan derden van door de gereguleerde activiteit bekostigde telecominfrastructuur).
- j) De kosten verbonden aan verzekeringen afgesloten door de netbeheerder om zich te beschermen tegen eigen zware of intentionele fouten worden als manifest onredelijk beschouwd.

Art. 34.

5^{de} criterium: Indien deze vergelijking mogelijk is, de vergelijking doorstaan met de overeenstemmende kosten van bedrijven die een vergelijkbare activiteit hebben onder vergelijkbare omstandigheden, daarbij rekening houdend met de reglementaire of gereguleerde specificiteit

- a) Specifiek voor de vergoedingen van de voorzitter en de leden van het Directiecomité van de netbeheerder en voor de vergoedingen toegekend aan de leden van de officiële organen (bv. raad van bestuur), zullen in principe de kosten worden verworpen die niet aantoonbaar zijn gebaseerd op een methode bepaald door deskundigen terzake, die de redelijkheidstoets ten overstaan van gelijkaardige ondernemingen kan doorstaan. Datzelfde geldt voor alle overige niet gebaremiseerde bezoldigingselementen.

Zo mag, wat betreft de vergoeding “*total cash*” de individuele verloning van elke directeur die ten laste wordt gelegd van de Belgische tarieven niet hoger zijn dan de mediaan + 15 % die een expert in deze materie vastlegt voor de salarisklasse waartoe die directeursfunctie in 2009 behoorde, dat wil zeggen de klasse 25 voor de CEO en de klasse 23 voor de andere leden van het directiecomité indien we verwijzen naar de studie KORN FERRY.

Daarenboven mogen de “stortingen aan het extralegale pensioensysteem” en de “andere voordelen” gestort aan het directiecomité van de netbeheerder en ten laste gelegd van de Belgische tarieven niet hoger zijn dan deze gestort in 2009, verhoogd met de werkelijke inflatie sindsdien.

Tenslotte mogen de “variabele vergoedingen op lange termijn” voor het directiecomité van de netbeheerder en die jaarlijks geboekt zijn en ten laste gelegd worden van de Belgische tarieven niet hoger zijn dan het jaargemiddelde op basis van de betaling in 2010, dat wil zeggen een bedrag van 467.371,50 €₂₀₁₀, verhoogd met de werkelijke inflatie sindsdien.

In dit verband wordt de aandacht gevestigd op het in onderhavig document opgenomen criterium over de verantwoordingsplicht, in het bijzonder in de gevallen waarin de CREG ter zake specifieke vragen stelt.

5.5. PROCEDURE INZAKE INDIENING EN GOEDKEURING VAN TRANSMISSIETARIEVEN, TARIEVEN VOOR DE OPENBARE DIENSTVERPLICHTINGEN, TOTAAL INKOMEN EN DE EVOLUTIE VAN TOESLAGEN

In overeenstemming met artikel 12, § 8, van de elektriciteitswet maakt deze procedure niet langer deel uit van de eigenlijke tariefmethodologie, maar maakt zij het voorwerp uit van een overeenkomst tussen de CREG en de netbeheerder.

5.6. PROCEDURE INZAKE CONTROLE EN TOEPASSING VAN DE TARIEVEN

Art. 35.

Uiterlijk op 1 maart van elk jaar van de lopende regulatoire periode dient de netbeheerder zijn tariefverslag over het exploitatiejaar in een elektronisch bewerkbare versie bij de CREG in.

Het tariefverslag omvat de reële waarden van de verschillende elementen van het totaal inkomen en de vergelijking met de in het tariefvoorstel gebudgetteerde bedragen voor het exploitatiejaar. Deze vergelijking geeft aanleiding tot saldi die voortvloeien uit verschillen tussen het goedgekeurde totaal inkomen en de gerealiseerde boekhoudkundige resultaten en de vergoeding. De (positieve of negatieve) verschillen resulterend uit een afwijking in verkoop of volume in vergelijking met wat in het budget was voorzien, maken deel uit van de saldi.

Het tariefverslag wordt ter goedkeuring aan de CREG voorgelegd aan de hand van een terdege ingevuld rapporteringsmodel (bijlage 1 van de huidige methodologie).

Art. 36.

De CREG kan gedurende een periode van dertig kalenderdagen na ontvangst van het tariefverslag, eventueel via elektronische post, bijkomende inlichtingen aan de netbeheerder vragen.

De netbeheerder verschaft de gevraagde inlichtingen aan de CREG binnen tien kalenderdagen na de aanvraag, tenzij die aanvraag in functie van de omstandigheden een andere termijn bepaalt.

Art. 37.

§ 1. Binnen vijfenzeventig kalenderdagen na ontvangst van het tariefverslag, brengt de CREG de netbeheerder op de hoogte van haar beslissing tot goedkeuring of afwijzing van het tariefverslag.

§ 2. Ingeval van afwijzende beslissing:

- 1) geeft de CREG aan op welke punten het tariefverslag moet worden aangepast om goedgekeurd te worden;
- 2) hoort de CREG de netbeheerder op de data voorgesteld door de CREG binnen tien kalenderdagen na de ontvangst van een verzoek daartoe dat uiterlijk vijf kalenderdagen na ontvangst van de afwijzende beslissing moet worden ingediend;
- 3) dient de netbeheerder binnen dertig kalenderdagen na ontvangst van de beslissing een aangepast tariefverslag in drie exemplaren op papier en in een elektronisch bewerkbare versie in bij de CREG. De aanpassingen aan het tariefverslag kunnen enkel betrekking hebben op de punten waarop het door de CREG werd afgewezen.

Art. 38.

Binnen dertig kalenderdagen na ontvangst van het aangepast tariefverslag, ingediend met gebruik van het *ex post* rapporteringsmodel, brengt de CREG de netbeheerder op de hoogte van haar beslissing tot goedkeuring of afwijzing van het aangepaste tariefverslag.

In deze beslissing keurt de CREG definitief het saldo goed tussen het gerealiseerde boekhoudkundige resultaat en de vergoedingen toegekend aan de netbeheerder.

De saldi op de elementen van het totaal inkomen vormen een recht dan wel een verplichting tegenover de afnemers in hun geheel en worden overgeboekt naar de overlopende rekeningen op de balans van de netbeheerder. Ingevolge deze tariefmethodologie en de beslissing van de CREG maken zij geen deel uit van het resultaat, noch van het eigen vermogen van de beheerder. Deze saldi zijn het recht/de verplichting om via een correctie op de toekomstige tarieven verrekend te worden door de aangewezen netbeheerder.

Art. 39.

§ 1. Uiterlijk op 30 september van elk jaar van de lopende regulatoire periode dient de netbeheerder zijn halfjaarlijkse tariefverslag aan de hand van het terdege ingevulde *ex post* rapporteringsmodel in drie exemplaren op papier en in een elektronisch bewerkbare versie in bij de CREG (Bijlage 1 van de huidige tariefmethodologie). Deze semestriële rapportering bevat eveneens de resultaten verkregen door de netbeheerder in het kader van de stimulansen bedoeld in artikel 23.

§ 2. De CREG kan gedurende een periode van dertig kalenderdagen na ontvangst van het halfjaarlijks tariefverslag, eventueel via elektronische post, bijkomende inlichtingen aan de netbeheerder vragen.

De netbeheerder verschaft de gevraagde inlichtingen, eventueel via elektronische post, aan de CREG binnen tien kalenderdagen volgend op de aanvraag, tenzij die aanvraag in functie van de omstandigheden een andere termijn bepaalt.

Art. 40.

Tenzij anders bepaald, verloopt de formele communicatie tussen de partijen voorzien in onderhavige tariefmethodologie elektronisch met ontvangstbewijs tussen de volgende e-mailadressen: regulatory.affairs@elia.be en post@creg.be.

De termijnen toepasselijk op de CREG zijn termijnen van orde. De termijnen toepasselijk op de netbeheerder zijn op straffe van geen rekening te moeten houden met de handeling die niet of na het verstrijken ervan wordt uitgevoerd.

Art. 41.

Ter aanvulling van de tariefverslagen kan de CREG de toepassing van de tarieven door de netbeheerder en de andere marktpartijen eveneens controleren door middel van:

- 1) specifieke interimcontroles als gevolg van opmerkingen van gebruikers en vragen met betrekking tot de concrete tarieftoepassing;
- 2) specifieke controles bij de netbeheerder ter plaatse, onder meer met het oog op het onderzoek van het redelijk karakter van de elementen van het totaal inkomen en van eventuele kruissubsidiëringen.

Art. 42.

§ 1. De netbeheerder maakt halfjaarlijks (op 1 maart en op 30 september) een opvolgingsverslag over aan de CREG met de opvolging van de investeringen die opgenomen zijn in goedgekeurde ontwikkelingsplannen, investeringsplannen of aanpassingsplannen en van de andere goedgekeurde investeringen (PCI's of opgenomen in de TYNDP). In dit verslag wordt nader ingegaan op de voortgang van de projecten en de al gedane uitgaven. Voor projecten met een investeringskost van meer dan € 5.000.000 en indien er afgeweken wordt van het geplande tijdschema van een project (vertraging, vervroeging, uitstel of eventueel afvoering), van de voorziene uitgaven of van aanvankelijk gekozen opties, dient de netbeheerder de redenen voor de afwijkingen te verantwoorden in het verslag. Voor projecten met een totale investeringskost (CAPEX) hoger dan € 5.000.000, maar kleiner dan € 20.000.000 volstaat een jaarlijkse opvolging. Ze hoeven niet in het verslag van 30 september opgenomen te worden, tenzij er zich onaangekondigde grote meerkosten voordoen. Voor projecten met een investeringskost kleiner dan € 5.000.000, volstaat een overzicht van de werkelijke en voorspelde uitgaven (zonder een individuele uitleg te geven). De CREG heeft altijd het recht om tussentijdse opvolgingsrapporten van specifieke projecten op te vragen indien ze dit nodig acht.

§ 2. Alle opvolgingsverslagen dienen in elektronische vorm te worden opgeleverd volgens de specificaties van de CREG.

§ 3. Samen met de opvolgingsverslagen dient er per project (met een investeringskost van meer dan € 5.000.000) een geactualiseerde elektronische fiche bezorgd te worden die onder meer volgende informatie bevat:

- benaming / identificatie van het project;
- beschrijving en rechtvaardiging van het project (eventueel referentie naar goedgekeurde ontwikkelings-, investerings- of aanpassingsplannen);
- de eventuele impact van het project op de beschikbare import- en exportcapaciteit op de landsgrenzen met aanduiding van de betrokken grenzen;
- de gedetailleerde gebudgetteerde kostprijs van het project;
- de eventuele kostenverdeling tussen de verschillende betrokken landen van projecten met een grensoverschrijdende impact;
- de reeds gerealiseerde kosten en spreiding van de geplande kosten in de tijd waarbij belangrijke afwijkingen van de oorspronkelijk gebudgetteerde kostprijs gemotiveerd worden;
- de stand van het project waarbij belangrijke afwijkingen van de oorspronkelijke planning verantwoord worden;
- de voorziene datum van indienststelling.

5.7. VERANTWOORDING DOOR MIDDEL VAN DE BOEKHOUDING EN DE ADMINISTRatieve ORGANISATIE

Art. 43.

De netbeheerder bepaalt zijn totaal inkomen in overeenstemming met het boekhoudkundig referentiestelsel voor de jaarrekeningen van de vennootschappen van toepassing in België en om de verschuldigde vennootschapsbelasting te bepalen.

Indien het totaal inkomen wordt berekend aan de hand van een groep van vennootschappen, worden de geconsolideerde financiële staten opgesteld in overeenstemming met het boekhoudkundig referentiestelsel voor de geconsolideerde jaarrekening van vennootschappen van toepassing in België.

Art. 44.

In overeenstemming met de artikelen 8, § 2 en 22, van de elektriciteitswet voert de netbeheerder een afzonderlijke analytische boekhouding voor zijn gereguleerde activiteiten in België en voor zijn andere activiteiten, zoals hij zou doen indien deze activiteiten door juridisch van elkaar verschillende bedrijven werden uitgevoerd. Deze interne boekhouding bevat per activiteit een balans en een resultatenrekening, die aansluit met de grootboekrekeningen.

De netbeheerder voegt bij zijn tariefverslag een verslag van zijn commissaris waaruit blijkt dat deze verplichting integraal werd nagekomen.

Art. 45.

De netbeheerder voert zijn boekhouding zodanig dat een rechtstreeks verband kan worden gelegd tussen de kosten en de opbrengsten per dienst en per klantengroep.

Art. 46.

§ 1. Op verzoek van de CREG verschaft de netbeheerder toelichting over vooral, maar niet uitsluitend, volgende elementen:

- 1) zijn administratieve organisatie, de interne controleprocedures en de interne beheersingsmaatregelen;
- 2) de waarderingsregels (en hun toepassing), desgevallend ook deze voor het opstellen van de geconsolideerde financiële staten;
- 3) de verantwoording van zijn ramingen;
- 4) de grondslagen om in de interne boekhouding de afzonderlijke rekeningen voor zijn verschillende activiteiten te bepalen;
- 5) de wijzigingen in de structuur en de parameters van de analytische boekhouding tijdens de regulatoire periode;
- 6) de consolidatiegrondslagen.

§ 2. Op gemotiveerde vraag van de CREG spant de netbeheerder zich in om gegevens ter beschikking te stellen die van derden verkregen moeten worden.

5.8. OVERGANGSBEPALINGEN EN SLOTBEPALINGEN

Art. 47.

Het besluit (Z)1109/10 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor elektriciteitstransmissienetten en voor elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie wordt opgeheven.

Voormeld besluit blijft echter van toepassing om alle aspecten van de tariefregulering voor de regulatoire periode 2020-2023 af te handelen, met inbegrip van de afsluiting van de saldi met betrekking tot deze periode.

Art. 48.

De volgende regulatoire periode begint op 1 januari 2024 en eindigt op 31 december 2027.

Art. 49.

Deze tariefmethodologie wordt op 1 september 2022 van kracht.

////

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

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Wvd. Voorzitter van het Directiecomité

BIJLAGE 1

Rapporteringsmodellen te gebruiken door de netbeheerder

1. Om de tarifaire rapportering tussen de netbeheerder en de CREG te stroomlijnen, worden in de onderhavige bijlage aan de tariefmethodologie twee rapporteringsmodellen gedefinieerd. De netbeheerder moet deze verplicht gebruiken en deze zowel op papier als onder een elektronisch bewerkbare vorm (MS-Word en MS-Excel) indienen.

Omdat deze modellen specifiek gericht zijn op het tijdstip van de informatieverschaffing (hetzij *ex ante*, hetzij *ex post*) worden zij respectievelijk 'model *ex ante*' en 'model *ex post*' genoemd.

Beide modellen bevatten meerdere componenten die moeten worden gebruikt naargelang de fase van het proces van tarifaire behandeling (oorspronkelijk document, aangepast document of geactualiseerd document).

2. Elk rapporteringsmodel bestaat uit een aantal specifieke documenten, tabellen en gegevens die gericht zijn op een bepaald doel.

2.1. Het rapporteringsmodel *ex ante* wordt gebruikt voor het indienen van:

- 1) het (eerste) tariefvoorstel van de netbeheerder, gericht op de volgende regulatoire periode;
- 2) het aangepaste tariefvoorstel van de netbeheerder, gericht op de volgende regulatoire periode;
- 3) het eventuele tariefvoorstel van de netbeheerder, als gevolg van het aanbieden van nieuwe diensten, van de aanpassing van bestaande diensten of van de aanpassing van tarieven indien deze niet langer evenredig zouden zijn.

2.2. Het rapporteringsmodel *ex post* wordt gebruikt voor het indienen van:

- 1) het tariefverslag over het eerste semester van elk exploitatiejaar van een regulatoire periode;
- 2) de bijkomende rapportering voor het verschaffen van de noodzakelijke informatie voor het behalen van de stimulansen;
- 3) het tariefverslag na elk exploitatiejaar van een regulatoire periode;
- 4) het aangepast tariefverslag gevraagd door de CREG.

3. De integrale rapporteringsmodellen worden als afzonderlijk document toegevoegd aan onderhavig Besluit.

BIJLAGE 2

Beschrijving van de diensten en van de transmissietarieven

De kerndiensten van de netbeheerder zijn:

- 1) de aansluitingsdiensten;
- 2) de diensten voor het beheer en de ontwikkeling van de netinfrastructuur;
- 3) de diensten voor het beheer van het elektrisch systeem;
- 4) de diensten ter compensatie van de onevenwichten;
- 5) de diensten voor de integratie van de elektriciteitsmarkt.

1. De diensten voor de aansluiting op het transmissienet

1.1 De diensten voor de aansluiting op het transmissienet worden verstrekt door de netbeheerder in het kader van een nieuwe aansluiting, een omvangrijke aanpassing van een bestaande aansluiting en het beheer van de bestaande aansluitingen, in overeenstemming met de bepalingen van het geldende technisch reglement.

1.2 De aansluitingstarieven omvatten:

- 1° het eenmalige tarief voor de oriënterende studie met het oog op een nieuwe aansluiting of de aanpassing van een bestaande aansluiting;
- 2° het eenmalige tarief voor de gedetailleerde studie met het oog op nieuwe aansluitingsapparatuur of de aanpassing van bestaande aansluitingsapparatuur of, in voorkomend geval, het eenmalige tarief voor een aanvullende studie betreffende de *power quality*;
- 3° het eenmalige tarief voor de studie van een substantiële wijziging met het oog op de beoordeling van het substantieel karakter van de wijziging van de installaties aangesloten op het net;
- 4° het periodieke tarief voor de installatie of de substantiële aanpassing, met inbegrip van de ontmanteling en de vernieuwing, van een eerste aansluitingsveld;
- 5° het periodieke tarief voor het beheer, door de netbeheerder, van het eerste aansluitingsveld;
- 6° het periodieke of eenmalige tarief voor de installatie of de substantiële aanpassing, met inbegrip van de ontmanteling en de vernieuwing, van de andere aansluitingsinstallaties, met name:
 - een verbinding voor een aansluiting in de lucht of ondergrondse aansluiting en de eventuele apparatuur die hiervoor vereist is;
 - de apparatuur die vereist is voor de transformatie, de compensatie van reactieve energie en voor de filtering van de spanningsgolf;

- andere velden dan het eerste aansluitingsveld, aanvullende beveiligingsapparatuur, aanvullende apparatuur voor alarmsignalen, metingen en tellingen, aanvullende apparatuur voor telemetrie en/of gecentraliseerde afstandsbediening;
- het periodieke tarief voor het beheer van de apparatuur bedoeld in punt 5°.

1.3 Het tarief bedoeld in 1.2.1° is afhankelijk van het nominale vermogen en/of van de bestemming (injectie of afname).

Het tarief bedoeld in 1.2.2° voor de gedetailleerde studie en het tarief bedoeld in 1.2.3° kunnen in functie zijn van de spanning, van de configuratie, van de bestemming (injectie of afname) en zijn van toepassing per gevraagde variant. De tarieven bedoeld in 1.2.4° en 5° kunnen in functie zijn van de spanning, van het nominaal vermogen, van het kortsluitvermogen, van het type onderstation, van de *onshore* of *offshore* lokalisatie en van de technologische parameters gedefinieerd in de technische reglementen. Bovendien kan het tarief variëren afhankelijk van het feit of het betrekking heeft op de aansluiting van de distributienetbeheerders of van andere netgebruikers.

Het tarief bedoeld in 1.2.6° kan afhankelijk zijn van de spanning, van de lengte van de aansluiting, van het nominaal vermogen, van de *onshore* of *offshore* lokalisatie, van de technologische parameters gedefinieerd in de technische reglementen en, in voorkomend geval, van de datum van ingebruikname van de desbetreffende apparatuur. Bovendien kan een andere tariefbenadering worden toegepast afhankelijk van het feit of deze betrekking heeft op de aansluiting van de distributienetbeheerders of van andere netgebruikers.

1.4 De tarieven bedoeld in 1.2.4° tot 6° kunnen verhogings- of verlagingscoëfficiënt bevatten die afhankelijk zijn van de configuratie van de aansluiting.

Indien meerdere netgebruikers gezamenlijk gebruik maken van dezelfde aansluitingsapparatuur, worden verdeelregels toegepast op de tarieven bedoeld in § 1, 3° tot 5°. Deze verdeelregels zijn gebaseerd op het proportionaliteitsprincipe en kunnen leiden tot terugbetalingen door de betrokken netgebruikers ten gunste van de voordien aangesloten netgebruikers.

Het tarief bedoeld in 1.2.5° kan worden gespecificeerd op basis van bepaalde taken en verantwoordelijkheden die in het kader van het beheer van deze installaties worden verzekerd door de netbeheerder, overeenkomstig het aansluitingscontract.

De tarieven bedoeld in 1.2.4° tot 6°, met betrekking tot de productie-eenheden, die gebruik maken van hernieuwbare energieën, of tot de kwalitatieve warmtekrachtkoppelingsinstallaties kunnen een verminderingcoëfficiënt bevatten overeenkomstig de geldende wettelijke bepalingen, technische reglementen, decreten en ordonnanties.

De tarieven bedoeld in 1.2.4° tot 6° dekken een bijdrage in de vergoeding van de netbeheerder.

1.5 De transmissienetbeheerder bereidt de standaardregels voor de betaling en de verdeling van de kosten voor technische aanpassingen voor, zoals voor aansluitingen en versterkingen van het net, die noodzakelijk zijn voor de aansluiting van nieuwe producenten die elektriciteit op basis van hernieuwbare energieën leveren aan het net. Hij legt deze regels ter goedkeuring voor aan de CREG en publiceert ze vervolgens.

Deze regels steunen op objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria die met name rekening houden met alle aansluitingskosten en -producten van deze producenten op het net en met de specifieke omstandigheden van producenten gevestigd in randgebieden en in dunbevolkte regio's. Deze regels kunnen meerdere types aansluitingen voorzien.

2. De diensten voor het beheer en de ontwikkeling van de netinfrastructuur

2.1 De diensten voor het beheer en de ontwikkeling van de infrastructuur hebben te maken met de planning, het onderhoud en de ontwikkeling van het transmissienet, inclusief de interconnectoren met andere elektriciteitsnetten, met het oog op het garanderen van de capaciteit op lange termijn en om in te spelen op een redelijke vraag naar de transmissie van elektriciteit.

2.2 De tarieven voor het beheer van de netinfrastructuur omvatten:

- 1° de tarieven voor de maandpiek;
- 2° de tarieven voor de jaarpiek;
- 3° de tarieven voor het ter beschikking gestelde vermogen.

Deze tarieven worden toegepast per toegangspunt en per koppelpunt en, wat de tarieven betreft bedoeld in 2.2.1° en 2.2.2°, op kwartierbasis.

2.3 De tarieven bedoeld in 2.2 dekken de kosten voor het gebruik van het net, met inbegrip van de kosten voor de netstudies, de algemene beheerskosten, de afschrijvingen, de kosten voor de financiering en het onderhoud van de infrastructuur en een bijdrage in de vergoeding.

Deze tarieven omvatten, in voorkomend geval, verhogings- of verlagingsscoëfficiënten die afhankelijk zijn van de betrouwbaarheid van het transmissienet (standaard, verhoogd, beperkt, andere), of van de mobiele belasting voorzien in artikel 2, 35°. De CREG bepaalt de “coëfficiënt voor mobiele belasting” op voorstel van de netbeheerder. Op basis van het voorstel van de netbeheerder van 31 oktober 2007 behoudt de CREG de waarde van de “coëfficiënt voor mobiele belasting” op 7 %.

2.4 Het tarief bedoeld in 2.2.1° is afhankelijk van het infrastructuurniveau, van het soort toegangs- of koppelpunt en is van toepassing op de maandpieken van het netto afgenomen en/of van het netto geïnjecteerde vermogen, eventueel bepaald tijdens de maandpiekperiode.

2.5 Het tarief bedoeld in 2.2.2° is afhankelijk van het infrastructuurniveau, van het soort toegangs- of koppelpunt en is van toepassing op de jaarpiek van het netto afgenomen en/of van het netto geïnjecteerde vermogen, zoals eventueel berekend gedurende de jaarpiekperiode.

2.6 Het tarief bedoeld in 2.2.3° is afhankelijk van het infrastructuurniveau en van het soort toegangspunt en is van toepassing op het contractueel vermogen, ter beschikking gesteld aan de toegangshouders. Voor de distributienetbeheerders is het tarief afhankelijk van het infrastructuurniveau en van toepassing op het contractueel vermogen ter beschikking gesteld voor elk koppelpunt. Bij gebrek aan ter beschikking gesteld contractueel vermogen, is het tarief van toepassing op het nominaal schijnbaar transformatievermogen per koppelpunt, zoals vermeld op de kernplaat van de transformator.

2.7 Een aanvullend tarief of een boete moet worden voorzien in geval van overschrijding van het contractueel ter beschikking gestelde vermogen.

2.8 De tarieven bedoeld in 2.2, die worden toegepast bij de injectie, kunnen variëren afhankelijk van de technologie van de desbetreffende productie-eenheden en de van datum waarop ze in werking werden gesteld. Deze tarieven worden bepaald rekening houdende met alle criteria die door de CREG als relevant worden beschouwd, zoals een benchmarking met de buurlanden, teneinde de bevoorradingszekerheid van het land niet in gevaar te brengen door een daling van de competitiviteit van de desbetreffende productie-eenheden. De netbeheerder motiveert deze variaties in zijn tariefvoorstel.

2.9 De toepassing van deze tarieven kan eveneens aangepast worden in functie van de levering van ondersteunende diensten aan de netbeheerder.

3. De diensten voor het beheer van het elektrisch systeem

3.1 De diensten voor het beheer van het elektrisch systeem omvatten met name:

- het commercieel beheer van contracten;
- de programmering van energie-uitwisselingen;
- de besturing van het transmissienet en het toezicht op energie-uitwisselingen;
- het in stand houden van het permanente evenwicht tussen het aanbod van en de vraag naar elektriciteit;
- het verzamelen en het verwerken van metingen en tellingen;
- het congestiebeheer;
- de compensatie van verliezen aan actieve energie conform de geldende technische reglementen;
- de regeling van de spanning en van het reactief vermogen.

3.2 De tarieven voor het beheer van het elektrisch systeem zijn de volgende:

- 1° het tarief voor het beheer van het elektrisch systeem;
- 2° het tarief voor de aanvullende afname van reactieve energie.

3.3 Het tarief bedoeld in 3.2.1° dekt de noodzakelijke en efficiënte kosten voor de realisatie van de diensten voor het beheer van het elektrisch systeem, met uitzondering van deze voor de aanvullende reactieve energie, inclusief de afschrijvingen en de financiering van de specifieke activa en een bijdrage in de vergoeding van de netbeheerder.

Dit tarief is functie van het infrastructuurniveau en is van toepassing op de netto afgenomen en/of netto geïnjecteerde energie op kwartierbasis, per toegangspunt en per koppelpunt. Dit tarief kan desgevallend een dynamische component bevatten in functie van de marktprijzen voor elektriciteit.

3.4 Het tarief bedoeld in 3.2.2° is een tarief voor de overschrijding van het forfait voor reactieve energie en is afhankelijk van het stelsel (inductief of capacitief) en van het infrastructuurniveau.

Het tarief is per toegangspunt of per koppelpunt, van toepassing op het verschil, op kwartierbasis, tussen de afgenomen of geïnjecteerde hoeveelheid van reactieve energie en de forfaitaire hoeveelheid gedefinieerd bijvoorbeeld met referentie naar het federaal technisch reglement, voor zover dit verschil positief is.

3.5. De toepassing van de tarieven bedoeld in 3.2 kan worden aangepast in functie van de levering van ondersteunende diensten aan de netbeheerder.

4. De diensten ter compensatie van de onevenwichten

4.1 De diensten ter compensatie van onevenwichten hebben betrekking op het ter beschikking stellen en het beheer van de nodige middelen om het evenwicht van het elektriciteitsnet te waarborgen, zowel op het vlak van vermogen als van energie.

4.2 De tarieven ter compensatie van de onevenwichten omvatten:

- 1° het tarief voor de vermogensreserves en de *black start*;
- 2° het tarief voor het behoud en het herstel van het individuele evenwicht van de toegangsverantwoordelijken.

4.3 Het tarief bedoeld in 4.2.1° dekt alle kosten die noodzakelijk zijn voor de reservering van vermogen voor de primaire regeling van de frequentie, de secundaire regeling van het evenwicht, binnen de Belgische regelzone en de tertiaire reserve, evenals de blackstart-dienst.

Dit tarief is functie van het infrastructuurniveau en is van toepassing op de netto geïnjecteerde en/of netto afgenomen energie op kwartierbasis per toegangspunt en per koppelpunt. Dit tarief kan desgevallend een dynamische component bevatten in functie van de marktprijzen voor elektriciteit.

4.4 Het tarief bedoeld in 4.2.2° is van toepassing op elke toegangsverantwoordelijke en is afhankelijk van de concrete evenwichtssituatie van de individuele toegangsverantwoordelijke, van de kosten en de directe opbrengsten van de netbeheerder met betrekking tot de aankoop of de verkoop van energie om het onevenwicht te compenseren, van het rekenkundig teken van het netto regelvolume (positief of negatief, wat wijst op een algemeen tekort, respectievelijk overschot in de Belgische regelzone) en de parameters die de individuele toegangsverantwoordelijken aansporen om een permanent evenwicht in stand te houden.

4.5 Het tarief voor het in stand houden en het herstellen van het individuele evenwicht van de toegangsverantwoordelijken laat toe om de onevenwichten in de Belgische regelzone zo goed mogelijk te compenseren op het gebied van de kosten en biedt de toegangsverantwoordelijken gepaste stimulansen opdat ze hun injectie en hun afname in evenwicht brengen.

4.6 Het tarief voorzien in 4.2.2° moet rekening houden met de principes voor de activering van de strategische reserves.

5. De diensten voor de integratie van de elektriciteitsmarkt

5.1 De diensten voor de integratie van de elektriciteitsmarkt zijn deze bedoeld in artikel 8, § 1*bis* van de elektriciteitswet, evenals de diensten voor de ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt in de optiek van een globaal technisch-economisch optimum.

5.2 Het tarief voor de marktintegratie dekt de kosten voor het personeel en het materiaal die nodig zijn voor het verstrekken van deze diensten, inclusief de kosten voor de relaties met de marktactoren (uitgezonderd het commercieel beheer van de contracten) en de kosten voor onderzoek en ontwikkeling, evenals een bijdrage in de vergoeding van de netbeheerder.

5.3 Het tarief bedoeld in 5.2 is functie van het infrastructuurniveau en is per toegangspunt en per koppelpunt van toepassing op de netto afgenomen en/of netto geïnjecteerde energie op kwartierbasis. Dit tarief kan desgevallend een dynamische component bevatten in functie van de marktprijzen voor elektriciteit.

5.4 De toepassing van dit tarief kan aangepast worden in functie van de levering van ondersteunende diensten aan de netbeheerder.

BIJLAGE 3

Tariefmethodologie Nemo

1. DEFINITIES

1. De volgende definities zijn van toepassing:

1.1. De interconnectie: Nemo, een interconnectie op gelijkstroom van ongeveer 1.000 MW tussen het Verenigd Koninkrijk en België die een *offshore* interconnector vormt in de zin van artikel 2, 55°, van de elektriciteitswet;

1.2. Nemo Link: dochteronderneming waarvan de netbeheerder de rechten bezit die overeenstemmen met de rechten uit artikel 9 bis, §1, 2e lid van de elektriciteitswet en die belast is met de ontwikkeling het onderhoud en de eigendom van de interconnectie;

1.3. De regulatoren: de CREG en het OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (Ofgem);

1.4. De transmissienetbeheerder: de netbeheerder die is aangeduid conform artikel 10 van de elektriciteitswet en de Britse netbeheerder die is aangeduid conform het Brits nationaal recht;

1.5. Niet-beheersbare kosten: de *crown estates lease costs*, de onroerende voorheffing en gelijkaardige taksen, de kosten verbonden aan de vergunningen, de netwerk tarieven, de kosten verbonden aan de naleving van de *Marine and Coastal Act 2009* en de netto kosten noodzakelijk voor de naleving van de verplichtingen inzake buitendienststelling opgelegd door de nationale wetgevingen, die aan Nemo Link worden gefactureerd;

1.6. Kosten verbonden aan de markt: de stabiliteitskosten (in het Engels: *firmness cost*), de boekhoudkundige kosten voor fouten (in het Engels: *error accounting cost*) en de kosten verbonden aan de contracten in geval van onderbreking (in het Engels: *trip contract cost*);

1.7. Beheersbare kosten: alle kosten behalve de niet beheersbare kosten en de kosten verbonden aan de markt.

2. BEPALING VAN DE FLOOR EN DE CAP

2.1 Algemene principes

2. De regulatoren zijn overeengekomen om de bepalingen van dit stelsel op dezelfde manier toe te passen.

3. Het regulatoire *cap & floor* stelsel is gebaseerd op de combinatie van een minimum toegelaten vergoeding (via de *floor*) en een maximum toegelaten vergoeding (via de *cap*). Dit regulatoire stelsel treedt in werking op de dag van de indienststelling van de interconnectie en wordt toegepast gedurende een periode van 25 jaar.

4. De *floor* en de *cap* zijn reële bedragen die constant blijven tijdens de periode van 25 jaar. Ze worden definitief bepaald door de regulatoren op de dag van de indienststelling van de interconnectie, onder voorbehoud van de bepalingen vermeld in de punten 10, 11 en 12.

5. De *floor* en de *cap* worden vastgelegd op een niveau dat de mogelijkheid geeft om de volgende kosten tijdens de periode van 25 jaar te dekken:

5.1. de afschrijvingskosten, die worden berekend op basis van de waarde van het gereguleerd actief (RAV) bedoeld in punt 7;

5.2. de financieringskosten, die worden berekend op basis van de RAV bedoeld in punt 7, vermenigvuldigd met de rendementspercentages bedoeld in punt 8;

5.3. de operationele kosten, die bestaan uit een budget voor beheersbare en voor niet-beheersbare kosten dat door de regulatoren wordt vastgelegd.

6. Het constante niveau van de *floor* stemt overeen met de constante annuïteit die wordt berekend op basis van de componenten bedoeld in punt 5 en een actualisatievoet die gelijk is aan het percentage bedoeld in punt 8.1. Het constante niveau van de *cap* stemt overeen met de constante annuïteit die wordt berekend op basis van de componenten bedoeld in punt 5 en een actualisatievoet die gelijk is aan het percentage bedoeld in punt 8.2.

2.2 Het gereguleerd actief

7. De waarde van de RAV wordt voor elk jaar van de periode van 25 jaar bepaald door:

7.1. de toevoeging van de aanschaffingswaarde van de initiële investeringen in materiële vaste activa, inclusief de reserveonderdelen, voor zover er aan Nemo Link geen fouten kunnen worden aangewezen in het kader van haar tender. Indien de regulatoren fouten zouden vaststellen, die te wijten zijn aan Nemo Link en die een aanzienlijke impact hebben op het resultaat van de tender, kunnen de regulatoren beslissen om een lagere waarde dan de aanschaffingswaarde te weerhouden;

7.2. de vermindering van de opname in het resultaat van verkregen kapitaalsubsidies;

7.3. de toevoeging van de kosten van ontwikkeling betaald door NGIH en Elia en goedgekeurd door de regulatoren;

7.4. de toevoeging van een budget voor redelijke intrestlasten die tijdens de constructiefase betaald werden en die gekapitaliseerd zijn ('IDC');

7.5. de toevoeging van een budget voor transactiekosten tijdens het eerste jaar volgend op de indienststelling van de interconnectie. Dit budget wordt bepaald op 2,5% van de notionele schuld en 5% van het notioneel eigen vermogen;

7.6. de toevoeging van een budget voor vervangingsinvesteringen bepaald door de regulatoren,

7.7. de vermindering met de afschrijvingen op de elementen bedoeld in de vorige punten. De afschrijvingen gebeuren op lineaire basis over de resterende duur van het regulatoire kader, zodat de waarde van de RAV gelijk is aan nul op het einde van de periode van 25 jaar.

2.3 De rendementspercentages

8. De rendementspercentages die worden gebruikt om de *floor* en de *cap* te bepalen, zijn de volgende:

8.1. voor het bepalen van de *floor* is voor België en Groot-Brittannië het rendementspercentage gelijk aan het gemiddelde, van de kost van een reële schuld van een niet-financiële iBoxx-index met een rating A/BBB en een looptijd van tien jaar of meer

gedurende de twintig dagen voorafgaand aan de financiële afsluiting. De inflatie wordt in dit kader bepaald op 1,8% voor België en zal voor Groot-Brittannië bepaald worden op basis van de relevante gegevens, gepubliceerd door de Bank of England;

8.2. voor het bepalen van de *cap* wordt het rendementspercentage berekend in overeenstemming met het *Capital Asset Pricing Model* op basis van de volgende veronderstellingen:

- een reële risicoloze rentevoet van 2,2% voor België en 1,6% voor Groot-Brittannië;
- een parameter bèta van 1,25;
- een marktrisicopremie van 3,50% voor België. Voor Groot-Brittannië zal de premie later worden bepaald op basis van de methodologie die Ofgem op dat ogenblik toepast.

2.4 De operationele kosten

9. Voor de beheersbare kosten gelden de volgende bijzondere bepalingen:

9.1. er worden twee deelbudgetten voor het element 'belastingen' opgesteld: één om de *floor* te berekenen en één om de *cap* te berekenen. De belastingvoet die gebruikt wordt om deze budgetten te berekenen is gelijk aan het gemiddelde (50%/50%) van:

9.1.1. de toepasselijke belastingvoet indien 100 % van de winst in België zou zijn belast. Die zal door de CREG definitief worden vastgelegd op basis van de wetgeving die net voor de investeringsbeslissing geldig is;

9.1.2. de toepasselijke belastingvoet indien 100 % van de winst in Groot-Brittannië was belast. Die zal door Ofgem definitief worden vastgelegd op basis van de wetgeving die geldig is en zou in principe gelijk moeten zijn aan 20 %.

9.2. het budget voor de andere beheersbare kosten wordt 12 maanden vóór de indienststelling van de interconnectie door de regulatoren gezamenlijk vastgelegd. Dit budget zal in de mate van het mogelijke worden gebaseerd op een benchmarking met de exploitatiekosten van gelijkaardige projecten in Europa. Voor deze benchmarking zal enkel rekening gehouden worden met de informatie die de regulatoren kunnen controleren.

3. ONTWIKKELINGSREGELS VAN DE FLOOR EN DE CAP

10. Tien jaar na de indienststelling van de interconnectie kunnen de regulatoren het budget voor de beheersbare kosten, uitgezonderd het deelbudget voor belastingen, voor de komende jaren opnieuw evalueren. Telkens als dit budget voor de beheersbare kosten wordt gewijzigd, worden de *floor* en de *cap* overeenkomstig aangepast voor de komende jaren.

11. Het bedrag van de *cap*, bepaald overeenkomstig de voorgaande punten, wordt jaarlijks proportioneel aangepast aan het verschil tussen, enerzijds, de beschikbaarheidsgraad van de interconnectie, vastgesteld in de loop van het jaar en, anderzijds, een doelstelling van 97,05%. De toename van het bedrag van de *cap* is beperkt tot + 2% indien de vastgestelde beschikbaarheid hoger is dan of gelijk aan 99,05%. De daling van het bedrag van de *cap* is beperkt tot -2% indien de vastgestelde beschikbaarheid lager is dan of gelijk aan 95,05%.

12. Indien de beschikbaarheid van de interconnectie in de loop van het jaar lager is dan 80% en Nemo Link aan de regulatoren niet schriftelijk kan aantonen dat zij alles in het werk heeft gesteld om de periode van onbeschikbaarheid zoveel mogelijk te beperken, kunnen de regulatoren beslissen om het bedrag van de *floor* voor het betrokken jaar tot nul te herleiden.

13. Het nominale bedrag van de *floor* en de *cap* wordt verkregen door de reële bedragen voor 50% te indexeren op basis van de vastgestelde inflatie in Groot-Brittannië (RPI) en voor 50% op basis van de vastgestelde inflatie in België (CPI), rekening houdend met de evolutie van de wisselkoers tussen de twee landen.

4. TRANSFERS TUSSEN NEMOLINK EN DE NETBEHEEDERS

14. Ongeacht het gebruik van de overdrachten voorzien in het kader van de jaarlijkse procedure vastgelegd in deel 4.2., kunnen Nemo Link en de netbeheerders een contract sluiten om jaarlijks in hoofde van Nemo Link vorderingen en/of schulden te erkennen ten aanzien van de netgebruikers voor de verschillen uit deel 4.1 en 4.2. Deze vorderingen en/of schulden zullen in de rekeningen van de netbeheerders worden opgenomen als contractuele vorderingen en/of schulden als niet-beheersbare kosten en/of inkomsten en zullen voorwerp uitmaken van de regulatoire saldi conform artikel 39 van de tariefmethodologie.

4.1 Vijfjarige procedure

15. Om de vijf jaar, te rekenen vanaf de indienststelling van de interconnectie, wordt de actuele waarde van de inkomsten van Nemo Link van de vijf voorgaande jaren vergeleken met de actuele gecumuleerde waarde van de *floor* en de *cap* tijdens die vijf voorgaande jaren. Deze actualisering wordt uitgevoerd op basis van het gemiddelde van het percentage vermeld in punt 8.1 en het percentage vermeld in punt 8.2.

De inkomsten bedoeld in de vorige alinea zijn alle inkomsten die Nemo Link heeft ontvangen (zoals de congestierentes, de inkomsten ontvangen in het kader van de capaciteitsmarkt in Groot-Brittannië, de inkomsten ontvangen in het kader van de levering van ondersteunende diensten en de inkomsten bedoeld in de punten 20 tot 23) verminderd met de kosten verbonden aan de markt uit punt 1. 6.

16. Indien de actuele waarde van de inkomsten uit de interconnectie hoger is dan de gecumuleerde actuele waarde van de *cap* tijdens de vijf voorgaande jaren, betaalt Nemo Link het verschil tussen deze twee bedragen over aan de netbeheerders.

17. Indien de actuele waarde van de inkomsten uit de interconnectie lager is dan de gecumuleerde actuele waarde van de *floor* tijdens de vijf voorgaande jaren, betalen de netbeheerders het verschil tussen deze twee bedragen aan Nemo Link.

18. Voor elke periode van vijf jaar is het te betalen bedrag tussen Nemo Link en de netbeheerders gelijk aan de som van de volgende elementen:

18.1. het eventuele positieve verschil bedoeld in punt 16;

18.2. het eventuele negatieve verschil bedoeld in punt 17;

18.3. het positieve of negatieve verschil tussen het budget voor de niet-beheersbare kosten *ex ante* vastgelegd door de regulatoren en het bedrag van de *ex post* vastgestelde werkelijke niet-beheersbare kosten, mits Nemo Link aan de regulatoren aantoont dat ze alles in het werk heeft gesteld om dit verschil te beperken indien het negatief is;

18.4. het negatieve verschil verbonden aan de kosten als gevolg van overmacht of wijziging van de wetgeving of de regulering, die door de regulatoren als redelijk werden beschouwd in geval van overmacht of wetswijziging, met uitzondering van de belastingwetgeving, en met een impact op de kosten van Nemo Link van meer dan 5% van de jaarlijkse *floor*, uitgedrukt in reële termen.

19. Het bedrag van de financiële verrichting tussen Nemo Link en de netbeheerders wordt gelijk verdeeld tussen de twee netbeheerders, rekening houdend met de relevante wisselkoers. Deze verrichting wordt zo snel mogelijk na de goedkeuring van de regulatoren uitgevoerd.

4.2 Jaarlijkse procedure

20. Indien de werkelijke inkomsten lager liggen dan de *floor*, of hoger dan de *cap*, wordt er, naast de vijfjaarlijkse procedure die in vorige paragraaf wordt beschreven, elk jaar een betaling tussen Nemo Link en de netbeheerders georganiseerd indien Nemo Link dit wenst en mits goedkeuring van de regulatoren.

21. De actuele waarde van eventuele op jaarbasis georganiseerde betalingen tussen Nemo Link en de netbeheerders is afhankelijk van de beschikbaarheidsgraad van de interconnectie. Zo worden het niveau van de *floor* en de *cap* die in het kader van deze jaarlijkse procedure wordt gebruikt, ook aangepast aan de beschikbaarheidsgraad van de interconnectie in overeenstemming met punten 11 en 12.

22. De actuele waarde van eventuele op jaarbasis georganiseerde overdrachten tussen Nemo Link en de netbeheerders kan niet groter zijn dan het verschil tussen de gecumuleerde actuele waarde van de *floor* en de actuele waarde van de inkomsten ontvangen door Nemo Link sinds de laatste vijfjaarlijkse procedure. Deze actualisering wordt uitgevoerd op basis van het gemiddelde van het percentage vermeld in punt 8.1 en het percentage vermeld in punt 8.2.

23. De eventuele op jaarbasis georganiseerde overdrachten tussen Nemo Link en de netbeheerders worden als, positieve of negatieve, inkomsten beschouwd in het kader van de vijfjaarlijkse procedure bedoeld in punt 15 en van de jaarlijkse procedure bedoeld in de voorgaande punten.

5. CONTROLE VAN DE NALEVING VAN HUIDIGE BEPALINGEN

24. De regulatoren controleren in gezamenlijk overleg de naleving van de bepalingen vermeld in deze bijlage.