

PROPOSITION FINALE 18/12/2019

FINAAL VOORSTEL 18/12/2019

Proposition finale d'Arrêté Royal fixant la méthodologie de calcul de capacité et des paramètres pour les enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

Finaal voorstel van Koninklijk Besluit tot vaststelling van de methodologie voor capaciteitsberekening en parameters voor de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme



Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, l'article 7undecies, § 2, inséré par la loi du 22 avril 2019

Gelet op de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, artikel 7undecies, § 2, ingevoegd door de wet van 22 april 2019

Inhoudsopgave

1.	Algemene opmerkingen.....	4
1.1.	Algemene opmerkingen (zoals vermeld in hoofdstukken 1, 2 en 3 van het advies van de CREG).....	4
1.2.	Toelichting bij de voornaamste bezwaren op het voorstel (zoals hernomen in punten 4.1, 4.2 en 4.3 van het advies van de CREG).....	5
1.2.1.	Toekomstig Europees kader	5
1.2.2.	Scenario versus methodologie	5
1.2.3.	De keuze van het scenario.....	7
1.2.4.	Een analyse voor het benodigde volume of bepaalde parameters is geen analyse voor de nood aan een interventie	9
1.3.	De scope van het voorstel van Koninklijk Besluit (als toelichting bij opmerking 4.4 uit het advies van de CREG)	10
2.	Specifieke opmerkingen (artikelsgewijze bespreking)	12
3.	Rapport au Roi et proposition d'Arrêté Royal final	24
3.1.	Rapport au Roi.....	24
3.2.	Verslag aan de Koning.....	33
3.3.	Proposition d'Arrêté Royal/Voorstel van Koninklijk Besluit.....	42



Inleiding

Aan de hand van dit document wenst Elia de Minister van Energie en de Algemene Directie Energie van de FOD Economie een aangepast voorstel te bezorgen van het Koninklijk Besluit tot vaststelling van de methodologie voor capaciteitsberekening en parameters voor de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme (hierna “CRM”).

Een eerste voorstel van Koninklijk Besluit werd opgemaakt door Elia na publieke consultatie van de marktpartijen over de elementen met betrekking tot dit Koninklijk Besluit. Dit voorstel is publiek beschikbaar op de website van Elia. Voorts werd een consultatieverslag van de ontvangen opmerkingen en de reactie van Elia hierop publiek beschikbaar gesteld op de website van Elia.¹ Voornoemd voorstel van Koninklijk Besluit werd vervolgens verstuurd voor advies naar de CREG (op 22 november) en dit advies (A)2030 werd formeel ontvangen (op 6 december).

Onderhavig document geeft een toelichting op dit ontvangen advies. Het voorziet vooreerst in een toelichting op de belangrijkste opmerkingen, vervolgens in een toelichting per artikel en tenslotte in een aangepast finaal voorstel van Koninklijk Besluit (en Verslag aan de Koning), waarbij de wijzigingen ten opzichte van het voorstel zoals voorgelegd voor advies vormelijk merkbaar zijn.

De toelichtende tekst is in het Nederlands opgemaakt en de wijzigingen in het Koninklijk Besluit zijn in de Franse versie aangebracht. We voorzien echter om zo spoedig mogelijk ook de voorgestelde wijzigingen in de Nederlandse versie van het voorstel op elektronische wijze over te maken.

¹ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/ug/crm/20191129_consultation-report_final.xlsx



1. Algemene opmerkingen

1.1. Algemene opmerkingen (zoals vermeld in hoofdstukken 1, 2 en 3 van het advies van de CREG)

In de eerste drie hoofdstukken van het advies (A)2030 van 6 december 2019 maakt de CREG enkele algemene reserves en opmerkingen die in hoofdzaak handelen over de toegestane termijn, de volledigheid van het dossier en brengt CREG enkele wettelijke bepalingen in herinnering.

Voor wat de periode betreft waarin het advies van de CREG werd gevraagd, wensen we te herhalen dat deze zich inschrijft in de wens van de publieke autoriteiten zoals verschillende malen uitgedrukt door de Minister van Energie om het notificatiedossier voor het einde van het jaar 2019 formeel te notifiëren bij de Europese Commissie. De vooropgestelde timings voor de publieke consultaties, adviezen en reacties werden afgestemd en besproken in het opvolgingscomité (of “Comité de Suivi”) onder het voorzitterschap van de AD Energie van de FOD Economie. De documenten werden ook op elektronische wijze gedeeld, zodanig dat de beschikbare tijd maximaal gebruikt kon worden.

Bovendien zijn de inhoudelijke aspecten van het voorstel van Koninklijk Besluit eveneens aan bod gekomen in de publieke consultatie over de “design” aspecten van de CRM die Elia in september en oktober heeft uitgevoerd (het aspect van de intermediaire maximumprijs tijdens de periode van 13 september tot en met 11 oktober 2019; de andere aspecten van 2 tot en met 30 oktober 2019). De CREG heeft tijdens deze periode ook kennis kunnen nemen van deze aspecten. Getuige hiervan is de bijdrage van de CREG op deze publieke consultatie, waarmee rekening werd gehouden in het voorstel van Koninklijk Besluit zoals voorgelegd voor advies. Voorafgaand aan deze publieke consultatie werden bovendien alle aspecten reeds besproken in het Comité de Suivi met de vertegenwoordigers van de CREG, de FOD Economie en het kabinet van de Minister van Energie.

Elia heeft op 29 november 2019 ook het consultatieverslag over de gehele publieke consultatie, waarvan de elementen inzake de parameters voor de veiling een onderdeel waren, gepubliceerd op haar website. Dit consultatieverslag beschreef op een pedagogische wijze de relevante aspecten inzake dit voorstel van Koninklijk Besluit, met inbegrip van de grote principes zoals deze opgenomen zouden worden in het voorstel van Koninklijk Besluit.

Tenslotte is er een inhoudelijk verband tussen dit voorstel van Koninklijk Besluit en andere designaspecten van de CRM. Hoewel niet alle finale aspecten reeds definitief vastliggen, zijn de contouren en grote principes reeds voldoende afgestemd en besproken in het Comité de Suivi en waren ook voldoende elementen hiervan zelfs reeds publiek beschikbaar, waardoor het voorstel van Koninklijk Besluit met kennis van zaken geanalyseerd kon worden.

Bovenstaande elementen gelden als een toelichting op de opmerkingen uit hoofdstukken 1 tot en met 3 van het advies van de CREG. Deze opmerkingen waren van algemene aard en verzochten geen wijzigingen aan het voorstel van Koninklijk Besluit. Dientengevolge worden geen wijzigingen aangebracht en wordt additioneel onderlijnd dat deze opmerkingen geen afbreuk doen aan de kwaliteit en volledigheid van het voorstel van Koninklijk Besluit.



1.2. Toelichting bij de voornaamste bezwaren op het voorstel (zoals hernoemen in punten 4.1, 4.2 en 4.3 van het advies van de CREG)

1.2.1. Toekomstig Europees kader

Op verschillende plaatsen wordt verwezen naar het toekomstig Europees kader, in het bijzonder de methodologieën die opgemaakt en goedgekeurd moeten worden in navolging van Verordening (EU) 2019/943 en de regels rechtstreeks vermeld in deze Verordening. Het is vanzelfsprekend dat deze Verordening een hogere hiërarchische norm betreft dan het Belgisch wettelijk kader, en dat dus integraal rekening zal (moeten) gehouden worden met de op grond hiervan aangenomen methodologieën eens deze bepaald zijn. Het voorstel van Koninklijk Besluit zoals ter advies voorgelegd erkent ten volle deze prioriteit van het Europese recht en moet gelezen worden ter aanvulling op voornoemde methodologieën teneinde de bijzonderheden van de Belgische lidstaat te integreren, in zoverre dit niet voorzien zal worden in een Europese methodologie.

In de mate dat dit onvoldoende duidelijk was, wordt het voorstel van Koninklijk Besluit en het Verslag aan de Koning verder aangevuld om bovenstaande elementen verder te specificeren.

1.2.2. Scenario versus methodologie

De CREG meent in haar advies dat Elia in het voorstel van Koninklijk Besluit geen voldoende invulling geeft aan de door de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna “Elektriciteitswet”) beoogde methodologie. Meer bepaald suggereert de CREG dat Elia de methodologie ter bepaling van het volume zou herleiden tot het bepalen van een scenario. De CREG stelt hierbij dat dit twee te onderscheiden elementen zijn, hierbij onder andere verwijzend naar Verordening (EU) 2019/943 Art. 23 inzake de inhoud van de Europese methodologie.

Elia onderschrijft de visie van de CREG dat het bepalen van een methodologie voor het bepalen van een volume verder gaat dan het bepalen van een scenario en dat dit twee te onderscheiden elementen zijn. Zoals Elia reeds voor verschillende studies transparant heeft toegepast en ook enkele malen publiek geconsulteerd heeft, wordt in dit kader een zeer technische methodologie toegepast gebaseerd op een probabilistische marktmodellering. Ook voor de methodologie beoogd voor de CRM lijkt een dergelijke aanpak gewenst, zoals bovendien uitvoerig toegelicht in Elia's antwoord op de publieke consultatie van de CREG inzake de methodologie voor het bepalen van de vraagcurve in de CRM. Elia heeft in haar voorstel van Koninklijk Besluit geen dergelijke methodologie in detail uitgewerkt. Immers, in het Comité de Suivi werd afgesproken dat dit veel meer in de scope van de methodologie voor te stellen door de CREG viel. Dit volgt uit de gemaakte interpretatie van Verordening (EU) 2019/943 en meer bepaald van de bepalingen aangaande de rol van de regulator bij het voorstellen van de parameters voor het bepalen van het aan te kopen volume in de CRM. Desalniettemin was het gezien de scope van het door Elia voor te stellen Koninklijk Besluit wenselijk en noodzakelijk wel een voorstel te doen over het scenariokader aangezien dit een cruciaal onderdeel vormt voor het bepalen van de reductiefactoren en de intermediaire maximumprijzen.

Het onderscheid tussen een methodologie ter bepaling van een volume enerzijds en het kiezen van het geschikte scenario anderzijds uit zich ook op een ander vlak. In het advies van de CREG wordt gesteld dat het voorstel van Elia het betrouwbaarheids criterium opgenomen in de wet foutief interpreteert, meer bepaald in relatie tot het gebruik van een scenario dat rekening houdt met evenementen van “Hoge Impact met Lage Waarschijnlijkheid”. De CREG meent dat dit vervat zit in de toepassing van het criterium dat stelt dat LOLE95 niet hoger kan zijn dan 20 uren in een statistisch uitzonderlijk jaar. In die zin dient ook opgemerkt te worden dat de CREG in haar eigen



ontwerpnota *PRD(2024) ter bepaling van de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald* zelf echter suggereert om een scenario te kiezen met de laagste volumes. Ongeacht de wenselijkheid van die specifieke keuze van de CREG, lijkt deze door de CREG voorgestelde werkwijze niet in lijn met de opmerking die de CREG maakt met betrekking tot Elia's voorstel van methodologie.

Vooreerst wijkt de visie van de CREG af van de interpretatie van deze wettelijke bepalingen die reeds meerdere jaren wordt toegepast door de FOD Economie en de Minister bij het bepalen van het noodzakelijke volume aan strategische reserves. De gevolgde methodologie ter bepaling van het volume waarin het betrouwbaarheids criterium wordt afgetoetst en het gebruikte scenario zijn namelijk twee te onderscheiden elementen. De bevoorradingszekerheids criteria voorzien in de wet verwijzen naar het bekijken van een statistische verdeling waarbij hetzij een 'normaal' jaar, hetzij een 'uitzonderlijk' jaar wordt beschouwd. Dit 'normaal' en 'uitzonderlijk' karakter wordt stevast geïnterpreteerd als een ander punt in dezelfde statistische verdeling dat betrekking heeft op een bepaald scenario en niet als een ander scenario waarvoor de statistische verdeling werd opgesteld. Met andere woorden, gegeven een scenario, zullen de betrouwbaarheids criteria $LOLE = 3u$ en $LOLE95 = 20u$, erop toezien dat de bevoorradingszekerheid van het land voldoet aan deze betrouwbaarheid in respectievelijk een "normaal" jaar dan wel een uitzonderlijk "jaar". Het "normaal" en "uitzonderlijk" karakter hebben hoofdzakelijk betrekking op klimatologische variabelen (wind, zon, temperatuur), die een heel belangrijke invloed hebben op zowel de (hernieuwbare) productie, normale onbeschikbaarheidsratio's ('unplanned outage rate') van thermische eenheden en HVDC interconnectoren, alsook op de elektriciteitsvraag (niet enkel in België maar ook in de ons omringende landen, in het bijzonder in Frankrijk waar de vraag naar elektriciteit een significante thermosensitiviteit vertoont).

Verder dient ook opgemerkt te worden dat de interpretatie van de CREG technisch niet realiseerbaar lijkt. Niet alle relevante elementen van een scenario kunnen herleid worden tot een bruikbare kans in een probabilistische berekening. Zoals ook verderop toegelicht wordt de bevoorradingszekerheid in België sterk beïnvloed door verschillende soorten van evenementen die onder de noemer "Hoge Impact met Lage Waarschijnlijkheid" vallen, maar die zich in het buitenland voordoen. Het kan hierbij gaan om wijzigingen in beleidskeuzes inzake geïnstalleerde capaciteitsmix, langdurende onbeschikbaarheden van centrales die voorbij de standaardprobabiliteiten gaan, onzekerheden met betrekking tot het tijdig uitvoeren van bepalingen in Verordening (EU) 2019/943 inzake beschikbaarheid van interconnectiecapaciteit, etc. Dergelijke evenementen moeten niet zozeer in de berekening vervat worden als probabiliteiten, maar zijn veeleer duidelijk verschillende scenario's waarvoor de berekening uitgevoerd kan worden. Dit werd reeds uitvoerig aangetoond in de studie van Elia van juni 2019 gemaakt in het kader van haar verplichting volgens Art. 7bis §4bis van de Elektriciteitswet.²

Om bovenstaande redenen volgt Elia de opmerking van de CREG inzake een foutieve interpretatie door Elia van het betrouwbaarheids criterium en het foutief gebruik maken van een scenario met evenementen van "Hoge Impact met Lage Waarschijnlijkheid" niet.

² https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/press-releases/2019/280619/20190628_elia_adequacy_and_flexibility_study_nl.pdf



1.2.3. De keuze van het scenario

In het advies van de CREG worden twee belangrijke aspecten aangehaald, met name: welke instantie komt het toe om het scenario te weerhouden waarop de analyse moet gebaseerd worden enerzijds en anderzijds in welke mate dit scenario kan afwijken van het Europese centrale referentie-scenario.

Welke instantie komt het toe om het scenario te weerhouden?

Vooreerst dient opgemerkt te worden dat in navolging van de gemaakte afspraken in het Comité de Suivi, Elia had ingestemd met het verzoek van de CREG dat het deze laatste zou toekomen om de methodologie inzake de vraagcurve voor te stellen. De keuze van het scenario is daar uiteraard een integraal en cruciaal deel van (zie ook punt 2.2). De positie van Elia is echter kenbaar gemaakt als onderdeel van diens reactie op de publieke consultatie van de CREG, georganiseerd van 22 november tot 6 december 2019. Er werd inderdaad door het Comité de Suivi aan Elia gevraagd om hierop te reageren, inclusief diens alternatieve voorstellen op de door de CREG voorgestelde aanpak.

In bovenvermelde bijdrage is het duidelijk dat Elia adviseert dat de keuze voor het te weerhouden scenario dient te worden bepaald door de bevoegde instantie verantwoordelijk voor de bevoorradingszekerheid van het land, met name de federale overheid. Aangezien het scenario aangeeft met welke onzekerheden er al of niet rekening gehouden zal worden in het borgen van de bevoorradingszekerheid en gelet op de afhankelijkheid van onvoorspelbare en/of oncontroleerbare evoluties in het buitenland, is dit een essentieel onderdeel van het bevoorradingszekerheidsbeleid van een land. Derhalve denkt Elia dat de keuze ervan toekomt aan de instantie die verantwoordelijk is voor 's lands bevoorradingszekerheid.

In dit verband is een werkbare interactie tussen de FOD Economie en Elia voorzien, aangezien het conform de wetgeving deze laatste is die de publieke consultatie met de marktpartijen dient te organiseren waarvan de elementen inzake het scenario uiteraard deel uitmaken. Meer bepaald wordt voorzien in een afstemming tussen Elia en de AD Energie van de FOD Economie voorafgaand aan de publieke consultatie enerzijds en wordt anderzijds de finale keuze voor het scenario toegewezen aan de AD Energie op basis van de georganiseerde publieke consultatie. Het is trouwens vermeldenswaardig dat de publieke consultatie die op nationaal vlak georganiseerd zal worden door Elia een aanvulling zal zijn op de publieke consultaties die op Europees niveau zullen gehouden worden in het kader van het te weerhouden scenario en relevante data voor de Europese analyses.

Hoewel de CREG geen concrete uitwerking heeft voorzien voor de keuze van het scenario, zijn zowel Elia als de CREG (cf. opmerking 35 uit het advies) het erover eens dat het de federale overheid is die het scenario vastlegt. Het is dit scenario dat weerhouden zal worden voor het vervolg van de analyse. Merk op dat reeds werd gesuggereerd in het voorstel van Koninklijk Besluit waarop de CREG haar advies heeft verleend, in het bijzonder in Artikel 4 §4: "*La sélection desdits événements se fait conformément à la recommandation de la Direction générale de l'Energie...*". Het uitgewerkte voorstel van interactie tussen de netbeheerder en de AD Energie voor, tijdens en na de publieke consultatie, met als slotstuk de keuze van het te weerhouden scenario door de AD Energie is voor de duidelijkheid geïntegreerd in het aangepaste voorstel van Koninklijk Besluit (op de wijze zoals vermeld als reactie op de publieke consultatie van de CREG over de vraagcurve).



In welke mate kan het scenario afwijken van het Europese centrale referentie-scenario?

Ten tweede is het gerechtvaardigd en volledig in lijn met de toepasselijke Europese wetgeving dat nationale bijzonderheden kunnen opgenomen worden in het te weerhouden scenario. Zoals terecht aangehaald in het advies van de CREG voorziet de Verordening (EU) 2019/943 in haar artikel 24.1 het volgende:

[...]

“Nationale beoordelingen van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening kunnen rekening houden met bijkomende gevoeligheden naast die als bedoeld in artikel 23, lid 5, onder b). In dergelijke gevallen kunnen nationale beoordelingen van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening:

- a) *uitgaan van veronderstellingen, rekening houdend met de specifieke kenmerken van de nationale vraag naar en het nationale aanbod van elektriciteit;*
- b) *gebruikmaken van aanvullende instrumenten en recente gegevens die aanvullend zijn welke het ENTSB voor elektriciteit gebruikt voor de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening.” (eigen onderlijning)*

De keuze van het scenario moet dus toelaten om de in Artikel 24.1(a) vermelde nationale bijkomende gevoeligheden te integreren. Het is ook de wens van de federale overheid om dergelijke gevoeligheden, uitgedrukt als evenementen van “Hoge Impact met Lage Waarschijnlijkheid” te voorzien. Dit is met name opgenomen in de nota van de AD Energie van de FOD Economie onder punt 56 van de publieke nota « Note de la DG Energie du SPF Economie : analyse des commentaires de la CREG formulés dans l’étude (F)1957 et positionnement quant à l’existence d’un besoin pour assurer la sécurité d’approvisionnement en électricité. »³

Voor België als klein land met een hoge interconnectiegraad hebben evenementen in de buurlanden een directe impact op de nationale elektriciteitsmarkt. Dit is reeds voldoende gebleken in het verleden en wordt verder verwacht voor de toekomst. In dat opzicht kan het scenario best aangevuld worden met evenementen zoals een verminderde beschikbaarheid van het productiepark van de buurlanden als gevolg van onvoorziene onbeschikbaarheden of beleidskeuzes, een vertraagde omzet van de Europese regelgeving met impact op de ter beschikking gestelde interconnectiecapaciteit, etc. De evenementen die desgevallend te integreren vallen in het scenario kunnen evolueren doorheen de tijd, maar dienen steeds een impact te hebben op de Belgische elektriciteitsmarkt. Om het evolutief karakter van de evenementen te respecteren, is het aangegeven om de keuze van evenementen jaarlijks te analyseren en definitief vast te leggen nadat de marktpartijen hierover gehoord werden. In dat opzicht zullen deze evenementen volgens Elia's voorstel van Koninklijk Besluit integraal deel uitmaken van de publieke consultatie, voordat de AD Energie van de FOD Economie het scenario zal bepalen.

Ten gevolge van deze opmerkingen zal het Verslag aan de Koning en het voorstel van Koninklijk Besluit verder toegelicht en aangepast worden.

³ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Mecanisme-remuneration-capacite-Note-E2-02-10-2019.pdf>



1.2.4. Een analyse voor het benodigde volume of bepaalde parameters is geen analyse voor de nood aan een interventie

Elia deelt de mening van de CREG zoals gestipuleerd in haar opmerking 29 dat de analyse van het benodigde volume in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme niet dezelfde is als de analyse inzake de nood om een dergelijk mechanisme in te voeren.

De analyse voor dit laatste wordt inderdaad bevestigd door de federale overheid in de nota zoals vermeld in het vorige punt, met name in de conclusies ervan en in het Uitvoeringsplan ter verbetering van de marktwerking, zoals verstuurd naar de Europese Commissie en beschikbaar op de website van de FOD Economie, in het bijzonder in hoofdstuk 3.⁴

Er wordt bovendien herinnerd aan het feit dat de Federale Elektriciteitswet reeds voorziet dat de netbeheerder, in samenwerking met de FOD Economie en het Federaal Planbureau en na overleg met de regulator een tweejaarlijkse studie dient op te maken over de vooruitzichten voor de komende tien jaar inzake bevoorradingszekerheid en flexibiliteit. Deze studie (aangevuld met eventuele andere relevante studies van andere instanties), kan nuttig gebruikt worden door de publieke overheden om de nood aan het capaciteitsvergoedingsmechanisme op te volgen.

Beide studies (de tweejaarlijkse evaluatie zoals vermeld in de vorige § en de jaarlijkse studie inzake het volume voor de veiling in de CRM) beogen dus een ander objectief. In dat opzicht dient de jaarlijkse volume-analyse geen aspecten te bevatten inzake de economische leefbaarheid van de capaciteit, de draaiuren of het voorzien aantal uren LOLE en EENS in een scenario zonder CRM, aangezien dit elementen zijn om de nood te evalueren en niet het volume voor de veiling. Opdat zowel de netbeheerder als de regulator echter hun respectievelijke taken kunnen uitvoeren, moet de nodige uitwisseling van informatie tussen beide instanties duidelijk en correct verlopen. In dat opzicht dient de netbeheerder in diens rapport wel de volgende informatie te voorzien voor de regulator:

- de brutokosten van een nieuwkomer;
- de jaarlijkse inframarginale inkomsten die op de energiemarkt worden verdiend met de referentietechnologie;
- de correctiefactor;
- het gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde situaties van schaarste;
- het volume dat overeenkomt met de nood voor de regeling van het evenwicht;
- de gemiddelde waarden voor verwachte niet geleverde energie in situaties van schaarste ;
- de monotone van de vraag, die nodig is voor de berekening van het minimumvolume dat gereserveerd moet worden voor de veiling één jaar voor de periode van capaciteitslevering.

De exacte uitwisseling van informatie tussen Elia en de CREG dient inderdaad verder verduidelijkt te worden in het Koninklijk Besluit.

Verder dient ook opgemerkt te worden dat de Europese methodologie bedoeld in artikels 23 en 24 van Verordening (EU) 2019/943 niet dezelfde is als een methodologie ter bepaling van verschillende inputparameters nodig voor de CRM.

⁴ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Belgian-electricity-market-Implementation-plan.pdf>



Voor de bepaling van sommige parameters is het noodzakelijk om de methodologie bedoeld in artikels 23 en 24 van Verordening (EU) 2019/943 verder uit te breiden. Dit is bijvoorbeeld het geval voor de bepaling van reductiefactoren of intermediaire maximumprijzen, waarbij het gebruikte scenario mogelijks dient aangevuld te worden met capaciteit tot een adequaat volume en waarbij de juiste marktomstandigheden dienen in acht genomen te worden. Dit betekent dat de opmerking van de CREG in de laatste paragraaf van randnummer 31 van haar advies onterecht is. De Europese methodologie lijkt niet te zullen voorzien in het benodigde iteratief proces dat door Elia wordt voorgesteld om de eenvoudige reden dat voor de doelen van de Europese methodologie dergelijke stappen niet genomen dienen te worden. In het licht van de objectieven van dit Koninklijk Besluit inzake methodologie is het dan ook geoorloofd om voor de bepaling van verschillende parameters deze elementen op te nemen. Daarbij spreekt het voor zich dat er een zo groot mogelijke consistentie dient te worden nagestreefd tussen de methodologie bedoeld in artikels 23 en 24 van Verordening (EU) 2019/943 enerzijds en anderzijds de in dit Koninklijk Besluit opgenomen methodologie voor de bijkomende parameters.

1.3. De scope van het voorstel van Koninklijk Besluit (als toelichting bij opmerking 4.4 uit het advies van de CREG)

In haar advies op het voorstel van Koninklijk Besluit opgesteld door Elia meent de CREG in sectie 4.4 (randnummers 37 tot 40) dat voor enkele van de in het voorstel opgenomen elementen geen voldoende wettelijke basis zou bestaan. Hieronder worden de verschillende elementen die de CREG in dit verband aanhaalt, punt voor punt toegelicht.

Aangaande het voorstel ter bepaling van “drempel voor de deelname van grensoverschrijdende capaciteit in een regelzone”

Met betrekking tot de bepaling van de “drempel voor de deelname van grensoverschrijdende capaciteit in een regelzone” (oftewel “seuil de participation de la capacité transfrontalière”) meent de CREG dat dit veeleer onder het Koninklijk Besluit vermeld in Art. 7undecies §4 van de Elektriciteitswet zou vallen en dat bovendien Elia met betrekking tot het bepalen hiervan geen voorstelrecht zou hebben.

Vooreerst is het nuttig om te vermelden dat het voorstel van methodologie ter berekening van de “drempel voor de deelname van grensoverschrijdende capaciteit in een regelzone” volledig past in de bepalingen van Verordening (EU) 2019/943 Art. 26 (7) waarin deze rol ter berekening expliciet bij de netbeheerder wordt gelegd. Het door Elia voorgestelde Art. 8 §1er verwijst bovendien expliciet naar deze Europese bepaling en schrijft zich volledig in de Europese werkwijze in.

Verder is het duidelijk dat de berekening van een dergelijke verwachte buitenlandse deelname naadloos aansluit bij het soort berekeningen en scenario's zoals opgesteld dient te worden in het kader van de methodologie volgend uit Art. 7undecies §2. De keuze om het op te nemen in het voorstel van Koninklijk Besluit dat Elia dient op te maken, wordt ook verklaard door de besprekingen die in het Comité de Suivi naar aanleiding van de implementatie van Verordening (EU) 2019/943 hebben plaatsgevonden. Uit die besprekingen en de voorstellen voor aanpassingen aan de Elektriciteitswet die hieruit resulteerden blijkt dat concreet gevisieerd werd – mede op vraag van de CREG – dat de verwachte buitenlandse bijdrage wel degelijk vervat zou zijn in de scope van het Koninklijk Besluit bedoeld in Art. 7undecies §2.

Tot slot dient opgemerkt te worden dat de formulering van de huidige Elektriciteitswet onvoldoende duidelijk maakt waar dit dient bepaald te worden. Krachtens Art. 7undecies, §4, 1^e lid, 3^o dienen er inderdaad in een Koninklijk Besluit voorwaarden voor rechtstreekse en onrechtstreekse deelname bepaald te worden. Dit artikel stelt eveneens dat deze voorwaarden rekening dienen



te houden met " *de verwachte effectieve bijdrage van deze capaciteit tot de bevoorradingszekerheid van België*". Art. 7undecies, §4, 1e lid, 3° stelt echter niet dat de bepaling van die verwachte bijdrage dient opgenomen of geregeld te worden in dat bewuste Koninklijk Besluit.

Aangaande de principes van de terugbetalingsverplichting

De CREG meent dat de door Elia voorgestelde scope inzake principes met betrekking tot de terugbetalingsverplichting een te ruime interpretatie vormt van de methodologie bedoeld in Art. 7undecies §2 van de Elektriciteitswet. De CREG meent dat die bepalingen veeleer dienen voorwerp te zijn van het contract (en eventueel de werkingsregels).

Zoals Elia aangeeft in het voorstel van Koninklijk Besluit is het inderdaad noodzakelijk om bepalingen op te nemen in het contract en eventueel de werkingsregels. Elia heeft in haar eerste voorstel van werkingsregels en in de korte inhoud van het contract die gedeeld werden met de CREG en het Comité de Suivi inderdaad verscheidene bepalingen terzake opgenomen.

Elia meent echter ook dat het geoorloofd en noodzakelijk is om reeds enkele basisprincipes in verband met de terugbetalingsverplichting op te nemen in het voorstel van Koninklijk Besluit. Immers, een methodologie voor de bepaling van een uitoefenprijs en een referentieprijs bestaat uit meerdere elementen teneinde te komen tot een kalibratie van de parameters die het door de wetgever beoogde doel kunnen bereiken. De uitoefenprijs en de referentieprijs kunnen niet los beschouwd worden van principes zoals een stop-losslimiet en de link met de beschikbaarheid van de gecontracteerde capaciteit (en vice versa). Indien die principes immers niet van toepassing zouden zijn, of indien andere principes zouden gelden, kan het verkieselijk zijn om andere uitoefen- en referentieprijzen te hanteren. Daarom acht Elia het wenselijk en geoorloofd dat de basisprincipes in verband met de terugbetalingsverplichting opgenomen worden in het Koninklijk Besluit en dat een voldoende ruime interpretatie aan Art. 7undecies §2 wordt gegeven, zonder dat hierdoor afbreuk gedaan wordt aan de gedetailleerde uitwerking van deze basisprincipes in het capaciteitscontract en eventueel de werkingsregels overeenkomstig Art. 7undecies, §7 van de Elektriciteitswet.

Bovenstaande neemt niet weg dat verbeteringen aangebracht kunnen worden aan het door Elia gemaakte voorstel, waarbij verschillende opmerkingen geformuleerd door de CREG inderdaad best in rekening gebracht kunnen worden (cf. infra).

Aangaande de wijze van bepaling van de uitoefenprijs bij transacties op de secundaire markt

Elia begrijpt de opmerking van de CREG en het lijkt inderdaad geschikter om dit aspect louter op te nemen in de werkingsregels (en het contract).



2. Specifieke opmerkingen (artikelsgewijze bespreking)

(44) De CREG meent dat definities in het Koninklijk Besluit enkel concepten mogen omvatten die expliciet vermeld worden in de verdere artikelen van het Koninklijk Besluit. De CREG geeft definitie n° 4 “eenheid in de capaciteitsmarkt” als voorbeeld en is van mening dat de verwijzing naar “niet bewezen capaciteiten” zou moeten weggelaten worden.

Elia is van mening dat de definities die gebruikt worden bij het bepalen van de methodologie (waaronder de definitie van “eenheid in de capaciteitsmarkt”) in het Koninklijk Besluit worden opgenomen en dat overige documenten (waaronder de werkingsregels en het capaciteitscontract) verwijzen naar deze reeds in het Koninklijk Besluit gedefinieerde definities. Bijgevolg is Elia van mening dat de definities in het Koninklijk Besluit om redenen van interne consistentie best volledig gealigneerd zijn met overige documenten, ook al houdt dit in dat bepaalde concepten vermeld worden die niet rechtstreeks toegepast worden in het Koninklijk Besluit. Hiermee wordt vermeden dat concepten die het voorwerp uitmaken én van een Koninklijk Besluit én van werkingsregels, divergerende definities krijgen, waardoor de Koninklijke Besluiten en werkingsregels welke naast elkaar uitgevoerd moeten kunnen worden niet meer met elkaar in lijn zijn. Dit betekent daarom nog niet dat afbreuk wordt gedaan aan de bevoegdheden van de CREG, maar is veeleer een erkenning van het proces van samenwerking waarin beide documenten parallel tot stand zijn gekomen.

Wat betreft de definitie van “eenheid in de capaciteitsmarkt” gaat Elia wel akkoord om de verwijzing naar “niet bewezen capaciteiten” weg te laten om tegemoet te komen aan de opmerking van de CREG. Volgende definitie moet dan worden opgenomen in de werkingsregels:

“Virtual capacity market unit” = Capacity market unit, as defined in the Royal Decree, whose capacity is unproven in accordance with article 5.2.1 of the market rules

(45) Aangaande de definitie van “eenheid in de capaciteitsmarkt”:

Elia is van mening dat de verwijzing naar “individuele eenheid” en “geaggregeerde eenheid” moet behouden blijven en verwijst hieromtrent naar haar bovenstaande feedback onder paragraaf (44). Bovendien maakt ook de Elektriciteitswet expliciet melding van aggregatie en is het daarom noodzakelijk dit concept een afdoende plaats te geven in het geheel van definities.

Zoals ook aangegeven onder paragraaf (44) gaat Elia wel akkoord met het weglaten van de verwijzing naar “niet bewezen capaciteiten” om tegemoet te komen aan de opmerking van de CREG. Bovendien gaat Elia akkoord met de uitbreiding van de draagwijdte van de definitie van “eenheid in de capaciteitsmarkt”, zodat deze van toepassing is op het volledige CRM-proces (inclusief pre-kwalificatieprocedure en opt-out).

(46) Aangaande de definitie van “dienst”:

Elia bevestigt dat de definitie van “dienst” alle contractuele verplichtingen van een capaciteit omvat, inclusief de terugbetalingsverplichting. Elia gaat akkoord om naast de contractuele verplichtingen ook de contractuele rechten van een capaciteit op te nemen in de definitie.

(47) Aangaande de definitie van “gecontracteerde capaciteit”:

De CREG meent dat de door Elia voorgestelde scope inzake principes met betrekking tot de terugbetalingsverplichting een te ruime interpretatie vormt van de methodologie bedoeld in



Art. 7undecies §2 van de Elektriciteitswet en meent bijgevolg dat het Koninklijk Besluit geen definitie van “gecontracteerde capaciteit” moet omvatten. Elia meent echter dat de vermelde principes rond de terugbetalingsverplichting deel horen uit te maken van de methodologie en het daarom geoorloofd en noodzakelijk is om ze op te nemen in het voorstel van Koninklijk Besluit en verwijst naar haar feedback in paragraaf 1.3. Bijgevolg meent Elia dat de definitie van “gecontracteerde capaciteit” moet worden opgenomen in het Koninklijk Besluit.

De definitie van “gecontracteerde capaciteit” verwijst specifiek naar een “eenheid in de capaciteitsmarkt” om het onderscheid te maken met de definitie van “capaciteit” die gelinkt is aan een leveringspunt.

De definitie van “gecontracteerde capaciteit” omvat een referentie naar de secundaire markt, gezien overige documenten (waaronder de werkingsregels en het capaciteitscontract) verwijzen naar deze reeds in het Koninklijk Besluit gedefinieerde definities. Bijgevolg is Elia van mening dat de definities in het Koninklijk Besluit volledig gealigneerd moeten worden met overige documenten, ook al houdt dit in dat bepaalde concepten opgenomen worden die niet rechtstreeks vermeld worden in het Koninklijk Besluit. Hierbij dient ook opgemerkt te worden dat de Elektriciteitswet reeds melding maakt van de secundaire markt en het daarom ook nuttig is om – waar relevant – dit afdoende te integreren.

(48) Aangaande de definitie van “duur van het capaciteitscontract”:

Elia gaat akkoord met de CREG om de definitie van “duur van het capaciteitscontract” weg te laten uit het Koninklijk Besluit.

(49) Aangaande de definities van “primaire markt” en “secundaire markt”:

Elia gaat akkoord om de bepaling van de uitoefenprijs bij transacties op de secundaire markt enkel op te nemen in de werkingsregels. Bijgevolg gaat Elia akkoord om de definities van “secundaire markt” en “primaire markt” weg te laten uit het Koninklijk Besluit en moet er geen verder gevolg gegeven worden aan de verdere opmerkingen van de CREG over deze definities. De definities van “primaire markt” en “secundaire markt” moeten wel afdoende gedefinieerd worden in de werkingsregels en in de mate dat het Koninklijk Besluit deze begrippen gebruikt (cf. onder meer het begrip transactie), worden de definities ervan in het Koninklijk Besluit beperkt tot een verwijzing naar de definities uit de werkingsregels.

(50) Aangaande de definitie van “transactie”:

Elia bevestigt dat een transactie inderdaad wordt bekrachtigd via het ondertekenen van een capaciteitscontract en heeft dit verduidelijkt in de definitie. Aangaande opmerking (49) van de CREG over het capaciteitscontract is Elia van mening dat de Elektriciteitswet is opgesteld met de bedoeling om de definitie van “capaciteitscontract” toe te passen op zowel de primaire als de secundaire markt. De contractuele verplichtingen (beschikbaarheidsverplichting en terugbetalingsverplichting) opgenomen in Artikel 7undecies § 7, 1ste alinea van de Elektriciteitswet hebben immers ook betrekking op de secundaire markt. Hierbij dient bijkomend opgemerkt te worden dat de Elektriciteitswet ook reeds expliciet melding maakt van de secundaire markt.

(51) Aangaande de definitie van “nominaal referentievermogen”:

In de Franse versie van de definitie, gaat Elia akkoord met het wijzigen van de definitie naar “puissance nominale de référence”. Daarenboven gaat Elia akkoord met het wijzigen van “capacité maximale” naar “puissance maximale”.

Elia begrijpt de toegevoegde waarde van een definitie voor “geaggregeerd nominaal referentievermogen” en heeft deze definitie bijkomend opgenomen in Artikel 2 van het Koninklijk Besluit.



(52) Aangaande de definitie van “situatie van bijna-schaarste”:

Elia gaat akkoord om deze definitie verder te aligneren met de definitie van “tekortsituatie” zoals opgenomen in de Elektriciteitswet artikel 2, 54°. Elia gaat daarenboven ook akkoord met de CREG om het verschil met de definitie van “tekortsituatie” in de Elektriciteitswet duidelijker te stellen. Elia heeft daarom de definitie in het Koninklijk Besluit veranderd in “gesimuleerde tekortsituatie”.

(53) Aangaande de definitie van “maximumprijs”:

De CREG vraagt zich af met welk doel Elia een bijkomende definitie voor “maximumprijs” heeft opgenomen in het Koninklijk Besluit, gezien de Elektriciteitswet reeds een definitie voor “prijslimiet” omvat (artikel 2, 79°). Elia maakt dit onderscheid om duidelijk te stellen dat de “maximumprijs” zowel fungeert als een prijsplafond (zijnde de maximumvergoeding die een capaciteitsleverancier kan ontvangen voor een bieding) en als een beperking op de biedprijs (zijnde de maximumprijs waaraan een capaciteitsleverancier een capaciteit kan aanbieden). De definitie van “prijslimiet” in de Elektriciteitswet is hieromtrent niet eenduidig:

79° “prijslimiet”: de maximale prijs van de biedingen toegestaan op de veiling en/of de maximale capaciteitsvergoeding die de capaciteitsleveranciers na afloop van de veiling hebben verkregen;

(54) Aangaande de definitie van “CIPU-contract”:

Elia gaat akkoord met het integreren van de definitie voor “CIPU-contract” in de definitie voor “dagelijks programma”. Bovendien gaat Elia ook akkoord met het vervangen van de verwijzing naar het Federaal Technisch Reglement door een verwijzing naar het Koninklijk Besluit van 22 april 2019.

(55) Aangaande de definitie van “transactieperiode”:

Elia gaat akkoord om de bepaling van de uitoefenprijs bij transacties op de secundaire markt louter op te nemen in de werkingsregels. Bijgevolg kan de definitie van “transactieperiode” weggelaten worden en moet er geen verder gevolg gegeven worden aan de verdere opmerkingen van de CREG over deze definitie. De definitie van “transactieperiode” moet wel afdoende gedefinieerd worden in de werkingsregels.

(56) Aangaande de definitie van “piekuren”:

Elia begrijpt het standpunt van de CREG en gaat daarom akkoord om Belgische wettelijke feestdagen bijkomend uit te sluiten in de definitie van “piekuren”.

(57) CREG stelt voor om volgende definities op te nemen in Artikel 2 van het Koninklijk Besluit:

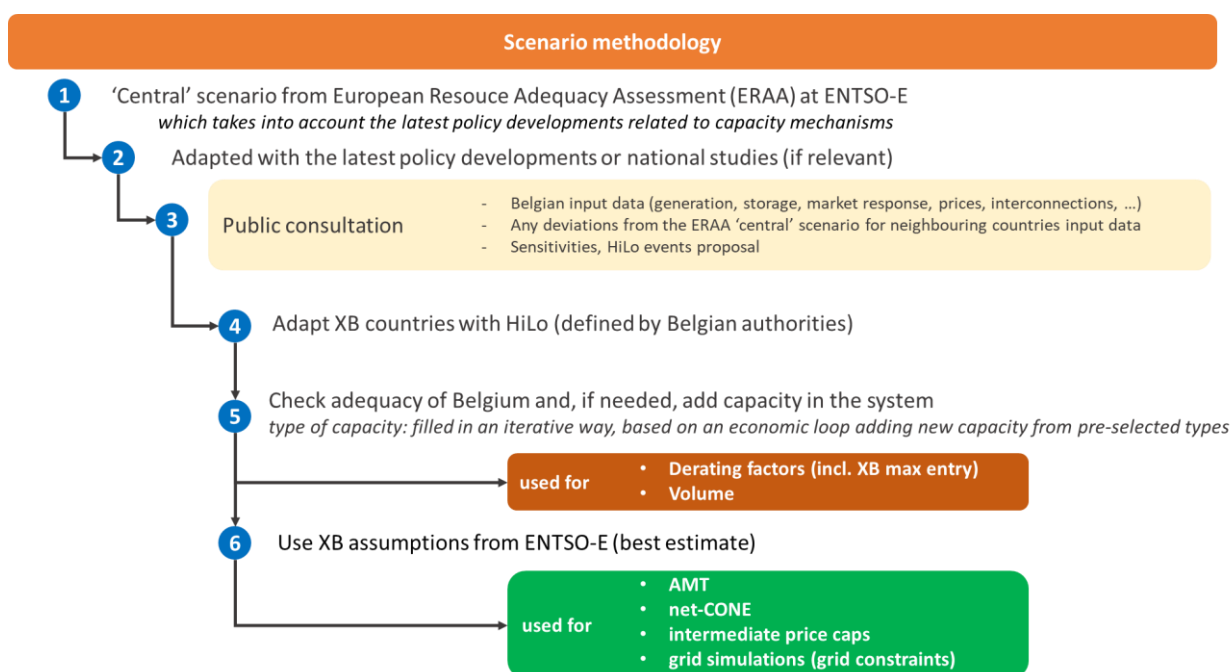
- “Règlement UE n° 2019/943”: Elia gaat akkoord met het toevoegen van deze definitie.
- “Prix maximum intermédiaire”: Elia heeft een verduidelijking hieromtrent opgenomen in het Verslag aan de Koning.
- “Accord de niveau de service”: Elia gaat akkoord met het toevoegen van deze definitie.
- “Missing-money”: Elia heeft een verduidelijking hieromtrent opgenomen in het Verslag aan de Koning.
- Couplage unique journalier: Elia is van mening dat het Koninklijk Besluit deze definitie niet kan opnemen, gezien de Europese Verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer deze term reeds definieert en een herhaling ervan het Europees recht zou schenden, daar zij een omzetting in het nationale recht zou uitmaken. Daarentegen kan er wel als volgt verwezen worden naar de definitie uit de Europese verordening: “de eenvormige day-aheadkoppeling zoals gedefinieerd in de Europese Verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende de capaciteitstoewijzing en congestiebeheer”



- NEMO: Elia is van mening dat het Koninklijk Besluit deze definitie niet kan opnemen, gezien de Europese Verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende de capaciteitstoewijzing en congestiebeheer deze term reeds definieert en een herhaling ervan het Europees recht zou schenden, daar zij een omzetting in het nationale recht zou uitmaken. Daarentegen kan er wel als volgt verwezen worden naar de definitie uit de Europese verordening: "de benoemde elektriciteitsmarktbeheerder (NEMO): de NEMO zoals gedefinieerd in de Europese Verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende de capaciteitstoewijzing en congestiebeheer".

(58) Elia is akkoord met de opmerking van de CREG over deze inconsistentie. Daarom wordt voorgesteld om Artikel 3 aan te passen zodoende te verwijzen naar de verslagen bedoeld in Artikel 7undecies, § 2, van de Elektriciteitswet.

(59) Elia is van mening dat het gebruikte scenario consistent moet zijn met alle elementen van het CRM-ontwerp. Artikel 4 van het Koninklijk Besluit bepaalt de methodologie die moet worden toegepast om dit referentiescenario te bepalen. Elke paragraaf komt overeen met een fase van de opbouw ervan. Deze methodologie werd ook ontwikkeld in de bijdrage van Elia aan de publieke consultatie (Z)2024 van de CREG "*Contribution d'Elia à la consultation publique concernant le projet de note (Z)2024 de la CREG relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité*," die ook in Annex wordt toegevoegd aan dit document. Om de benamingen voorgesteld in het Koninklijk Besluit te verduidelijken, werd een passende aanduiding gebruikt om aan te geven dat het gaat om een "referentiescenario, aangepast (...)". Daarnaast zijn aanvullende toelichtingen met betrekking tot de opbouw van dit referentiescenario toegevoegd aan het Verslag aan de Koning.



Figuur 1: Scenario methodologie

(60) Na de in punt (58) hierboven beschreven wijziging is de Franse tekst van het Koninklijk Besluit in overeenstemming met Artikel 7undecies, §2 van de Elektriciteitswet, dat bepaalt " (....) stelt de netbeheerder (...) de volgende twee verslagen op". Voor de Nederlandse versie zal de

tekst van het Koninklijk Besluit ook worden aangepast om de samenhang tussen de Elektriciteitswet en het Koninklijk Besluit te waarborgen.

(61) Het antwoord van Elia is opgedeeld in drie punten om elk van de drie opmerkingen van CREG te beantwoorden:

- Elia stelt voor om te verduidelijken wat in de tekst van Artikel 4 van het Koninklijk Besluit in §1 wordt verstaan onder "Het referentiescenario bestaat uit (...)". In de tekst moeten immers de noodzakelijke parameters voor een scenario worden gespecificeerd. In tegenstelling tot wat de CREG in haar commentaar schrijft, worden de verschillende vermelde parameters niet bepaald op basis van één (of meer) scenario('s), maar vormen deze net de elementen die een scenario vormen.
- Elia stelt voor Artikel 4, lid 4, aan te passen om de verschillende stappen te specificeren die leiden tot de selectie van gebeurtenissen met een hoge impact maar met een lage waarschijnlijkheid. Dit voorstel verduidelijkt de rol en de verantwoordelijkheden van elke partij en bevestigt dat de definitieve keuze van de AD Energie bindend is voor Elia.
- Elia is van mening dat het gebruikte scenario consistent moet zijn voor de bepaling van alle elementen van het CRM-ontwerp. Om die reden stelt Elia voor dat ook de prijsparameters van de vraagcurve afgestemd zijn op hetzelfde scenario. Teneinde de toekomstige samenhang met de artikelen betreffende de bepaling van de parameters van de vraagcurve te verzekeren, stellen we deze noodzakelijke samenhang voor in het Koninklijk Besluit. Daar dit echter nauw gelinkt is aan de voorstelbevoegdheid van de CREG (i.e. bepaling van de vraagcurve), dient in het bijzonder deze passage voldoende afgestemd te zijn op het voorstel van de CREG. Het voorstel van Elia moet dan ook in die optiek gelezen worden. Bovendien kan door deze aanpassing de referentie naar de kost voor een nieuwkomer geschrapt worden (als deze deel uitmaakt van de parameters van de vraagcurve).

(62) Elia is van mening dat dit Koninklijk Besluit, tot stand gekomen na publieke consultatie, met betrekking tot de methodologie van toepassing zal zijn binnen het kader van de CRM. Deze methodologie houdt, indien van toepassing, rekening met de richtlijnen met betrekking tot Verordening (EU) 2019/943. Het is dan ook niet voorzien om een openbare raadpleging te houden over de methodologische aanpassingen, zoals voorgesteld door de CREG.

(63) Elia is van oordeel dat Artikel 5, §1, beantwoordt aan de vraag van de CREG aangezien de openbare raadpleging per definitie openbaar is. Bovendien informeert Elia, onder andere de marktpartijen, over de organisatie van de openbare raadpleging.

(64) Voor het eerste punt is het volgens Elia belangrijk om een onderscheid te maken tussen de verschillende processen. De opmerking van de CREG heeft niet rechtstreeks betrekking op de CRM, maar op de raadpleging van gegevens op Europees niveau, waarvoor Elia voldoet aan Artikel 23, lid 7, van de Verordening (EU) 2019/943. Wat het tweede punt betreft, is Elia het eens met de CREG en stelt het een wijziging van het Koninklijk Besluit voor, zodat de openbare raadpleging zich zou moeten richten op de aanpassing van de parameters van alle regelzones die beschouwd worden in de simulatie.

(65) Elia neemt akte van de opmerking van de CREG en stelt een wijziging van het Koninklijk Besluit voor om te verduidelijken dat de openbare raadpleging betrekking heeft op de selectie van de in Artikel 4, § 4 bedoelde sensitiviteiten.

(66) Elia neemt akte van de opmerking van de CREG en stelt een wijziging van het Koninklijk Besluit voor om het verband tussen de simulatie en alle parameters bedoeld in Artikel 4, § 6 en § 7, te verduidelijken.



(67) Elia neemt akte van de opmerking van de CREG en stelt een wijziging van het Koninklijk Besluit voor om te verduidelijken dat de toevoeging van bijkomende capaciteit zoals bedoeld in Artikel 4, § 5, ook het voorwerp uitmaakt van de simulatie bedoeld in Artikel 6.

(68) Elia is akkoord met het advies van de CREG, weergegeven in randnummer 29, dat het jaarlijks rapport bedoeld in Artikel 7undecies, § 2, 1°, niet moet worden beschouwd als een studie van de adequaatheid van de middelen op nationaal niveau (NRAA), hetgeen veeleer equivalent is aan de adequaatheidsstudie voorzien in Artikel 7bis, § 4bis van de Elektriciteitswet. Elia is dan ook van mening dat er geen verband moet worden gelegd tussen deze elementen.

(69) Elia bevestigt dat naar aanleiding van de publieke consultatie, er een verduidelijking is gebeurd met betrekking tot de reductiefactoren. Deze verduidelijking heeft geleid tot de invoering van een vijfde categorie. De rechtvaardiging voor deze keuze werd gepresenteerd in het consultatieverslag en tijdens de Taskforce CRM van 21 november 2019. Daarnaast is verdere toelichting opgenomen in het Verslag aan de Koning.

(70) Elia gaat akkoord met het voorstel van de CREG en wijzigt het Koninklijk Besluit overeenkomstig.

(71) Wat betreft de opmerkingen van de CREG met betrekking tot paragraaf 1, 1°:

- Elia vermeldt "de" aggregatiecategorieën aangezien er verschillende overeenkomsten inzake dienstverleningsniveau zijn gedefinieerd, gebaseerd op beperkingen met betrekking tot de activeringsduur of andere technische beperkingen.
- Het verschil tussen kleinschalige en grootschalige opslagtechnologieën wordt duidelijk uitgelegd in het Koninklijk Besluit en hangt enkel af van het feit dat de eenheid in de energiemarkt geen dagelijks programma heeft.
- Elia gaat akkoord met het voorstel van de CREG en zal de definitie van "noodstroomgroep die in eilandbedrijf kan werken" gebruiken.
- De aggregatiecategorieën zijn toegankelijk voor niet-geaggregeerde technologieën, zolang ze niet onderhevig zijn aan een dagelijks programma. De actieve deelname van de niet-geaggregeerde vraag valt daarom onder deze categorie. Dit werd duidelijk gemaakt tijdens de Taskforce CRM van 21 november 2019.

(72) Elia gaat akkoord met het voorstel van de CREG en wijzigt het Koninklijk Besluit overeenkomstig.

(73) Elia heeft een onderverdeling van deze categorie voorgesteld, met name tussen "pompopslaginstallaties" en andere "technologieën voor grootschalige opslag", omdat de bijbehorende parameters (efficiëntie, unplanned outage rate) tot sterk verschillende reductiefactoren kunnen leiden.

(74) Elia heeft deze verduidelijking gepresenteerd in het consultatieverslag evenals tijdens de Taskforce CRM van 21 november 2019. Elia is van mening dat deze concepten niet vooraf in het voorstel moeten worden gespecificeerd. Elia is evenmin van mening dat de technologieën van de §§ 4 en 5 samengevoegd moeten worden om een duidelijke keuze tussen de verschillende categorieën te behouden.

(75) Elia neemt akte van de opmerking van de CREG en stelt een verdere toelichting in het Verslag aan de Koning voor om de keuze van de verschillende categorieën te rechtvaardigen.

(76) Voor deze opmerking verwijst Elia naar de argumentatie gepresenteerd in § 1.3. Om daarentegen in overeenstemming te zijn met het ontwerp van Koninklijk Besluit tot vaststelling van de



voorwaarden waaronder de houders van directe en indirecte buitenlandse capaciteit kunnen deelnemen aan de CRM, werd de "drempel voor de deelname van grensoverschrijdende capaciteit" in het Koninklijk Besluit vervangen door "maximale capaciteit beschikbaar voor de deelname van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit". Dit is ook in lijn met de verwoording in Verordening (EU) 2019/943, Art. 26 (7).

(77) Elia gaat akkoord om verdere toelichting te geven in het Verslag aan de Koning i.v.m. enerzijds het bepalen van één en slechts één intermediaire maximumprijs die bovendien enkel van toepassing is op eenheden in de capaciteitsmarkt opgenomen in de capaciteitscategorie geassocieerd aan één capaciteitscontract voor een enkele leveringsperiode en anderzijds de kalibratie van de intermediaire maximumprijs op basis van de "missing-money" van de slechts presterende bestaande technologie.

(78) Elia gaat akkoord met de gesuggereerde herformulering betreffende de eenheden in de capaciteitsmarkt waarop de intermediaire maximumprijs van toepassing is en past Artikel 9 overeenkomstig aan.

(79) Elia gaat akkoord met de gesuggereerde toevoeging van de eenheid waarin de maximumprijs uitgedrukt wordt, maar is van oordeel dat de intermediaire maximumprijs best uitgedrukt wordt in €/MW/jaar om de consistentie met de biedinstructies in de werkingsregels te bewaren, en om mogelijke verwarring met biedingen voor meerjarige capaciteitscontracten te vermijden. Elia voegt de eenheid €/MW/jaar toe aan Artikel 10.

(80) Elia gaat akkoord met de gesuggereerde herformulering betreffende de specificatie van technologieën waarvoor het "missing-money" en bijgevolg de individuele componenten teneinde de bepaling hiervan, berekend wordt, en past de herformulering toe in Artikel 10 en in andere relevante passages.

(81) Elia gaat akkoord met de gesuggereerde verduidelijking van het objectief van de studie van de onafhankelijke expert en is akkoord om de eerste zinnen van §§ 1 en 2 van Artikel 11 aan te passen zodoende mogelijke verwarring tussen beide paragrafen of deze zinnen te vermijden.

(82) Elia blijft overtuigd van het feit dat de studie door de onafhankelijke expert best in samenwerking met de CREG verloopt, om de consistentie te bewaren tussen de kosteninschatting die gebeurt naar aanleiding van de bepaling van de intermediaire maximumprijs en deze in verband met de parameters relevant voor de bepaling van de vraagcurve (vb. netCONE). Deze redenering wordt ook toegevoegd aan het Verslag aan de Koning.

(83) De kostencomponenten die opgenomen zijn in Artikel 11 §2 vormen slechts een deelverzameling van de kostencomponenten die gebruikt worden voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs, met name enkel diegene waarvoor de studie van de onafhankelijke expert input aanlevert opdat deze uiteindelijk door Elia vastgelegd kunnen worden. Dit is ook de reden waarom deze kostencomponenten opgenomen zijn in Artikel 11. De kostencomponenten die opgenomen zijn in Artikel 12 §2 zijn alle kostencomponenten die gebruikt worden voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs, vastgelegd door Elia, waar nodig gebruik makend van de input van de studie van de onafhankelijke expert.

Verder erkent Elia dat de brandstof- en CO₂-kosten ook variabele operationele kosten betreffen, maar wil Elia benadrukken dat de categorie variabele operationele en onderhoudskosten, additionele variabele kosten betreft die niet in de categorie brandstof- of CO₂-kosten ondergebracht kunnen worden. Het gaat hier bijvoorbeeld om onderhoudskosten die afhankelijk zijn van de



draaiuren van een installatie. In Artikel 12 wordt een verduidelijking toegevoegd opdat de categorie variabele operationele en onderhoudskosten juist geïnterpreteerd wordt zonder verward te worden met de brandstof- en CO2-kosten.

(84) Betreffende de opmerkingen van de CREG op Artikel 13:

- Elia is akkoord met de correctie van rentes inframarginales “*annuelles gagnées*” en past deze passages in Artikel 13 aan.
- Elia is akkoord met de opmerkingen van de CREG betreffende de onduidelijkheid in verband met de toegepaste simulatie. Elia verduidelijkt Artikel 13 door een referentie naar Artikel 6 toe te voegen. Artikel 6 wordt ook aangepast om aan te geven welke parameters op basis van deze simulatie berekend worden.
- Elia meent dat het in beschouwing nemen van inkomsten uit andere CRMs bij de bepaling van de intermediaire maximumprijs niet noodzakelijk is en weinig tot geen toegevoegde waarde zou opleveren. Ten eerste zijn deze inkomsten momenteel nog onbestaande. Ten tweede moet bij de beschouwing van inkomsten uit andere CRMs rekening gehouden worden met situaties van simultane schaarste in België en haar (CRM) buurlanden. Aan gezien situaties van simultane schaarste naar verwachting realistisch zijn, stelt zich de vraag welke en zelfs of additionele CRM-inkomsten behaald kunnen worden wanneer een bepaalde capaciteit zou deelnemen aan zowel de CRM in België als in (een van) haar buurlanden. Immers stelt Artikel 26 (6) van Verordening (EU) 2019/943 dat “*Where capacity providers participate in more than one capacity mechanism for the same delivery period, they shall be required to make multiple non-availability payments where they are unable to fulfil multiple commitments.*” Dus in de mate dat een capaciteit deelneemt aan de Belgische CRM en bovendien ook aan een naburige CRM, is ofwel de kans op een penaliteit zeer groot gezien de reële kans op simultane schaarste ofwel dient hij kosten te maken om zich extra in te dekken op de secundaire markt. Het lijkt a priori onwaarschijnlijk dat er noemenswaardige netto-inkomsten zouden zijn. Bovendien lijkt het volume dat überhaupt een dergelijke inkomstenstroom zou hebben erg beperkt (zo schat Frankrijk de huidige bijdrage van België aan hun CRM op hooguit 300 MW, hebben Nederland en Duitsland geen CRM aangekondigd en valt het te bekijken of een buitenlandse deelname aan de UK CRM zal georganiseerd worden in een post-Brexit context wetende dat er momenteel bovendien een interconnectordeelname van toepassing is.). Verder gaat Elia akkoord met de CREG dat Artikel 4, §5, niet de juiste verwijzing is en past dit aan naar Artikel 4, §7.
- Elia herhaalt het belang om op een redelijke manier rekening te houden met de risico-aversie in de besluitvorming van investeerders, in overeenstemming met de Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030 zoals uitgevoerd door Elia in 2019. Voorts verwijst Elia naar de nota van de Federale Overheidsdienst Economie, opgemaakt in samenspraak met het Federaal Planbureau (“*Analyse des commentaires de la CREG formulés dans l’étude (F)1957 et positionnement quant à l’existence d’un besoin pour assurer la sécurité d’approvisionnement en électricité*”)⁵, waarin het belang om rekening te houden met risicoaversie van een investeerder ook aangehaald wordt. Elia blijft dan ook bij haar initieel tekstvoorstel i.v.m. het gebruik van de mediaan (P50). Meer toelichting wordt echter wel gegeven in het Verslag aan de Koning.
- Elia gaat akkoord om in het Verslag aan de Koning verder te specificeren waarom voor de bepaling van de opbrengsten van de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten een voortschrijdende periode van 36 maanden beschouwd wordt. Deze keuze stoelt op

⁵ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Mecanisme-remuneration-capacite-Note-E2-02-10-2019.pdf>



het principe dat enerzijds een beschouwing van inkomsten uit een te ver verleden niet representatief zijn, maar anderzijds ook dat uitzonderlijke inkomsten (zoals bijvoorbeeld voor 1 bepaald uitzonderlijk jaar) geen te significante impact mogen hebben op de bepaling van deze inkomstenstroom. Op basis van deze overwegingen is gekozen voor een voortschrijdende periode van 36 maanden, wat een gebalanceerd evenwicht biedt tussen beide objectieven.

- Elia gaat akkoord om verdere toelichting te geven betreffende de opportuniteitskosten zoals opgenomen in Artikel 13, §3, 3°, in het Verslag aan de Koning.

(85) Zoals ook aangegeven in het antwoord op punt (80), gaat Elia akkoord met de gesuggereerde herformulering en past Elia het Koninklijk Besluit aan.

(86) Elia gaat akkoord met de vraag om duidelijker te omschrijven wat bedoeld wordt met technologieën met een hoge variabele kost en voegt daarom een verdere beschrijving toe in het Verslag aan de Koning.

(87) Elia bevestigt dat de variabele kosten waarvan sprake in Artikel 11 en Artikel 12 – brandstof- en CO₂-kosten, evenals variabele operationele en onderhoudskosten inbegrepen – wel degelijk meegenomen worden bij de berekening van het “missing-money,” hoewel niet expliciet opgenomen in de formule in Artikel 14. Deze variabele kosten worden meegenomen in de simulatie die de jaarlijkse inframarginale inkomsten, die op de energiemarkt worden verdiend, berekent.

(88) Elia gaat akkoord met de gesuggereerde herformulering betreffende de onzekerheidsmarge die toegepast wordt bij de bepaling van de intermediaire maximumprijs. Verder voegt Elia een motivering voor de toepassing van deze onzekerheidsmarge toe aan het Verslag aan de Koning. Deze motivering is ook opgenomen in het consultatierapport dat gedeeld is met de marktpartijen naar aanleiding van de ontvangen commentaren tijdens de publieke consultatie betreffende de design notes.

(89) Elia bevestigt dat voor de investeringen die in rekening worden genomen bij de bepaling van de intermediaire maximumprijs wel degelijk een investeringsrendement beschouwd wordt. Dit rendement wordt niet expliciet vermeld in de formule voor de berekening van missing-money, maar is opgenomen in de betreffende individueel berekende kostencomponenten. Zo worden de recurrente investeringskosten die niet rechtstreeks verband houden met een verlenging van de technische levensduur van de installatie of met een verhoging van het nominale referentievermogen, in rekening genomen bij de bepaling van de intermediaire maximumprijs. Deze recurrente investeringskosten, die niet noodzakelijk op jaarlijkse basis plaatsvinden, worden geannualiseerd rekening houdend met WACC (zijnde de gewogen gemiddelde kapitaalkosten voor de capaciteitsleverancier), hetgeen inherent een faire en redelijke vergoeding inhoudt.

(90) Elia gaat akkoord met de voorgestelde schrapping van §2 van Artikel 14, aangezien een jaarlijkse herziening van de intermediaire maximumprijs in elk geval voorzien is volgens de Elektriciteitswet.

(91) Wat betreft de vereenvoudiging van de wijze waarop het “missing-money” berekend wordt, zoals geformuleerd in Artikel 14 van het Koninklijk Besluit, werd de tekst van Artikel 14 ingekort, teneinde tegemoet te komen aan het verzoek van de CREG in randnummer 91 van haar advies.

(92) Onder verwijzing naar ons antwoord op opmerking 39 in hoofdstuk 1.3 van dit document, maakt Artikel 15 volgens Elia wel degelijk best deel uit van de methodologie voor het vaststellen van de referentie- en de uitoefenprijs. Elia meent ook dat het geoorloofd en noodzakelijk is om de vermelde principes op te nemen in het voorstel van Koninklijk Besluit. Immers, een methodologie voor de bepaling van een uitoefen- en een referentieprijs bestaat uit meerdere elementen



teneinde te komen tot een kalibratie van de parameters die het door de wetgever beoogde doel kunnen bereiken. De uitoefen- en de referentieprijzen kunnen niet los beschouwd worden van principes zoals een stop-losslimiet of de link met de beschikbaarheid van de gecontracteerde capaciteit (en vice versa). Immers, indien die principes niet van toepassing zouden zijn, of andere principes zouden gelden, kan het verkiesbaar zijn om andere uitoefen- en referentieprijzen te hanteren. Deze principes maken dus inherent deel uit van de methodologie. Daarom lijkt het Elia wenselijk en geoorloofd dat de principes opgenomen worden in het Koninklijk Besluit en dat een voldoende ruime interpretatie aan Artikel 7undecies §2 wordt gegeven.

Om de duidelijkheid van Artikel 15 te vergroten stelt Elia evenwel een herziene versie voor.

(93) Elia begrijpt de procedurele lezing van Artikel 17 §1 door de CREG en bevestigt dat de procedure om de gekozen NEMO vast te leggen in de werkingsregels en/of het contract verder wordt uitgewerkt. Elia stelt echter voor om het basisidee om 1 NEMO aan te duiden voor 1 eenheid in de capaciteitsmarkt te behouden in het Koninklijk Besluit, cf. §2. Een schrapping van Artikel 17 §1 is mogelijk en voorgesteld zonder gevolgen voor de bepaling van een referentieprijz.

(94) Niettegenstaande de voorgestelde schrapping van Artikel 17 §1 in antwoord op opmerking 93, kan Elia de door de CREG gevolgde redenering volgen:

- Het begrip geprekwalificeerde CRM-kandidaat geeft de algemene status van de entiteit weer die eenheden in de capaciteitsmarkt aanbiedt in de veiling en die, indien succesvol in de veiling, een capaciteitsleverancier zal worden. De status van geprekwalificeerde CRM-kandidaat kan dus alleen worden toegekend als deze over ten minste één vooraf gekwalificeerde eenheid in de capaciteitsmarkt beschikt. Elia stelt voor om te verwijzen naar de definitie van CRM-kandidaat.
- De algemene, voldoende en noodzakelijke term in deze context, is inderdaad CRM-kandidaat. Het is mogelijk dat de CRM-kandidaat al de verdere status van geprekwalificeerde CRM-kandidaat of zelfs die van capaciteitsleverancier heeft bereikt, maar deze status is niet noodzakelijk.
- Elia is akkoord dat de keuze voor een NEMO gemaakt wordt door een CRM-kandidaat en meegedeeld wordt aan Elia.

(95) Elia gaat akkoord met de voorgestelde opmerking van de CREG.

Het doel van Artikel 17 §3 is te preciseren dat de verdere details met betrekking tot onder andere de kennisgeving van de keuze van de NEMO voor de referentieprijz, de wijziging ervan en de vervanging ervan in geval van ontbrekende gegevens zullen worden bepaald in de werkingsregels en/of het contract.

(96) Elia ondersteunt de opmerking gemaakt door de CREG, hetgeen verband houdt met het antwoord op het vorige punt (95). In geval van een onvoorziene gebeurtenis - zoals een onderbreking van de dienstverlening van de NEMO - zijn de werkingsregels geschikt om de regels in geval van een dergelijk scenario te bevatten.

(97) Elia kan de redenering van de CREG volgen en begrijpt dat volgens de Elektriciteitswet deze belangrijke modaliteit van de uitoefenprijz wordt gedekt door de werkingsregels. Elia stelt echter een lichter alternatief voor, dat alleen betrekking heeft op de uitoefenprijz van de gecontracteerde capaciteit in de veiling, door § 1 en § 2 zodanig te herformuleren en samen te voegen dat er één uitoefenprijz van toepassing is op een gecontracteerde capaciteit van dezelfde veiling.

(98) ELIA wenst te onderlijnen dat het voorstel van Koninklijk Besluit waarop de CREG haar advies heeft verleend is opgemaakt na publieke consultatie van het relevante design en de principes. In het consultatierapport heeft Elia reeds antwoorden voorzien op alle ontvangen reacties,



inclusief de reactie ontvangen van de CREG in de publieke consultatie. Echter, Elia wenst volgende elementen verder te verduidelijken, herhalen of wijzigen met betrekking tot de opnieuw geformuleerde opmerkingen van de CREG:

- Wat betreft de opmerking over het gebrek aan indexering van de uitoefenprijs: Elia aanvaardt het argument van de CREG betreffende de invloed van deze parameter op een looptijd die kan worden beschouwd als een looptijd van maximaal 19 jaar (met inbegrip van de tijd tussen de veilingdatum en het eerste leveringsjaar, plus de langst mogelijke contractduur van 15 jaar). Inderdaad, in de berekening van de terugbetalingsverplichting, zou de toegepaste uitoefenprijs immers gedeeltelijk zijn effect kunnen verliezen, met het risico dat er een dubbele vergoeding zou kunnen ontstaan of, omgekeerd, een sterkere beperking worden dan aanvankelijk was voorzien voor de capaciteitsleverancier, die een deel van zijn vergoeding ontvangt om zijn missing-money te dekken. Elia stelt daarom alsnog een indexering voor van de uitoefenprijs die van toepassing is op capaciteiten die zijn gecontracteerd in veilingen met een looptijd van meer dan één leveringsperiode, vanaf de tweede leveringsperiode van het contract. De waarde van de index zal worden berekend op basis van de evolutie van de Belgische groothandelsprijs voor elektriciteit (zoals bijvoorbeeld geobserveerd op de day-ahead markt of de forwardmarkt) en de berekeningswijze van de index dient te worden vastgelegd in de werkingsregels en/of in het contract. Zo zal het mogelijk zijn eventuele trends in de prijsvorming afdoende te capteren (vb: stijgende brandstof of CO₂-prijzen of andere invloeden). Na Artikel 18 § 1 wordt daarom een nieuw paragraaf in het voorstel van het Koninklijk Besluit toegevoegd.
- Met betrekking tot de opmerking over een mogelijke manipulatie van de prijsoffertes van de laatste drie jaar op de NEMO's om de kalibratie van de uitoefenprijs te beïnvloeden meent Elia dat haar positie zoals toegelicht in consultatierapport van toepassing blijft: "Rekening houdend met het algemene design van de CRM dat ten eerste het effect van de eenheden op de aangegeven marktprijs op dagelijkse basis en ten tweede het gebruik van een glijdend venster van drie historische jaren in de kalibratiecurve, het niet waarschijnlijk wordt geacht dat in het vooraf gedefinieerde bereik van de selectie enige manipulatie te verwachten is. De risico's van het verlies van kansen en inkomsten op de energiemarkt (door bewust hoger in te bieden om de kalibratiecurve te doen stijgen) of boetes in vergelijking met de eventuele impact op een dergelijke kalibratiecurve liggen niet in dezelfde ordegrrootte. Bovendien, als er tekenen van dergelijk gedrag zouden zijn in de jaarlijkse kalibratie, zou dit in aanmerking kunnen worden genomen bij het kiezen van een uitoefenprijs binnen het vooraf gedefinieerde bereik".
- Wat betreft de opmerking over de percentages [75,85]%, bevestigt en deelt Elia de mening van de CREG dat de keuze van het percentage doorslaggevend is in de kalibratiecurve van de uitoefenprijs. Het is immers het doel van de laatste fase van het kalibratieproces (cf. Artikel 19 §2) een concrete waarde te bepalen. De selectie van een voorstel van de concrete uitoefenprijs is gebaseerd op een weging van principes, waarvoor de krachtlijnen dus wel in het Koninklijk Besluit worden opgenomen. In het Verslag aan de Koning wordt dit verder gekaderd. Zie ook het antwoord van Elia naar aanleiding van opmerking (101) van de CREG. Een marge van [75-85]% is volgens Elia een redelijke marge (die bovendien minder breed is als gevolg van opmerkingen ontvangen tijdens de publieke consultatie), aangezien hiermee een oplossing kan worden gevonden voor alle bepalende elementen bij de keuze van de uitoefenprijs zoals deze ook naar voren zijn gekomen bij de interacties met de stakeholders. Op basis van de drie voorgaande winterperiodes komt dit neer op een bandbreedte van [250-700] €/MWh. Deze bandbreedte capteert zowel de 500 €/MWh uitoefenprijs die in Ierland geldt en als referentie voor technologie-openheid beschouwd wordt, als de 300 €/MWh die als de potentiële waarde wordt beschouwd waarboven de ontvangen inkomsten in de energiemarkt redelijkerwijs verondersteld kunnen worden als niet volledig in de CRM-veiling offertes geïntegreerd. Elia verwijst ook naar het antwoord op opmerking (101).



- Met betrekking tot de opmerking van de CREG in verband met het beschouwen van niet representatieve winterperiodes voor de kalibratie van de uitoefenprijs, herhaalt Elia zoals hierboven aangehaald, dat het precies het doel is van de laatste fase van het kalibratieproces (cf. Artikel 19 §2) een concrete waarde te bepalen. De selectie van een voorstel van de concrete uitoefenprijs is gebaseerd op een weging van principes, onder andere op basis van een analyse die rekening houdt met de evolutie van de energiemarkten zoals bijvoorbeeld nieuwe (soorten) spelers, nieuwe trends in het buitenland die de prijsvorming zouden kunnen beïnvloeden, etc.

(99) Zoals vermeld in het antwoord op opmerking (97), begrijpt Elia de gemaakte opmerking en stelt een lichter alternatief voor dat alleen betrekking heeft op de uitoefenprijs van de gecontracteerde capaciteit in de veiling, door § 1 en § 2 te herformuleren en samen te voegen om tot uitdrukking te brengen dat "Voor de berekening van de terugbetalingsverplichting is een uitoefenprijs van toepassing op alle transacties die op dezelfde datum zijn aangegaan."

(100) Elia stelt een herformulering voor om dit punt op te nemen in het Koninklijk Besluit als een cruciaal element van de uitoefenprijs en van zijn kalibratie. Het principe van de voorgestelde herformulering vertrekt van één enkele formule voor de uitoefenprijs voor een eenheid in de capaciteitsmarkt die niet onderhevig is aan een dagelijks programma, waarbij het maximum wordt beschouwd tussen de aangegeven marktprijs van de capaciteitsleverancier (volgens de modaliteiten vastgelegd in de werkingsregels) en de gekalibreerde uitoefenprijs die bij de veiling van de gecontracteerde capaciteit wordt verkregen.

(101) Voor de opmerkingen over Artikel 19:

- Met betrekking tot de definities: elastische vraag- en elastisch aanbod zijn alle offertes die in de eenvormige day-aheadkoppeling van alle NEMO's worden ingediend, behalve biedingen onder nul en deze aan de maximaal toegestane prijs.
- De variabele kosten van de eenheden met dagelijkse programma die in acht worden genomen voor de kalibratie van de uitoefenprijs zijn gebaseerd op een inschatting van de korte termijn marginale kosten van deze technologieën zoals gebruikt in de context van het marktmodel bedoeld in Artikel 6 van dit Koninklijk Besluit.
- Wat betreft de vaagheid van de selectiecriteria 2°, 3° en 4° van de uitoefenprijs (vorm van de curve, ontwikkelingen op de energiemarkt, stabiliteit van de uitoefenprijs in de tijd) binnen de procentuele marges, wenst Elia aan te geven dat de criteria inderdaad tot doel hebben om een interpretatie te kunnen maken van omstandigheden op het moment van kalibratie. Elia is echter akkoord dat het wenselijk is om in het Verslag aan de Koning nader toe te lichten hoe deze criteria gebruikt kunnen worden en bijdragen tot het beoogde doel. Door rekening te houden met de vorm van de kalibratiecurve (criterium 2°) kan een uitoefenprijs gekozen worden die bewuster rekening kan houden met technologie-openheid, bijvoorbeeld wanneer deze curve een vlak(ke) gedeelte bevat kan het wenselijk zijn een iets lagere uitoefenprijs te hanteren zonder dat er significante extra volumes boven deze prijs zouden uitkomen. Rekening houden met marktevoluties (criterium 3°) laat toe om verwachte trends te anticiperen. Wetende dat de uitoefenprijs soms meerdere jaren vooraf wordt bepaald, kan het nuttig zijn om rekening te houden met verwachte evoluties die mogelijks niet in de kalibratiecurve vervat zitten (zoals opkomst van nieuwe technologieën of inwerkingtreding van bepaalde marktmechanismen). Zo laat het rekening houden met de stabiliteit van de uitoefenprijs (criterium 4°) over verschillende jaren heen toe om voor deelnemers die rekenen op het regelmatig hernieuwen van éénjarige contracten enige stabiliteit in de vooruitzichten voor toekomstige jaren toe te laten. Teneinde de zorg van een selectie van geschikte uitoefenprijs beter te waarborgen stelt Elia voor om een bijkomend vijfde (criterium 5°) selectiecriteria toe te voegen dat ervoor zorgt dat de uitoefenprijs een redelijke kans heeft om door de referentieprijs te worden bereikt.



3. Rapport au Roi et proposition d'Arrêté Royal final

3.1. Rapport au Roi

Cadre légal

Sire,

Le 22 avril 2019, la loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité⁶ aux fins de la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité a été promulguée. L'élaboration d'un tel mécanisme se concrétise au travers de plusieurs arrêtés royaux et règles de fonctionnement.

La présente proposition d'arrêté royal exécute l'article 7undecies, §2 de la Loi électricité qui stipule ce qui suit :

*« § 2. **Sur la base d'une méthode fixée par le Roi, sur proposition du gestionnaire du réseau, formulée après consultation des acteurs du marché et après avis de la commission**, le gestionnaire du réseau établit, après consultation des acteurs du marché notamment sur les hypothèses de base, les deux rapports suivants : [...] »*

La présente proposition d'arrêté royal définit donc la méthodologie pour calculer la capacité et les paramètres nécessaires aux mises aux enchères. Cette méthodologie est également utilisée afin de déterminer d'autres paramètres pertinents dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (CRM) basé sur des options de fiabilité.

La présente proposition d'arrêté royal établit donc la méthodologie générale, à appliquer par le gestionnaire du réseau de transport (GRT), en vue d'établir, sur base annuelle, des rapports définissant la capacité et les paramètres nécessaires aux mises aux enchères ainsi que de déterminer les autres paramètres pertinents dans le cadre du CRM. Les valeurs faisant suite aux calculs basés sur la méthodologie sont déterminées par arrêté ministériel après deux rapports du GRT, établis après consultation publique et avis de la Commission et de la DG Énergie, tel que stipulé à l'article 7undecies, §2, pénultième alinéa de la Loi électricité:

*« Au plus tard le 31 mars de chaque année, sur la base des rapports et des avis visés aux alinéas 1er et 4, afin d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement requis conformément au paragraphe 3, après concertation en Conseil des ministres, **le ministre donne instruction au gestionnaire du réseau d'organiser les mises aux enchères pour les périodes de fourniture de capacité considérées, fixe les paramètres nécessaires à leur organisation et détermine le volume minimal à réserver pour la mise aux enchères organisée un an avant la période de fourniture de capacité**. Ce volume minimal à réserver est au moins égal à la capacité nécessaire, en moyenne, pour*

⁶ Plus loin dans ce Rapport il sera fait référence à la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité par la « Loi électricité »)



couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an, augmentée de la marge d'incertitude prévue dans le calcul du volume initial effectué par le gestionnaire du réseau dans le rapport visé au 1° de l'alinéa 1^{er}. »

Les paramètres auxquels se réfère la Loi électricité et dont la méthodologie est décrite dans la présente proposition d'arrêté royal, concernent dans la pratique une série d'aspects importants en matière de volume et de prix, à prendre en compte pour la mise aux enchères annuelle, et plus particulièrement : les facteurs de réduction, le prix d'exercice, le prix de référence et le prix maximum intermédiaire. Ces paramètres doivent être calculés ou déterminés sur la base d'un ensemble d'hypothèses cohérentes incluant des paramètres relatifs à la consommation, à l'offre et à la capacité d'interconnexion au niveau belge et sur d'autres marchés pertinents. Une combinaison cohérente d'hypothèses constitue un « scénario ». Afin de garantir la cohérence entre les différents aspects de la méthodologie dans le cadre du CRM, et de clarifier ce qui sera considéré comme un scénario, il est également nécessaire de prévoir, dans la présente proposition d'arrêté royal, des spécifications relatives à la détermination d'un scénario.

Tout comme la Loi électricité elle-même, la présente proposition d'arrêté royal, ainsi que les calculs faits et les paramètres déterminés sur cette base, devront respecter à tout moment les dispositions et règles pertinentes qui relèvent du droit européen. Le cadre qui est mis en place par la présente proposition d'arrêté royal ne pourra donc aucunement être interprété comme s'opposant au droit de l'Union, y compris les règles en matière d'aides d'Etat et le Règlement (UE) 2019/943. En particulier, la méthodologie décrite dans la présente proposition d'arrêté royal ne servira dès lors qu'à compléter les méthodologies développées sur base du Règlement (UE) 2019/943, une fois adoptées, et ne saurait être interprétée en contradiction avec ces dernières.

Comme dans tout acte réglementaire, certaines définitions générales s'appliquent et sont clarifiées dans l'arrêté royal. Après une courte introduction générale sur le CRM, tous ces aspects seront brièvement décrits dans le présent Rapport au Roi.

Description générale du CRM

Un mécanisme de rémunération de capacité est un mécanisme de marché mis en place pour garantir l'adéquation des ressources dans la zone de réglage belge et donc la sécurité d'approvisionnement du pays en octroyant une certaine rémunération de capacité en échange de la mise à disposition d'une capacité pendant une période de fourniture de capacité prédéterminée. L'octroi d'une rémunération résulte d'une mise aux enchères concurrentielle, sur base annuelle, pour une future période de fourniture de capacité donnée. Les mises aux enchères ont lieu suffisamment de temps avant le début de la période de fourniture de capacité en question, à savoir quatre ans et un an avant celle-ci, afin de permettre à toutes les technologies ainsi qu'aux capacités existantes et additionnelles de participer au CRM. Les technologies peuvent participer selon leur contribution prévue à l'adéquation des ressources, qui est déterminée par l'application de facteurs de réduction. Le mécanisme s'applique à l'ensemble du marché, ce qui signifie qu'il rémunère toute la capacité nécessaire pour couvrir la demande prévue, garantissant ainsi la norme de fiabilité, soit le niveau prédéterminé de sécurité d'approvisionnement du pays.

À la suite de la mise aux enchères, des contrats de capacité sont attribués aux fournisseurs de capacité retenus. Ce contrat, approuvé par la Commission conformément à l'article 7undecies, §7 de la Loi électricité, décrit l'ensemble des droits et obligations des parties contractuelles. Bien que la durée du contrat standard soit d'1 an, il est également possible en vertu de l'article 7undecies, §5 de se voir attribuer un contrat pour plusieurs périodes de fourniture de



capacité, en fonction des seuils d'investissement prédéterminés établis par l'arrêté royal, à la suite d'une proposition de la Commission et après avis du GRT.

Tous les détails des mises aux enchères, les règles, les spécifications, les droits et obligations des parties contractuelles sont basés sur la Loi électricité, ainsi que sur les règles de fonctionnement adoptées par une décision du Régulateur fédéral (la CREG) et une série d'arrêtés royaux. Le présent arrêté royal a pour objet un aspect de cet ensemble de règles, à savoir la méthodologie pour définir la capacité et les paramètres nécessaires pour la mise aux enchères annuelle ainsi que d'autres paramètres pertinents du CRM.

Définitions

Pour la compréhension globale de l'arrêté royal, une série d'aspects spécifiques sont définis. Ces définitions complètent celles adoptées dans d'autres documents juridiques ou réglementaires comme la Loi électricité et la législation européenne.

Scénario

Le point de départ de tout calcul visant à déterminer les futurs besoins de capacité et d'autres paramètres est le scénario. Ce dernier combine une multitude d'hypothèses et de valeurs pour le calcul de ces éléments, dont les paramètres relatifs à la consommation, à l'offre et à la capacité d'interconnexion. Le scénario a un impact conséquent sur les résultats. Il ne doit pas seulement chercher à refléter l'éventuel état futur du système, il doit également viser les situations pour lesquelles l'État belge veut se couvrir et assurer sa sécurité d'approvisionnement et pour lesquels l'État belge n'a aucune influence. En effet, la dépendance structurelle de la Belgique aux importations pour sa sécurité d'approvisionnement et son degré élevé d'interconnexions font que la prise en compte d'événements de faible probabilité mais à haut impact se déroulant à l'étranger mais ayant une incidence sur la Belgique est cruciale. Ceux-ci pourraient inclure par exemple : des changements de mix de capacité installée ; des indisponibilités de longue durée de certaines capacités ou le risque de ne pas atteindre à temps des critères européens de mise à disposition au marché des capacités transfrontalières. La détermination des contours du scénario à employer est dès lors un choix politique prédominant.

Certaines indications générales concernant le scénario sont donc comprises dans le présent arrêté royal, mais sans figer les paramètres d'entrée car ceux-ci sont susceptibles d'évoluer au fil de temps, conformément à d'autres processus au niveau européen et national, tout en prenant en compte les résultats des consultations publiques précédentes relatives à ces paramètres.

Le scénario de référence est construit en plusieurs étapes afin de répondre aux différents objectifs visés. Il s'appuie sur le plus récent scénario utilisé pour l'évaluation européenne de l'adéquation des ressources réalisée par REGRT, visé à l'article 23, § 5, b) du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. Ce scénario est ensuite mis à jour sur base des publications les plus récentes (qui ne sont pas encore incluses dans le scénario de l'évaluation européenne) afin de prendre en compte les informations les plus à jour. Le CRM étant considéré comme le filet de sécurité essentiel à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, certaines sensibilités nationales sont ajoutées pour couvrir les événements à faible probabilité et à grand impact, comme cela est pris en compte lors de l'exercice annuel de détermination du volume de la réserve stratégique. La dernière étape consiste à ajouter de la capacité supplémentaire nouvelle afin que le scénario utilisé soit adéquat et



réponde, dès lors, à l'objectif du CRM qui est de répondre aux critères de sécurité d'approvisionnement requis conformément à l'article 7undecies, § 3 de la loi du 29 avril 1999. Cette dernière étape est nécessaire afin de calculer les paramètres nécessaires.

Facteurs de réduction

Toutes les technologies peuvent participer au CRM, dans le respect des critères d'éligibilité. Cependant, toutes les technologies ne contribuent pas de la même manière à l'adéquation des ressources. En effet, les technologies de production, de stockage d'électricité et de participation active de la demande possèdent toutes des niveaux de disponibilités différents liés aux arrêts fortuits, aux conditions climatiques, à des contraintes techniques, etc. Afin de garantir des conditions de concurrence équitables, ces différents niveaux de disponibilité sont pris en compte dans différentes catégories par le biais de facteurs de réduction. Ces différentes catégories ont été déterminées pour s'assurer d'une part que toutes les technologies qui n'ont pas de programme journalier (et qui répondent aux critères d'éligibilité) puissent y participer et d'autre part que les technologies avec programme journalier soient associées à un facteur de réduction considérant leurs caractéristiques techniques. De plus, les méthodes de calcul ont été élaborées afin d'assurer la cohérence et pour garantir la neutralité technologique, tout en prenant en compte les caractéristiques propres à chaque technologie.

Le niveau de disponibilité prévu (ou la contribution à l'adéquation des ressources) est donc un pourcentage (toujours inférieur ou égal à 100 %) de la puissance de référence nominale. Ces niveaux sont définis avant chaque mise aux enchères (et fixés pour toute la durée du contrat) par technologie et sont appelés facteurs de réduction.

Une approche similaire doit être appliquée aux interconnexions, afin de déterminer par frontière la capacité d'entrée maximale pour la capacité étrangère indirecte, c.-à-d. le volume maximal, exprimé en puissance, qui pourrait être contracté dans une zone de marché voisine.

Afin de déterminer ces facteurs de réduction avant chaque mise aux enchères, il convient de suivre une méthodologie telle qu'établie dans le présent arrêté royal. L'objectif prédominant du CRM est de garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. La contribution des différentes technologies à cet objectif doit donc être calculée aux moments déterminants pour la sécurité d'approvisionnement. Ces moments sont déterminés par les « situations de pénurie simulées », qui sont, sur base d'une simulation, les heures durant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte ou durant lesquelles la charge ne pourrait pas être couverte en cas de charge additionnelle de 1MW. Les situations de pénurie simulées sont définies grâce à des outils de modélisation (similaires à ceux utilisés dans le cadre de l'évaluation de l'adéquation des ressources au niveau européen et national référencée à l'article 23 du Règlement (UE) 2019/943) sur la base du scénario décrit ci-dessus pour la détermination des paramètres du CRM.

Pour les installations thermiques avec programme journalier, les facteurs de réduction associés à chaque technologie peuvent être calculés sur la base des taux d'arrêts forcés historiques. Pour toutes les autres technologies (dépendantes des conditions météo, à énergie limitée, raccordées aux réseaux de distribution ou les catégories d'agrégation), les facteurs de réduction sont basés sur les résultats de modélisation du scénario pris comme référence. Afin de permettre un niveau maximal de flexibilité et la participation active de la demande au CRM, les technologies ne disposant pas d'un programme journalier se voient offrir (pour les technologies à énergie limitée) ou sont autorisées à choisir (pour les autres technologies) un Accord de Niveau de Service (ou SLA) selon leurs besoins et caractéristiques, sur base de leurs contraintes techniques. Un facteur de réduction approprié est déterminé pour chaque Accord de Niveau de Service.



Pour les interconnexions, dans l'attente de l'adoption des méthodologies, propositions ou décisions pertinentes dans le cadre du 'Clean Energy Package', la contribution se base sur les résultats de modélisation et tient compte de la manière dont les échanges transfrontaliers sont incorporés au modèle (grâce à une approche fondée sur les flux ou sur la capacité de transfert nette). La capacité maximale qu'un candidat CRM pré-qualifié peut offrir lors de la mise aux enchères s'appelle son volume éligible, défini comme la puissance de référence nominale de la capacité multipliée par le facteur de réduction applicable.

Prix maximum intermédiaire

Afin de garantir que le CRM soit conçu de façon à minimiser les coûts globaux conformément à l'article 7undecies, §1 (alinéa 3) de la Loi électricité, une mesure importante consiste en l'implémentation de prix maximaux, équivalant au niveau maximum de rémunération de capacité que des unités du marché de capacité peuvent percevoir.

Bien qu'un prix maximum global – applicable à toutes les unités du marché de capacité pour toutes les durées de contrat de capacité (soit le prix maximum payé lors de l'enchère) – est prévu, comme déterminé dans le contexte de la courbe de demande, un prix maximum intermédiaire est aussi intégré dans le design. Ce dernier prix maximum intermédiaire, dont la méthodologie est décrite dans le chapitre 4 de cet Arrêté Royal, représente un prix maximum qui n'est applicable qu'à certaines unités du marché de capacité. Ainsi, les profits aléatoires et l'abus de marché sont limités.

Le prix maximum intermédiaire s'applique aux capacités éligibles (et qui seront sélectionnés en cas de résultat positif lors de la mise aux enchères) pour les contrats d'un an. On opère ainsi une distinction entre les capacités nécessitant très peu d'investissements voire aucun (contrats d'un an) et celles exigeant des investissements conséquents (avec possibilité de contrats de plus d'un an). Procéder de la sorte est raisonnable, acceptable et approprié. En effet, autrement, des capacités ne nécessitant pas d'investissements conséquents pourraient percevoir, lors des mises aux enchères du CRM, des rentes inframarginales allouées de façon disproportionnée. En outre, il n'est pas prévu de prix maximum intermédiaires supplémentaires pour les capacités éligibles à des contrats pluriannuels, puisqu'il n'y a pas de corrélation claire entre le niveau de « missing money » et les catégories de capacités pluriannuelles (et leurs niveaux d'investissement sous-jacents). Par conséquent, les capacités éligibles à des contrats pluriannuels ne seront assujetties qu'au prix maximum global.

Ce prix maximum intermédiaire représente donc le prix d'offre maximum que les capacités éligibles pour les contrats d'un an peuvent offrir et la rémunération maximale qu'elles peuvent percevoir. Afin de déterminer le niveau de ce prix maximum intermédiaire, la méthodologie décrite dans le présent Arrêté Royal se base sur une calibration annuelle du « missing money » estimé de la technologie la moins performante à l'heure actuelle sur le marché. Bien que l'ensemble des capacités éligibles à un contrat d'un an ne corresponde pas nécessairement ou exclusivement aux capacités existantes, l'analyse *worst performer* parmi les technologies existantes dans le marché est considérée comme un point de référence approprié pour les capacités nécessitant des investissements minimaux.

Le « missing money » (qui est en substance ce que les détenteurs de capacité sont censés offrir à la mise aux enchères) est calculé comme des coûts moins des revenus. Les coûts sont déterminés comme la somme de (1) des coûts d'exploitation et de maintenance annuels fixes, (2) du total des dépenses d'investissements récurrents futurs annualisées qui ne sont pas directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à



une augmentation de la puissance de référence nominale (et donc pas considérées comme des investissements admissibles pour obtenir un contrat pluriannuel), comme par exemple les coûts nécessaires pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année et (3) des coûts variables à court terme (comprenant les coûts de carburants, les coûts de CO₂ et des autres coûts variables opérationnels et de maintenance). Les revenus pris en compte sont les revenus du marché de l'énergie et des revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage. En outre, mais uniquement pour les technologies dont les coûts variables sont élevés, c'est-à-dire les technologies qui ne sont pas fréquemment activées sur le marché de l'énergie, les coûts considérés sont majorés du coût d'un seul test d'activation. Le coût du test d'activation est particulièrement important pour ces technologies, car comme elles ne sont pas fréquemment activées sur le marché de l'énergie, la probabilité d'être testées est grande, et donc la prise en compte d'un coût de test d'activation est pertinent.

En particulier, pour déterminer certains éléments de coût requis, Elia demande l'aide d'un expert indépendant. A cet égard, l'expert indépendant présentera, de manière étayée dans une étude, diverses données relatives aux éléments de coût pertinents pour l'estimation du prix maximum intermédiaire pour toutes les technologies existantes dans le marché considérées. Il est jugé approprié que la sélection de l'expert indépendant et le suivi de cette étude se fasse en concertation avec la Commission, puisqu'il existe un lien entre l'estimation des coûts pour la détermination du paramètre netCONE pertinent pour la calibration de la courbe de la demande exécuté par la Commission et les coûts pour la détermination du prix maximum intermédiaire.

Les rentes marginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie sont déterminées sur la base d'une simulation telle que développée à l'article 6, en tenant compte d'un scénario de référence tel que décrit à l'article 4, §7, et considèrent les revenus médians (P50) afin de raisonnablement prendre en compte l'aversion au risque dans la prise de décision des investisseurs. Pour déterminer les revenus du marché des services auxiliaires d'équilibrage, les données historiques sont analysées. En particulier, les coûts d'approvisionnement historiques d'une période continue de 36 mois sont pris en compte, en cherchant un équilibre entre le fait de ne pas tenir compte des revenus d'un passé trop lointain et le fait de ne pas être trop sensible aux revenus extraordinaires et donc non représentatifs. A cet égard, une période continue de 36 mois est considérée comme un équilibre approprié. Pour déterminer les revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage, les coûts liés à la fourniture de ces services sont pris en compte, y compris par exemple les coûts « must-run ». En outre, les coûts d'opportunité liés à la fourniture de services auxiliaires d'équilibrage sont également pris en compte. Ces coûts d'opportunité peuvent être interprétés comme les revenus abandonnés liés à la fourniture de services énergétiques qui auraient pu être gagnés si la capacité n'avait pas été réservée pour la fourniture de services auxiliaires d'équilibrage. De cette façon, le double comptage des revenus est évité.

En tenant compte du coût de la capacité, d'une part, et des revenus provenant du marché de l'énergie et de la fourniture de services auxiliaires d'équilibrage, d'autre part, le prix maximum intermédiaire réduit le risque de rémunération disproportionnée par les enchères de capacité, contribuant à l'objectif global de minimiser le coût du CRM et d'éviter la double rémunération entre le CRM et le marché global de l'énergie. La méthodologie pour la détermination du niveau du prix maximum intermédiaire est aussi alignée avec la définition des seuils d'investissement distinguant différentes catégories de capacité et des coûts éligibles considérés pour ces seuils conformément à l'arrêté royal visé à l'article 7undecies, §5 (dernier alinéa) de la Loi électricité. Enfin, l'estimation de « missing-money » est augmentée d'une marge d'incertitude de 5%, en raison du caractère éloigné de l'estimation en regard de son terme (le prix maximum intermédiaire est estimé plusieurs années avant la période de fourniture de capacité à laquelle il se rapporte) et pour tenir



compte des incertitudes générales liées aux hypothèses inhérentes aux simulations effectuées pour estimer le « missing money ».

Prix d'exercice/de référence

Le CRM choisi pour la Belgique est un mécanisme d'options de fiabilité. Cela implique d'une part, que les détenteurs de capacité reçoivent une rémunération fixe pour la mise à disposition de leur capacité et d'autre part, qu'ils doivent, en plus de leurs potentielles pénalités appliquées en cas de non-respect de l'obligation de disponibilité, rembourser une partie de cette rémunération lorsque le prix sur le marché de l'énergie (appelé le prix de référence) dépasse un niveau de prix prédéterminé (appelé le prix d'exercice). Le remboursement est souvent appelé l'obligation de remboursement.

Pour appliquer un tel mécanisme, deux paramètres importants doivent donc être définis : 1) le prix d'exercice, soit le niveau de prix à partir duquel une partie de la rémunération devra être remboursée et 2) le prix de référence, soit le prix que le fournisseur de capacité est considéré avoir touché sur le marché de l'énergie. Pour le prix de référence, il est essentiel de spécifier le segment de marché sur lequel le prix est observé.

Une méthodologie de détermination d'un prix d'exercice et d'un prix de référence comporte plusieurs éléments de principes relatifs à l'obligation de remboursement afin de parvenir à un calibrage de ces paramètres permettant d'atteindre l'objectif poursuivi par le législateur. Le prix d'exercice et le prix de référence ne peuvent donc pas être considérés séparément d'autres principes composant l'obligation de remboursement. En effet, si ces principes ne s'appliquaient pas à l'obligation de remboursement, ou si d'autres principes s'y appliquaient, il eut été peut-être préférable d'utiliser des prix d'exercice et de référence différents. C'est pourquoi ces principes font partie intégrale de la méthodologie proposée.

Le choix du segment de marché pour le prix de référence doit être aligné avec l'objectif d'adéquation global du CRM et fournir un signal de prix suffisamment liquide auquel toutes les technologies ont accès. Le couplage unique journalier belge est mis en avant, étant donné qu'il représente le signal de marché le plus pertinent en matière de problèmes d'adéquation, qu'il constitue un signal de marché fort en étant le marché au comptant le plus solide et le plus liquide sur les dernières années, et devrait le rester à l'avenir.

Afin d'impacter, via l'obligation de remboursement, uniquement les revenus réellement perçus et de ne pas amplifier inutilement les risques supportés par les fournisseurs de capacité (et par conséquent le prix des offres soumises et le coût global du mécanisme), il faut s'assurer par la méthodologie que ces revenus aient réellement été perçus par les fournisseurs de capacité. À cet égard, les capacités contractées dans le cadre d'indisponibilité planifiée et non planifiée sont exemptées de l'obligation de remboursement pendant ces périodes d'indisponibilité. À noter que celle-ci ne les libère pas de toute autre obligation ou pénalité dans le cadre du CRM. Aussi, afin de ne pas inutilement gonfler les risques des fournisseurs de capacité et par conséquent les prix offerts (voire limiter leurs possibilités de participer) et de rendre possible le fait que le signal de prix donné par le CRM permettait d'abandonner, à terme, le CRM si la rentabilité dans le marché d'énergie permettait de garantir l'adéquation des ressources, la méthodologie prévoit un mécanisme d'arrêt des pertes ('Stop-Loss'). Si ces deux éléments méthodologiques n'étaient pas prévus, la calibration même du prix d'exercice aurait dû pondérer les risques supplémentaires associés à l'obligation de remboursement. Étant donné que le niveau du prix d'exercice sera calibré chaque année avant chaque mise aux enchères et qu'il sera intégré dans les contrats attribués à la suite de la mise aux enchères de l'année en question, une méthodologie robuste



et cohérente est nécessaire pour cette calibration. Le niveau du prix d'exercice devrait tenir compte de plusieurs considérations et objectifs importants : la neutralité technologique, l'ouverture à un maximum des technologies, la limitation du coût global du CRM et la prévention de revenus aléatoires, le respect du principe de l'option de fiabilité, la limitation de l'interférence avec le marché de l'énergie, la limitation de la complexité globale du mécanisme, ainsi que la garantie de sa faisabilité. La méthodologie mise en avant respecte ces objectifs et considérations de manière équilibrée. La méthodologie avancée dans le présent arrêté royal prévoit de calibrer un prix d'exercice unique pour toutes les capacités contractées, qui est également considéré pour les capacités sans programme journalier comme la valeur de leur propre coût marginal d'activation déclaré si celui-ci dépasse le prix d'exercice unique prévu à l'enchère de la capacité contractée. Cette approche permet aux capacités avec des coûts marginaux d'activation élevés (par exemple plusieurs technologies de gestion de la demande) de participer au CRM sans création de risques supplémentaires par l'obligation de remboursement.

Pour déterminer le prix d'exercice unique, la méthodologie prévue dans cet arrêté royal évalue les courbes historiques de l'offre et de la demande journalières et détermine le prix d'exercice à un niveau qui garantit qu'une part suffisamment importante des offres ait un prix inférieur au prix d'exercice.

La sélection du prix d'exercice se fait dans une plage de participation de [75 ; 85]% des offres de marché ayant un prix inférieur à celui-ci sur les trois derniers hivers. L'utilisation des données sur trois périodes hivernales implique que des effets de tendances sont pris en compte et que des événements exceptionnels sont lissés, n'impactant pas démesurément la sélection.

Le prix d'exercice défini chaque année doit être au-dessus des coûts variables des unités du marché de capacité avec programme journalier, doit être suffisamment stable, doit également tenir compte des évolutions du marché de l'énergie, et finalement doit maintenir une chance raisonnable d'être atteint par le prix de référence.

Les coûts variables des unités du marché de capacité avec programme journalier sont déterminés sur la base des estimations des valeurs prévues au moment de la calibration pour la première période de fourniture de capacité couverte par la prochaine enchère et leur méthodologie de modélisation se fera selon le modèle du marché de l'énergie proposé dans le présent Arrêté Royal pour la définition d'autres paramètres de l'enchère.

De plus, étant donné qu'à des fins d'ouverture technologique, le prix d'exercice est également considéré comme le coût marginal d'activation déclaré plus élevé que le prix d'exercice prévu à l'enchère de la capacité contractée pour les capacités sans programme journalier, il s'agit de ne pas monter le prix d'exercice calibré à des niveaux trop importants qui créerait une double rémunération pour les capacités avec programme journalier.

Les critères mentionnés dans l'Arrêté Royal permettent de sélectionner une proposition de mise à jour du prix d'exercice, proposition se faisant sur base d'une analyse multicritère prenant en compte des éléments encore non-prévisible à l'heure actuelle du marché de l'énergie, du CRM et de l'évolution intrinsèque du prix d'exercice, dont tous les détails de-facto ne peuvent être cadrés dans le présent Arrêté Royal.

Cette analyse multicritère tient également compte de la forme de la courbe de calibrage, il est dès lors possible de choisir un prix d'exercice qui tienne compte plus consciemment de l'ouverture technologique. Par exemple, si la courbe contient une partie plate, il est peut-être souhaitable d'utiliser un prix d'exercice légèrement inférieur sans volume supplémentaire significatif excédant ce prix. La prise en compte de l'évolution du marché permet, quant à elle, d'anticiper les tendances attendues. En effet, sachant que le prix d'exercice est parfois déterminé plusieurs années à l'avance, il peut être utile de prendre en compte des évolutions attendues qui peuvent ne pas être incluses dans la courbe de calibrage (comme l'émergence de nouvelles technologies ou les évolutions suite à l'entrée en vigueur de certains mécanismes de marché). De plus, la prise en compte de la stabilité du prix d'exercice sur un certain nombre d'années, permet, par exemple, une certaine stabilité dans les perspectives des années à venir pour les participants



s'appuyant sur le renouvellement régulier des contrats d'un an. Enfin, dans le but de mieux garantir le choix d'un prix d'exercice approprié, un critère de sélection est également celui de garantir que le prix d'exercice ait une chance raisonnable d'être atteint par le prix de référence.

Tous les critères de l'analyse sont fixés dans la proposition de calibration du prix d'exercice plusieurs mois avant l'enchère de telle sorte qu'aucune incertitude n'est portée dans le marché.

Une plage de [75 ; 85]% sur la courbe de calibration est utilisée car elle permet de trouver une solution à l'ensemble de ces éléments de sélection du prix d'exercice. Sur base des trois hivers précédents, elle représente une plage de [250-700]€/MWh qui inclue tant les 500€/MWh du prix d'exercice Irlandais considéré comme une référence d'ouverture technologique que les 300€/MWh considérés comme une valeur potentielle au-delà de laquelle les revenus perçus ne serait pas complètement intégrés dans les offres en enchère du CRM. La plage proposée de [75 ; 85]% est donc un compromis capturant tous ces éléments.

Finalement, afin que le prix d'exercice s'appliquant dans le calcul de l'obligation de remboursement ne perde partiellement son effet avec le temps, une indexation du prix d'exercice s'applique aux capacités contractées en enchère couvrant plus d'une période de fourniture de capacité, dès la deuxième période de fourniture de capacité du contrat. La valeur de l'index est calculée sur base de l'évolution du prix de l'énergie électrique belge et ses modalités du calcul de l'index sont définies dans les règles de fonctionnement et/ou dans le contrat. Cette indexation couvre le risque d'émergence potentielle de double rémunération ou inversement une contrainte plus forte qu'anticipé initialement pour le fournisseur de capacité, prenant une partie de sa rémunération sensée couvrir son manque à gagner (missing money) qui aurait pu exister si le prix de référence était resté fixe.

Conditions générales et entrée en vigueur

La présente proposition d'arrêté royal fournit les détails nécessaires à propos des sujets qui y sont traités afin que l'Etat belge puisse le considérer dans le cadre de la notification vers la Commission européenne pour la procédure de notification des aides d'état pour l'ensemble du CRM.



3.2. Verslag aan de Koning

Wettelijk kader

Sire,

Op 22 april 2019 werd de wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt⁷ met het oog op de invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme afgekondigd. De ontwikkeling van een dergelijk mechanisme wordt uitgevoerd door middel van verschillende koninklijke besluiten en werkingsregels.

Dit voorstel voor een koninklijk besluit geeft uitvoering aan artikel 7undecies, §2 van de elektriciteitswet, waarin staat:

“§ 2. Op basis van een methode die wordt vastgesteld door de Koning, op voorstel van de netbeheerder, opgesteld na raadpleging van de markspelers en na advies van de commissie, stelt de netbeheerder, na raadpleging van de markspelers over met name de basishypotheses, de twee volgende verslagen op: [...]”

Dit voorstel voor een koninklijk besluit bepaalt dus de methodologie voor de berekening van de capaciteit en de parameters die nodig zijn voor de veilingen. Deze methodologie wordt ook gebruikt om andere relevante parameters voor het capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM) op basis van betrouwbaarheidsopties te bepalen.

Dit voorstel voor een koninklijk besluit legt dus de algemene methodologie vast die de transmissienetbeheerder (TNB) moet toepassen om jaarlijks rapporten op te stellen die de capaciteit en de parameters definiëren die nodig zijn voor de veilingen en om de andere relevante parameters in het kader van het CRM te bepalen. De waarden die voortkomen uit de berekeningen op basis van de methodologie worden vastgelegd bij ministerieel besluit na twee verslagen van de TNB, opgesteld na openbare raadpleging en de adviezen van de Commissie en het DG Energie, zoals bepaald in artikel 7undecies, §2, voorlaatste lid van de Elektriciteitswet:

“Uiterlijk op 31 maart van elk jaar, op basis van de verslagen en de adviezen bedoeld in het eerste en het vierde lid, met het oog op het verzekeren van het vereiste niveau aan bevoorradingszekerheid zoals bepaald in paragraaf 3, na overleg in de Ministerraad, geeft de minister instructie aan de netbeheerder om de veilingen te organiseren voor de onderzochte perioden van capaciteitslevering, stelt de parameters vast die nodig zijn voor hun organisatie en bepaalt het minimaal te reserveren volume voor de veiling die één jaar voor de periode van capaciteitslevering georganiseerd wordt. Dit minimaal te reserveren volume is minstens gelijk aan de capaciteit die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken, vermeerderd met de onzekerheidsmarge vervat in de initiële volumeberekening uitgevoerd door de netbeheerder in het verslag bedoeld in het eerste lid, 1°.”

⁷ Verder in dit Verslag wordt naar de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt verwezen als de “Electriciteitswet”.



De parameters waarnaar de Elektriciteitswet verwijst en waarvan de methodologie in dit voorstel voor koninklijk besluit wordt beschreven, hebben in de praktijk betrekking op een aantal belangrijke aspecten op het vlak van volume en prijs, waarmee bij de jaarlijkse veiling rekening moet worden gehouden, en meer in het bijzonder: reductiefactoren, de uitoefenprijs, de referentieprijs en de intermediaire maximumprijs. Deze parameters moeten worden berekend of bepaald op basis van een reeks consistente veronderstellingen, waaronder parameters met betrekking tot het verbruik, het aanbod en de interconnectiecapaciteit op Belgisch niveau en op andere relevante markten. Een consistente combinatie van veronderstellingen is een "scenario". Om de samenhang tussen de verschillende aspecten van de methodologie in het kader van het CRM te waarborgen en om te verduidelijken wat als een scenario zal worden beschouwd, is het noodzakelijk dat in dit voorstel voor koninklijk besluit ook de bijzonderheden met betrekking tot de vaststelling van een scenario moeten worden opgenomen.

Net zoals de Elektriciteitswet zelf, moet dit voorstel voor koninklijk besluit, evenals de berekeningen en parameters die op basis daarvan zijn gemaakt en bepaald, te allen tijde in overeenstemming zijn met de relevante bepalingen en regels van de Europese wetgeving. Het kader dat door dit voorstel voor koninklijk besluit wordt gecreëerd, kan dus geenszins zo worden geïnterpreteerd dat het in strijd zou zijn met het recht van de Unie, met inbegrip van de regels inzake staatssteun en Verordening (EU) 2019/943. In het bijzonder zal de in dit voorstel voor koninklijk besluit beschreven methodologie dus enkel dienen ter aanvulling van de methodologieën ontwikkeld op basis van Verordening (EU) 2019/943, zodra deze zijnaangenomen, en kan ze niet in tegenspraak daarmee worden geïnterpreteerd.

Zoals in elke regelgeving zijn bepaalde algemene definities van toepassing en worden deze verduidelijkt in het koninklijk besluit. Na een korte algemene inleiding over het CRM worden al deze aspecten kort beschreven in dit verslag aan de Koning.

Algemene beschrijving van het CRM

Een capaciteitsvergoedingsmechanisme is een marktmechanisme dat is opgezet om de toereikendheid van de middelen in de Belgische regelzone en dus de bevoorradingszekerheid van het land te garanderen door een bepaalde capaciteitsvergoeding toe te kennen in ruil voor het ter beschikking stellen van capaciteit gedurende een vooraf bepaalde periode van capaciteitslevering. De toekenning van een vergoeding vloeit voort uit een concurrerende veiling, op jaarbasis, voor een gegeven toekomstige periode van capaciteitslevering. De veilingen vinden lang genoeg vóór het begin van de desbetreffende periode van capaciteitslevering plaats, dat wil zeggen vier jaar en een jaar voor het begin van de desbetreffende periode van capaciteitslevering, om alle technologieën alsook bestaande en bijkomende capaciteit in staat te stellen deel te nemen aan het CRM. Technologieën kunnen deelnemen op basis van hun verwachte bijdrage aan de toereikendheid van de middelen, die wordt bepaald door de toepassing van reductiefactoren. Het mechanisme is van toepassing op de gehele markt, wat betekent dat het alle capaciteit vergoedt die nodig is om aan de verwachte vraag te voldoen, waardoor de betrouwbaarheidsnorm, d.w.z. het vooraf bepaalde niveau van bevoorradingszekerheid van het land, wordt gewaarborgd.

Na de veiling worden de capaciteitscontracten gegund aan de geselecteerde capaciteitsleveranciers. Dit contract, dat door de Commissie is goedgekeurd overeenkomstig artikel 7undecies, § 7 van de Elektriciteitswet, beschrijft alle rechten en plichten van de contractuele partijen. Hoewel de looptijd van het standaardcontract 1 jaar bedraagt, is het ook mogelijk om op grond van artikel 7undecies, §5, op voorstel van de Commissie en na advies van de TNB een contract te gunnen voor verschillende periodes van capaciteitslevering, afhankelijk van de vooraf bepaalde investeringsdrempels die in het koninklijk besluit zijn vastgesteld.



Alle details van de veilingen, de regels, de specificaties, de rechten en plichten van de contractuele partijen zijn gebaseerd op de Elektriciteitswet, alsook op de werkingsregels die bij besluit van de Federale Regulator (de CREG) en een reeks koninklijke besluiten zijn aangenomen. Dit koninklijk besluit heeft tot doel één aspect van dit geheel van regels te behandelen, namelijk de methodologie voor het bepalen van de capaciteit en de parameters die nodig zijn voor de jaarlijkse veiling en andere relevante CRM-parameters.

Definities

Voor het algemene begrip van het koninklijk besluit worden een aantal specifieke aspecten gedefinieerd. Deze definities vormen een aanvulling op de definities die in andere wettelijke of regelgevende documenten, zoals de Elektriciteitswet en de Europese wetgeving, zijn vastgesteld.

Scenario

Het uitgangspunt voor elke berekening om de toekomstige capaciteitsbehoefte en andere parameters te bepalen is het scenario. Dit laatste combineert een veelvoud aan veronderstellingen en waarden voor de berekening van deze elementen, met inbegrip van parameters met betrekking tot het verbruik, het aanbod en de interconnectiecapaciteit. Het scenario heeft een belangrijke invloed op de resultaten. Het moet niet alleen de mogelijke toekomstige toestand van het systeem weergeven, maar ook de situaties aanpakken waarvoor de Belgische Staat zich wil indekken en de bevoorradingszekerheid wil waarborgen en waarop de Belgische Staat geen invloed heeft. De structurele afhankelijkheid van België van imports voor de bevoorradingszekerheid en de hoge graad van interconnecties betekenen immers dat het van cruciaal belang is om rekening te houden met gebeurtenissen in het buitenland die weinig waarschijnlijk zijn, maar wel een grote impact hebben op België. Het zou bijvoorbeeld kunnen gaan om: veranderingen in de geïnstalleerde capaciteitsmix; de langdurige onbeschikbaarheid van bepaalde capaciteiten of het risico dat niet tijdig wordt voldaan aan de Europese criteria betreffende de terbeschikkingstelling van grensoverschrijdende capaciteit aan de markt. De bepaling van de contouren van het te hanteren scenario is dan ook een overwegend politieke keuze.

In dit koninklijk besluit zijn dus enkele algemene indicaties betreffende het scenario opgenomen, maar zonder de inputparameters te bevriezen, aangezien deze in de loop van de tijd kunnen evolueren, in overeenstemming met andere processen op Europees en nationaal niveau, waarbij rekening wordt gehouden met de resultaten van eerdere openbare raadplegingen over deze parameters.

Het referentie scenario wordt opgebouwd in verschillende fasen om aan de verschillende vooropgestelde doelstellingen te voldoen. Het is gebaseerd op het meest recente scenario dat gebruikt wordt voor de Europese beoordeling van de toereikendheid van de middelen door ENTSB, zoals bedoeld in artikel 23, § 5, b), van de Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en van de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne elektriciteitsmarkt. Dit scenario wordt vervolgens geactualiseerd op basis van de meest recente publicaties (die nog niet opgenomen zijn in het scenario voor de Europese beoordeling) om rekening te houden met de meest recente informatie. Aangezien het CRM wordt beschouwd als het essentiële vangnet voor de bevoorradingszekerheid van België, worden bepaalde nationale gevoeligheden toegevoegd om rekening te kunnen houden met gebeurtenissen met een lage waarschijnlijkheid en een grote impact, zoals ook wordt gedaan tijdens de jaarlijkse oefening voor de bepaling van het volume van de strategische reserve. De laatste stap bestaat erin bijkomende nieuwe capaciteit toe te voegen, zodat het gehanteerde scenario adequaat is en beantwoordt aan de doelstelling van het CRM om te voldoen aan de bevoorradingszekerheidscriteria



conform artikel 7undecies, §3 van de wet van 29 april 1999. Deze laatste stap is nodig om de benodigde parameters te berekenen.

Reductiefactoren

Alle technologieën kunnen deelnemen aan het CRM, in overeenstemming met de criteria om in aanmerking te komen. Niet alle technologieën dragen echter op dezelfde wijze bij tot de toereikendheid van de middelen. De technologieën voor de productie, de opslag van elektriciteit en de actieve deelname van de vraagzijde hebben immers allemaal verschillende niveaus van beschikbaarheid die verband houden met toevallige stilleggingen, klimatologische omstandigheden, technische beperkingen, enz. Om gelijke mededingingsvoorwaarden te kunnen garanderen, wordt via verschillende categorieën met deze verschillende niveaus van beschikbaarheid rekening gehouden door middel van reductiefactoren. Deze verschillende categorieën zijn vastgesteld om te garanderen dat enerzijds, alle technologieën zonder dagelijks programma (en die voldoen aan de criteria om in aanmerking te komen) kunnen deelnemen en anderzijds, dat technologieën met een dagelijks programma een reductiefactor krijgen toegewezen overeenkomstig hun technische karakteristieken. Bovendien zijn de berekeningsmethoden ontwikkeld om de consistentie te bewaren en technologie-neutraliteit te verzekeren, waarbij rekening wordt gehouden met de specifieke kenmerken van elke technologie.

Het verwachte niveau van beschikbaarheid (of de bijdrage aan de toereikendheid van de middelen) is dus een percentage (altijd minder dan of gelijk aan 100%) van het nominale referentievermogen. Deze niveaus worden voor elke veiling bepaald (en dit voor de duur van het contract) per technologie en worden reductiefactoren genoemd.

Een soortgelijke aanpak moet worden toegepast op de interconnecties, om per grens de maximale toegangscapaciteit voor indirecte buitenlandse capaciteit te bepalen, d.w.z. het maximale volume, uitgedrukt in vermogen, dat in een aangrenzend marktgebied zou kunnen worden gecontracteerd.

Om deze reductiefactoren voor elke veiling te bepalen, moet een methode zoals beschreven in dit koninklijk besluit worden gevolgd. Het hoofddoel van het CRM is het garanderen van de bevoorradingszekerheid in België. De bijdrage van de verschillende technologieën aan deze doelstelling moet daarom worden berekend op de beslissende momenten voor de voorzieningszekerheid. Deze momenten worden bepaald op basis van de "gesimuleerde tekortsituatie", d.w.z., gebaseerd op een simulatie, de uren waarin de lading niet kan worden gedekt of waarbij de lading niet zou kunnen worden afgedekt in geval van een extra 1MW belasting. De gesimuleerde tekortsituaties worden bepaald met behulp van modelleringsprogramma's (vergelijkbaar met de programma's die worden gebruikt in de context van de beoordeling van de toereikendheid van de middelen op Europees en nationaal niveau als bedoeld in artikel 23 van Verordening (EU)2019/943) op basis van het hierboven beschreven scenario voor het bepalen van de parameters van het CRM.

Voor thermische installaties met dagelijkse programma's kunnen reductiefactoren voor elke technologie worden berekend op basis van historische percentages van forced outages. Voor alle andere technologieën (afhankelijk van de weersomstandigheden, met beperkte energie, op het distributienet aangesloten of categorieën van aggregatie) zijn de reductiefactoren gebaseerd op de modelleringsresultaten van het genomen referentiescenario. Om een maximale flexibiliteit en een actieve deelname van de vraagzijde aan het CRM mogelijk te maken, wordt aan technologieën zonder dagelijkse programma's een Service Level Agreement (SLA) aangeboden (voor technologieën met beperkte energie) of mogen zij een SLA kiezen (voor de andere technologieën) volgens hun behoeften en kenmerken, op basis van hun technische beperkingen. Voor elke Service Level Agreement wordt een passende reductiefactor bepaald.



Voor interconnecties wordt de bijdrage, in afwachting van de vaststelling van relevante methoden, voorstellen of besluiten in het kader van het “Clean Energy Package”, gebaseerd op de resultaten van de modellering en wordt rekening gehouden met de wijze waarop de grensoverschrijdende uitwisselingen in het model worden geïntegreerd (door middel van een op stroom of nettransmissiecapaciteit gebaseerde aanpak). De maximale capaciteit die een vooraf gekwalificeerde CRM-kandidaat op een veiling kan aanbieden, wordt het in aanmerking komende volume genoemd, gedefinieerd als het nominale referentievermogen van de capaciteit vermenigvuldigd met de toepasselijke reductiefactor.

Intermediaire maximumprijs

Om ervoor te zorgen dat het CRM wordt ontworpen om de totale kosten te minimaliseren overeenkomstig artikel 7undecies, §1, lid 3, van de Elektriciteitswet, is een belangrijke maatregel de invoering van maximumprijzen, gelijk aan de maximale capaciteitsvergoeding die eenheden in de capaciteitsmarkt kunnen ontvangen.

Hoewel al een globale maximumprijs – van toepassing op alle eenheden in de capaciteitsmarkt voor alle perioden van het capaciteitscontract (d.w.z. de maximumprijs die op de veiling wordt betaald) – voorzien is, zoals bepaald in het kader van de vraagcurve, wordt ook een intermediaire maximumprijs geïntegreerd in het ontwerp. Deze laatste maximumprijs, waarvoor de methodologie beschreven is in hoofdstuk 4 van dit voorstel voor koninklijk besluit, vertegenwoordigt een maximumprijs die slechts van toepassing is op bepaalde eenheden in de capaciteitsmarkt.. Op deze manier worden willekeurige winsten en marktmisbruik ingeperkt.

De intermediaire maximumprijs is van toepassing op de in aanmerking komende capaciteiten (die bij een positief resultaat op de veiling zullen worden geselecteerd) voor de contracten van één jaar. Er wordt dus een onderscheid gemaakt tussen capaciteiten die weinig of geen investeringen vergen (eenjarige contracten) en capaciteiten die aanzienlijke investeringen vereisen (met de mogelijkheid van contracten met een looptijd van meer dan een jaar). Als volgt te werk gaan is redelijk, aanvaardbaar en gepast. Anders zouden capaciteiten die geen aanzienlijke investeringen vereisen, tijdens CRM-veilingen onevenredig hoge inframarginale inkomsten kunnen ontvangen. Verder worden geen bijkomende intermediaire maximumprijzen voorzien voor capaciteiten die in aanmerking komen voor meerjarencontracten, aangezien er geen duidelijke correlatie bestaat tussen het niveau van “missing money” en de meerjarige capaciteitscategorieën (en de onderliggende investeringsniveaus). Bijgevolg zullen de capaciteiten die in aanmerking komen voor meerjarencontracten enkel onderworpen zijn aan de globale maximumprijs.

Deze intermediaire maximumprijs is dus de maximale biedprijs die de in aanmerking komende capaciteiten voor eenjarige contracten kunnen bieden en de maximale vergoeding die zij kunnen ontvangen. Om het niveau van deze intermediaire maximumprijs te bepalen, wordt de in dit koninklijk besluit beschreven methodologie gebaseerd op een jaarlijkse kalibratie van het geschatte “missing money” van de minst efficiënte technologie die momenteel op de markt is. Hoewel het geheel aan capaciteiten die in aanmerking komen voor een eenjarig contract niet noodzakelijk dan wel exclusief overeenstemt met bestaande capaciteiten, wordt de worst performer analyse van bestaande technologieën op de markt beschouwd als een geschikte benchmark voor capaciteiten die minimale investeringen vereisen.

Het “missing money” (dat is in wezen wat van de capaciteitshouders wordt verwacht om te bieden) wordt berekend als kosten verminderd met opbrengsten. De kosten worden bepaald als de som van (1) de vaste jaarlijkse exploitatie- en onderhoudskosten, (2) de totale toekomstige geannualiseerde investeringsuitgaven die niet rechtstreeks verband houden met een verlenging van de technische levensduur van de installatie of met een verhoging van het nominale referentievermogen (en derhalve niet worden beschouwd als in aanmerking komende investeringen voor het verkrijgen



van een meerjarencontract), zoals bijvoorbeeld de kosten die nodig zijn voor een groot onderhoud van de installaties, die niet noodzakelijkerwijs jaarlijks plaatsvinden en (3) de variabele kosten op korte termijn (bestaande uit de brandstofkosten, de CO₂-kosten en andere variabele operationele en onderhoudskosten). De in rekening genomen inkomsten zijn de inkomsten uit de energiemarkt en de netto inkomsten uit de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten. Bovendien, maar alleen voor technologieën met hoge variabele kosten, d.w.z. technologieën die niet vaak worden geactiveerd op de energiemarkt, worden de in rekening genomen kosten verhoogd met de kost van één enkele activatietest. De kost van de activatietest is in het bijzonder van belang voor deze technologieën, gezien de kans om getest te worden groot is, omdat ze niet vaak worden geactiveerd op de energiemarkt, waardoor het in rekening brengen van een de kost van een activatietest relevant is.

Specifiek om bepaalde vereiste kostencomponenten te bepalen, vraagt Elia de hulp van een onafhankelijke expert. In dit verband zal de onafhankelijke expert in een studie, op een onderbouwde wijze, diverse gegevens met betrekking tot de kostenelementen die relevant zijn voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs voor alle beschouwde bestaande technologieën op de energiemarkt voorstellen. Het wordt passend geacht dat de selectie van de onafhankelijke expert en de opvolging van deze studie in overleg met de Commissie plaatsvindt, aangezien er een verband bestaat tussen de kostenraming voor de bepaling van de netCONE parameter relevant voor de kalibratie van de vraagcurve uitgevoerd door de Commissie en de kosten voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs.

De jaarlijks inframarginale inkomsten verdiend op de energiemarkt worden bepaald op basis van een simulatie zoals uitgewerkt in artikel 6, rekening houdend met een referentiescenario zoals beschreven in artikel 4, §7, en houden rekening met de mediane opbrengsten (P50) om redelijkerwijs rekening te houden met de risicoaversie in de besluitvorming van investeerders. Om de inkomsten uit de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten te bepalen, worden historische gegevens geanalyseerd. Er wordt met name rekening gehouden met de historische aankoopkosten voor een voortschrijdende periode van 36 maanden, waarbij een evenwicht wordt gezocht tussen het niet in aanmerking nemen van de inkomsten uit een te ver verleden en tegelijkertijd niet al te gevoelig zijn voor uitzonderlijke en dus niet representatieve inkomsten. In dit opzicht wordt een voortschrijdende periode van 36 maanden als een goede balans beschouwd. Bij de bepaling van de netto inkomsten uit de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten wordt rekening gehouden met de kosten die verband houden met de levering van deze diensten, met inbegrip van bijvoorbeeld, “must-run” kosten. Daarnaast wordt ook rekening gehouden met de opportuniteitskosten verbonden aan de levering van ondersteunende balanceringsdiensten. Deze opportuniteitskosten dienen geïnterpreteerd te worden als de niet-ontvangen inkomsten voor de levering van energiediensten die zouden verkregen zijn indien de capaciteit niet was gereserveerd voor de levering van ondersteunende balanceringsdiensten. Op deze manier wordt de dubbel-telling van inkomsten vermeden.

Door rekening te houden met de kost van capaciteit enerzijds, en de inkomsten uit de energiemarkt en de levering van ondersteunende balanceringsdiensten anderzijds, vermindert de intermediaire maximumprijs het risico op een onevenredige vergoeding via de capaciteitsveilingen, wat bijdraagt tot de algemene doelstelling om de kosten van het CRM tot een minimum te beperken en om een dubbele vergoeding tussen het CRM en de globale energiemarkt te vermijden. De methode voor het bepalen van het niveau van de intermediaire maximumprijs is ook in overeenstemming met de definitie van investeringsdrempels, waarbij een onderscheid wordt gemaakt tussen verschillende categorieën van capaciteit en de in aanmerking komende kosten die voor deze drempels in aanmerking komen overeenkomstig het koninklijk besluit bedoeld in artikel 7undecies, §5 (laatste lid) van de Elektriciteitswet. Tenslotte wordt het verwachte “missing money” verhoogd met een onzekerheidsmarge van 5% vanwege de vroegtijdige bepaling (de intermediaire



maximumprijs wordt ingeschat meerdere jaren voor de periode van capaciteitslevering waarop zij betrekking heeft) en om rekening te houden met algemene onzekerheden verbonden aan de assumpties die inherent zijn aan de simulaties die uitgevoerd worden ter inschatting van “missing money”.

Uitoefenprijs/referentieprijs

Het voor België gekozen CRM is een mechanisme van betrouwbaarheidsopties. Dit houdt enerzijds in dat de capaciteitshouders een vaste vergoeding ontvangen voor het ter beschikking stellen van hun capaciteit en anderzijds dat zij, naast hun eventuele gekoppelde penaltiteiten in geval van niet-naleving van de beschikbaarheidsverplichting, een deel van deze vergoeding moeten terugbetalen wanneer de prijs op de energiemarkt (de zogenaamde referentieprijs) een vooraf bepaald prijsniveau (de zogenaamde uitoefenprijs) overschrijdt. Deze terugbetaling wordt vaak de terugbetalingsverplichting genoemd.

Voor de toepassing van een dergelijk mechanisme moeten derhalve twee belangrijke parameters worden gedefinieerd: 1) de uitoefenprijs, d.w.z. het prijsniveau vanaf wanneer een deel van de vergoeding moet worden terugbetaald en 2) de referentieprijs, d.w.z. de prijs die de capaciteitsleverancier wordt geacht op de energiemarkt te hebben ontvangen. Voor de referentieprijs is het van essentieel belang het marktsegment te specificeren waarin de prijs in acht wordt genomen.

Een methodologie voor het bepalen van een uitoefenprijs en referentieprijs omvat verschillende principiële elementen met betrekking tot de terugbetalingsverplichting teneinde bij de kalibratie van deze parameters het door de wetgever nagestreefde doel te bereiken. De uitoefenprijs en de referentieprijs kunnen derhalve niet los worden gezien van de andere principes betreffende de terugbetalingsverplichting. Immers, indien deze principes niet van toepassing waren op de terugbetalingsverplichting, of indien andere principes op de terugbetalingsverplichting van toepassing waren geweest, had de voorkeur kunnen worden gegeven aan andere uitoefen- en referentieprijzen. Deze beginselen maken aldus integraal deel uit van de voorgestelde methodologie.

De keuze van het marktsegment voor de referentieprijs moet in overeenstemming zijn met de algemene doelstelling van het CRM om de bevoorradingszekerheid te waarborgen en een voldoende liquide prijssignaal te geven waartoe alle technologieën toegang hebben. De Belgische eenvormige day-aheadkoppeling wordt voorgesteld, aangezien deze het meest relevante marktsignaal vormt op het vlak van problemen met de toereikendheid, aangezien zij een sterk marktsignaal vormt omdat zij de meest robuuste en meest liquide spotmarkt van de laatste jaren is en dat ook in de toekomst zou moeten blijven.

Om via de terugbetalingsverplichting alleen de daadwerkelijk ontvangen inkomsten te beïnvloeden en de risico's voor de capaciteitsleveranciers (en dus de prijs van de ingediende offertes en de totale kosten van het mechanisme) niet onnodig te vergroten, moet de methodologie zich verzekeren van het feit dat deze inkomsten daadwerkelijk door de capaciteitsaanbieders zijn ontvangen. In dit verband is de capaciteit die in het kader van de geplande en ongeplande onbeschikbaarheid is gecontracteerd, vrijgesteld van de verplichting tot terugbetaling tijdens deze perioden van onbeschikbaarheid. Opgemerkt dient te worden dat dit hen niet ontslaat van enige andere verplichting of penaltiteit in het kader van het CRM. Om de risico's van de capaciteitsleveranciers en dus ook de aangeboden prijzen niet onnodig op te blazen (of zelfs hun mogelijkheden tot deelname te beperken) en om de mogelijkheid te voorzien dat het prijssignaal van het CRM het mogelijk maakt om op termijn het CRM te stoppen als de rentabiliteit van de energiemarkt het mogelijk maakt om de toereikendheid van de middelen te garanderen, voorziet de methodologie in een stop-loss-mechanisme.



Indien deze twee methodologische elementen niet waren voorzien, had de kalibratie van de uitoefenprijs zelf de bijkomende risico's die verbonden zijn aan de terugbetalingsverplichting moeten afwegen.

Aangezien het niveau van de uitoefenprijs elk jaar voor elke veiling zal worden gekalibreerd en zal worden opgenomen in de contracten die na de veiling voor dat jaar worden gegund, is een robuuste en consistente methodologie vereist voor deze kalibratie. Het niveau van de uitoefenprijs moet rekening houden met een aantal belangrijke overwegingen en doelstellingen: de neutraliteit van de technologie, de openstelling voor een maximaal aantal technologieën, de beperking van de totale kosten van het CRM en het voorkomen van willekeurige inkomsten, de naleving van het beginsel van de betrouwbaarheidsoptie, de beperking van de interferentie met de energiemarkt, de beperking van de algemene complexiteit van het mechanisme, evenals de waarborging van de haalbaarheid ervan. De voorgestelde methodologie eerbiedigt deze doelstellingen en overwegingen op evenwichtige wijze. De in dit koninklijk besluit voorgestelde methodologie voorziet in één enkele uitoefenprijs voor alle gecontracteerde capaciteiten, die ook beschouwd wordt voor capaciteiten zonder dagelijks programma, bepaald als de waarde van hun eigen aangegeven marginale activatiekosten indien deze hoger zijn dan de unieke voorziene uitoefenprijs in de veiling van de gecontracteerde capaciteit. Deze aanpak maakt het mogelijk dat capaciteiten met hoge marginale activatiekosten (bv. verschillende technologieën voor vraagbeheer) kunnen deelnemen aan het CRM zonder extra risico's te creëren door de terugbetalingsverplichting.

Om de unieke uitoefenprijs te bepalen, evalueert de in dit koninklijk besluit voorziene methodologie de historische curven van vraag en aanbod per dag en bepaalt de uitoefenprijs op een niveau dat ervoor zorgt dat een voldoende groot deel van de biedingen een prijs onder de uitoefenprijs heeft.

De keuze van de uitoefenprijs wordt gemaakt binnen een marge van [75 ; 85]% op de biedingen op de markt met een lagere prijs in de afgelopen drie winterperioden. Het gebruik van gegevens over drie winterperioden zorgt ervoor dat rekening wordt gehouden met trendmatige effecten en dat uitzonderlijke gebeurtenissen worden afgevlakt, zodat deze geen onevenredig grote invloed hebben op de selectie.

De jaarlijks bepaalde uitoefenprijs moet boven de variabele kosten van de eenheden in de capaciteitsmarkt met een dagelijks programma liggen, voldoende stabiel zijn, rekening houden met ontwikkelingen op de energiemarkt en ten slotte een redelijke kans behouden om door de referentieprijzen te worden bereikt.

De variabele kosten van eenheden in de capaciteitsmarkt met een dagelijks programma worden bepaald op basis van ingeschatte niveaus die bij de kalibratie worden verwacht voor de eerste periode van capaciteitslevering waarop de volgende veiling betrekking heeft en hun modelleringsmethodologie zal gebaseerd zijn op het model van de energiemarkt dat in dit koninklijk besluit wordt voorgesteld voor de bepaling van de andere veilingparameters.

De criteria vermeld in het koninklijk besluit maken het mogelijk om een voorstel voor de actualisatie van de uitoefenprijs te selecteren op basis van een multi-criteria analyse, rekening houdend met elementen die op dit moment nog niet te voorzien zijn betreffende de energiemarkt, het CRM, en de intrinsieke evolutie van de uitoefenprijs, waarvan alle details de facto niet in dit koninklijk besluit kunnen worden opgenomen.

Deze multi-criteria analyse houdt ook rekening met de vorm van de kalibratiecurve, zodat het mogelijk is om een uitoefenprijs te kiezen die bewuster rekening houdt met technologie-openheid. Als een bepaald deel van de curve bijvoorbeeld vlak is, kan het wenselijk zijn om een iets lagere uitoefenprijs te gebruiken zonder dat dit impliceert dat er een significant bijkomend volume boven de uitoefenprijs zou vallen. Door rekening te houden met de marktontwikkelingen kan geanticipeerd worden op verwachte trends. Aangezien de uitoefenprijs soms meerdere jaren van tevoren wordt vastgesteld, kan het nuttig zijn rekening te houden met verwachte veranderingen die niet in de kalibratiecurve kunnen worden opgenomen (zoals de opkomst van nieuwe technologieën of veranderingen na de inwerkingtreding



van bepaalde marktmechanismen). Daarnaast zorgt de stabiliteit van de uitoefenprijs gedurende meerdere jaren bijvoorbeeld voor een zekere stabiliteit zorgen in de vooruitzichten voor de komende jaren voor de deelnemers die moeten rekenen op een continue vernieuwing van eenjarige capaciteitscontracten. Tenslotte, om de keuze van een geschikte uitoefenprijs beter te kunnen garanderen, moet als bijkomend selectiecriteria de uitoefenprijs een redelijke kans hebben om door de referentieprijzen te worden bereikt.

Alle criteria voor de analyse zijn vastgelegd in het voorstel voor de kalibratie van de uitoefenprijs enkele maanden voor de veiling, zodat er geen onzekerheid in de markt wordt gezet.

Er wordt een marge van [75 ; 85]% toegepast op de kalibratiecurve aangezien dit toelaat een oplossing te vinden voor het geheel van selectiecriteria voor de uitoefenprijs. Op basis van de drie voorgaande winterperiodes komt dit neer op een marge van [250-700]€/MWh, die zowel de uitoefenprijs van 500 €/MWh bevat die in Ierland toegepast wordt en als referentie beschouwd wordt voor technologie-openheid, als de 300 €/MWh die als een potentiële waarde beschouwd wordt waarboven redelijkerwijs verondersteld kan worden dat de inkomsten in de energiemarkt niet volledig in de biedingen op de CRM-veiling zijn geïntegreerd. De voorgestelde bandbreedte van [75 ; 85]% is dus een compromis dat al deze elementen omvat.

Tenslotte, om ervoor te zorgen dat de uitoefenprijs bij de berekening van de terugbetalingsverplichting zijn effect niet gedeeltelijk verliest doorheen de tijd, wordt de uitoefenprijs geïndexeerd voor tijdens de veiling gecontracteerde capaciteiten die meer dan één periode van capaciteitslevering omvatten, vanaf de tweede periode van capaciteitslevering van het capaciteitscontract. De waarde van de index wordt berekend op basis van de evolutie van de Belgische elektriciteitsprijs en de berekeningswijze van de index is vastgelegd in de werkingsregels en/of in het contract. Deze indexering dekt het risico van een mogelijke dubbele vergoeding of, omgekeerd, een sterkere beperking dan aanvankelijk was voorzien voor de capaciteitsleverancier, door een deel af te nemen van de vergoeding die dient ter compensatie zijn "missing-money," dat hij wel had kunnen ontvangen indien de referentieprijzen ongewijzigd was gebleven..

Algemene voorwaarden en inwerkingtreding

Dit voorstel voor een koninklijk besluit bevat de nodige details over de onderwerpen die erin worden behandeld, zodat de Belgische staat het in aanmerking kan nemen in het kader van de aanmelding bij de Europese Commissie met het oog op de procedure voor de aanmelding van staatssteun voor het gehele CRM.



3.3. Proposition d'Arrêté Royal/Voorstel van Koninklijk Besluit

ROYAUME DE BELGIQUE SERVICE PUBLIC FÉDÉRAL ÉCONOMIE, P.M.E., CLASSES MOYENNES ET ÉNERGIE ARRÊTE ROYAL FIXANT LA METHODOLOGIE DE CALCUL DE CAPACITE ET DES PARAMETRES NECESSAIRES POUR LES ENCHERES DANS LE CADRE DU MECANISME DE REMUNERATION DE CAPACITE PHILIPPE, Roi des Belges, A tous, présents et à venir, Salut. Vu la Constitution, l'article 108 ; Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, l'article 7undecies, § 2, inséré par la loi du 22 avril 2019 ; Vu le règlement (UE) 2019/943 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité ; Vu la consultation des acteurs de marché organisée par le gestionnaire du réseau du 13 septembre 2019 au 30 octobre 2019 ; Vu la proposition du gestionnaire du réseau du [...] ; Vu l'avis de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz du 6 décembre 2019 ;	KONINKRIJK BELGIE FEDERALE OVERHEIDSDIENST ECONOMIE, K.M.O., MIDDENSTAND EN ENERGIE KONINKLIJK BESLUIT TOT VASTSTELLING VAN DE METHODOLOGIE VOOR CAPACITEITSBEREKENING EN PARAMETERS VOOR DE VEILINGEN IN HET KADER VAN HET CAPACITEITSVERGOEDINGSMECHANISME FILIP, Koning der Belgen, Aan allen die nu zijn en hierna wezen zullen, Onze Groet. Gelet op de Grondwet, artikel 108; Gelet op de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, artikel 7undecies, § 2, ingevoegd door de wet van 22 april 2019; Gelet op de verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit; Gelet op de raadpleging van de marktdeelnemers die de netbeheerder van 13 september 2019 tot 30 oktober 2019 heeft georganiseerd; Gelet op het voorstel van de netbeheerder van [...]; Gelet op het advies van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas van 6 december 2019;
--	--



Vu l'avis de l'Inspecteur des Finances, donné le [date]; Vu l'accord de la Ministre du Budget, donné le [date]; Vu l'analyse d'impact de la réglementation donnée le [date] ; Vu l'avis du Conseil d'Etat [...] donné le... (date), en application de l'article 84, § 1^{er}, alinéa 1^{er}, 2°, des lois sur le Conseil d'Etat, coordonnées le 12 janvier 1973 ; Sur proposition de la ministre de l'Energie, NOUS AVONS ARRÊTÉ ET ARRÊTONS :	Gelet op het advies van de Inspecteur van Financiën, bezorgd op [datum]; Gelet op het akkoord van de Minister van Begroting, bezorgd op [datum]; Gelet op de impactanalyse van de reglementering, bezorgd op [datum]; Gelet op het advies van de Raad van State [...], bezorgd op ... (datum), in toepassing van artikel 84, § 1, lid 1, 2°, van de Gecoördineerde wetten op de Raad van State van 12 januari 1973; Op de voordracht van de Minister van Energie, HEBBEN WIJ BESLOTEN EN BESLUITEN WIJ:
Chapitre 1er Définitions	Hoofdstuk 1 Definities
Art. 1. Les définitions contenues dans l'article 2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité s'appliquent au présent arrêté.	Art. 1. De definities in artikel 2 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt zijn van toepassing op dit besluit.
Art. 2. Pour l'application du présent arrêté, il faut entendre par : 1° « loi du 29 avril 1999 » : la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; 2° « règles de fonctionnement » : les règles visées à l'article 7undecies, § 8 de la loi du 29 avril 1999 ;	Art. 2. Voor de toepassing van dit besluit dient te worden verstaan onder: 1° "wet van 29 april 1999": de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt; 2° "werkingsregels": de regels bedoeld in artikel 7undecies, § 8, van de wet van 29 april 1999;



3° « règlement UE 2019/943 » : règlement (UE) 2019/943 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. 4° « contrepartie contractuelle » : la contrepartie désignée en exécution de l'article 7quaterdecies, § 1 de la loi du 29 avril 1999 ; 5° « unité du marché de capacité » : une capacité (« unité individuelle ») ou plusieurs capacités associées (« unité agrégée ») dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, utilisées afin de passer par les étapes successives du CRM, à savoir la phase de préqualification, puis la mise aux enchères, et ce dans le but d'être sélectionné afin de délivrer le service. ; 6° « unité du marché de capacité avec contrainte(s) énergétique(s) » : une unité du marché de capacité affectée par une limite journalière d'heures pendant lesquelles elle est capable de livrer de l'énergie ; 7° « candidat CRM » : le détenteur de capacité qui a entamé la procédure de préqualification ; 8° « candidat CRM préqualifié » : le détenteur de capacité qui est autorisé à participer à une mise aux enchères suite à la préqualification d'une ou plusieurs unités du marché de capacité ; 9° « service » : les droits et obligations contractuels d'une capacité visés dans le contrat de capacité ; 10° « accord de niveau de service » : le niveau de service par année civile qu'un fournisseur de capacité sélectionne pendant la procédure de préqualification par rapport à une unité du marché de capacité avec contrainte(s) énergétique(s) en fonction des contrainte(s) énergétique(s), comme déterminé dans le contrat de capacité ;	3° "Verordening (EU) 2019/943": Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en van de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne elektriciteitsmarkt. 4° "contractuele tegenpartij": de tegenpartij aangewezen in toepassing van artikel 7quaterdecies, § 1, van de wet van 29 april 1999; 5° "eenheid in de capaciteitsmarkt": een capaciteit ("individuele eenheid") of meerdere gegroepeerde capaciteiten ("geaggregeerde eenheid") in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme, gebruikt om de opeenvolgende fasen van het CRM te doorlopen, meer bepaald de prekwificatiefase, vervolgens de veiling, en dit met het doel om geselecteerd te worden om de dienst te leveren.; 6° "eenheid in de capaciteitsmarkt met energiebeperking(en)": een eenheid in de capaciteitsmarkt met een dagelijkse limiet van uren waarin ze energie kan leveren; 7° "CRM-kandidaat": de capaciteitshouder die de prekwificatieprocedure heeft aangevat; 8° "geprekwalificeerde CRM-kandidaat": de capaciteitshouder die gemachtigd is om deel te nemen aan een veiling volgend op de prekwificatie van één of meer eenheden in de capaciteitsmarkt; 9° "dienst": de contractuele rechten en verplichtingen van een capaciteit zoals bedoeld in het capaciteitscontract; 10° "overeenkomst inzake dienstverleningsniveau": het dienstverleningsniveau per kalenderjaar dat een capaciteitsleverancier tijdens de prekwificatieprocedure selecteert met betrekking tot een eenheid in de capaciteitsmarkt met (een) energiebeperking(en), zoals bepaald in het capaciteitscontract;
---	--



11° « contrat de capacité » : le contrat signé entre le fournisseur de capacité et la contrepartie contractuelle conformément à l'article 7undecies, § 7, al. 1 de la loi du 29 avril 1999 ; 12° « capacité » : la puissance associée à un point de livraison ; 13° « capacité contractée » : la capacité associée à une unité du marché de capacité qui a fait l'objet d'une transaction dans le marché primaire ou dans le marché secondaire (comme défini dans les règles de fonctionnement); 14° « transaction » : un accord sur les obligations découlant du service conclu entre un fournisseur de capacité et la contrepartie contractuelle dans le marché primaire ou secondaire (comme définis dans les règles de fonctionnement) sur base d'un contrat de capacité, à une date de transaction, identifié par un numéro de transaction, lié à un volume déterminé et qui couvre une période de transaction (comme définie dans les règles de fonctionnement); 15° « puissance nominale de référence » : la puissance maximale d'une capacité susceptible d'être offerte dans le mécanisme de rémunération de capacité ; 16° « puissance nominale de référence agrégée » : la puissance nominale de référence associée à une unité agrégée qui correspond à la somme des puissances nominales de référence de chaque capacité qui la constitue; 17° « agrégation » : une fonction exercée par une personne physique ou morale qui combine, en vue de la vente, de l'achat ou de la mise aux enchères sur tout marché de l'électricité, de multiples charges de consommation ou productions d'électricité ; 18° « situation de pénurie simulée » : Une situation, basé sur une simulation, durant laquelle la	11° "capaciteitscontract": het tussen de capaciteitsleverancier en de contractuele tegenpartij ondertekende contract in overeenstemming met artikel 7undecies, § 7, lid 1, van de wet van 29 april 1999; 12° "capaciteit": het aan een leveringspunt verbonden vermogen; 13° "gecontracteerde capaciteit": de capaciteit van een eenheid in de capaciteitsmarkt die het voorwerp is geweest van een transactie op de primaire of de secundaire markt (zoals gedefinieerd in de werkingsregels); 14° "transactie": een akkoord over de verplichtingen die uit de dienst voortvloeien, afgesloten tussen een capaciteitsleverancier en de contractuele tegenpartij op de primaire of secundaire markt (zoals gedefinieerd in de werkingsregels) op basis van een capaciteitscontract, op een transactiedatum, geïdentificeerd door een transactienummer, gekoppeld aan een bepaald volume, en dat een transactieperiode bestrijkt (zoals gedefinieerd in de werkingsregels); 15° "nominaal referentievermogen": het maximale vermogen van een capaciteit die in het capaciteitsvergoedingsmechanisme kan worden aangeboden; 16° "geaggregeerd nominaal referentievermogen": het nominaal referentievermogen geassocieerd aan een geaggregeerde eenheid die overeenkomt met de som van de nominale referentievermogens van elke capaciteit die er deel van uitmaakt; 17° "aggregatie": een functie van een natuurlijke persoon of rechtspersoon die de belasting of de opgewekte elektriciteit van verschillende afnemers voor de verkoop, koop of veiling op een elektriciteitsmarkt combineert;
--	---



charge ne pourra pas être couverte ou durant laquelle la charge ne pourrait pas être couverte en cas de charge additionnelle de 1MW, par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des possibilités d'importation et de l'énergie disponible sur le marché. ; 19° « offre » : offre faite par un candidat CRM pré-qualifié dans le cadre de la mise aux enchères ; 20° « point de livraison » : point sur un réseau d'électricité ou au sein des installations électriques d'un utilisateur de réseau, au niveau duquel le service est fourni, associé à un ou plusieurs équipements de mesure conformes aux standards établis par le gestionnaire du réseau ; 21° « prix maximum » : le prix maximal qui peut être offert pour une offre et la rémunération maximale qui peut être obtenue pour une offre ; 22° « programme journalier » : le programme de production d'une unité du marché de capacité (en MW) donné sur une base quart-horaire, fourni au gestionnaire du réseau sur le couplage unique journalier et mis à jour conformément aux règles du contrat CIPU, qui est le contrat de coordination de l'appel des unités de production conclu avec le gestionnaire du réseau, ou tout autre (ensemble de) contrat(s) régulé(s) destiné(s) à remplacer le contrat CIPU, conformément aux dispositions de l'Arrêté Royal du 22 avril 2019 tel que modifié de temps à autre, établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci; 23° « heures de pointes » : les heures à partir de 08.00 (HEC) à 20.00 (HEC) de chaque jour, exclus les week-ends et les jours fériés belges. 24° « couplage unique journalier »: le couplage unique journalier tel que défini dans le règlement européen (UE) 2015/1222 article 2, 26°.	18° "gesimuleerde tekortsituatie": een situatie, gebaseerd op een simulatie, waarin de lading niet kan worden gedekt of waarbij de lading niet zou kunnen worden gedekt in geval van een bijkomende lading van 1MW, door het geheel van de productiemiddelen ter beschikking van het Belgische elektriciteitsnet, rekening houdend met de invoermogelijkheden en de energie beschikbaar op de markt.; 19° "bod": bod van een geprekwalificeerde CRM-kandidaat in het kader van de veiling; 20° "leveringspunt": een punt op een elektriciteitsnet of binnen de elektrische installaties van een netgebruiker waar de dienst wordt geleverd, verbonden aan een of meer meettoestellen die aan de door de netbeheerder bepaalde normen voldoen; 21° "maximumprijs": de maximale prijs die voor een bod kan worden aangeboden en de maximale vergoeding die voor een bod kan worden verkregen; 22° "dagelijks programma": het productieprogramma van een eenheid in de capaciteitsmarkt (in MW), gegeven op kwartierbasis, dat binnen day-aheadtijdsbestek aan de netbeheerder wordt verstrekt en dat wordt geactualiseerd conform de regels van het CIPU-contract, dat het met de netbeheerder afgesloten contract voor de coördinatie van de inschakeling van de productie-eenheden is, of elk ander (geheel van) gereguleerde contract(en) ter vervanging van het CIPU-contract, in overeenstemming met de bepalingen van het Koninklijk Besluit van 22 april 2019 zoals van tijd tot tijd gewijzigd, tot vaststelling van een technisch reglement voor het beheer van en de toegang tot het elektriciteitstransmissienet; 23° "piekuren": de uren van 08.00 u. (CET) tot 20.00 u. (CET) van elke dag, met uitzondering van de week-ends en de Belgische feestdagen;
--	--



25° « opérateur désigné du marché de l'électricité (NEMO) »: l'opérateur désigné du marché de l'électricité (NEMO) tel que défini dans le règlement européen (UE) 2015/1222 article 2, 23°.	24° "eenvormige day-aheadkoppeling": de eenvormige day-aheadkoppeling zoals gedefinieerd in de Europese verordening (EU) 2015/1222 artikel 2, 26°; 25° "benoemde elektriciteitsmarktbeheerder (NEMO)": de benoemde elektriciteitsmarktbeheerder (NEMO) zoals gedefinieerd in de Europese verordening (EU) 2015/1222 artikel 2, 23°.
Chapitre 2 Scénario	Hoofdstuk 2 Scenario
Art. 3. Le gestionnaire du réseau établit les rapports visés à l'article 7undecies, § 2 de la loi du 29 avril 1999 sur la base d'un scénario de référence.	Art. 3. De netbeheerder bepaalt de verslagen bedoeld in artikel 7undecies, § 2, van de wet van 29 april 1999 op basis van een referentiescenario.
Art. 4. § 1er. Le scénario de référence est composé des paramètres relatifs à la consommation d'électricité, à la production d'électricité, au stockage, à la participation active de la demande et à la capacité d'interconnexion pour au minimum la zone de réglage belge et les zones de réglage qui lui sont directement reliées électriquement. § 2. Ces paramètres proviennent du plus récent scénario de référence visé à l'article 23, § 5, b) du Règlement UE 2019/943 . § 3. Le gestionnaire du réseau met à jour le scénario de référence sur la base des données et des publications pertinentes les plus récentes. § 4. Le scénario de référence est adapté sur la base de sensibilités permettant de tenir compte d'événements à haut impact mais de faible probabilité. Dans cette optique, une concertation est organisée entre le gestionnaire de réseau et la Direction générale de l'Energie pour sélectionner les événements à haut impact mais de faible probabilité, qui	Art. 4. § 1. Het referentiescenario bestaat uit parameters met betrekking tot het elektriciteitsverbruik, de elektriciteitsproductie, de opslag, de actieve deelname van de vraagzijde en de interconnectiecapaciteit voor ten minste de Belgische regelzone en de regelzones die er rechtstreeks elektrisch mee verbonden zijn. § 2. Deze parameters zijn afkomstig uit het recentste referentiescenario bedoeld in artikel 23, § 5, b) van Verordening (EU) 2019/943. § 3. De netbeheerder actualiseert het referentiescenario op basis van de recentste relevante gegevens en publicaties. § 4. Het referentiescenario wordt aangepast op basis van gevoeligheden die het mogelijk maken om rekening te houden met gebeurtenissen met een hoge impact maar lage waarschijnlijkheid. Daartoe wordt een overleg georganiseerd tussen de netbeheerder en de Algemene Directie Energie om de gebeurtenissen met hoge impact maar lage waarschijnlijkheid te bepalen, die onderworpen



seront soumis à la consultation publique, visée à l'article 5. Le gestionnaire de réseau met à disposition de la Direction générale de l'Energie tout document reçu au cours de la consultation publique. Sur cette base, la Direction générale de l'Energie informe le gestionnaire de réseau des événements à haut impact mais de faible probabilité qui sont à intégrer dans le scénario de référence. § 5. Le gestionnaire du réseau s'assure que le scénario de référence, adapté conformément au § 3 et § 4, répond aux critères de sécurité d'approvisionnement requis conformément à l'article 7undecies, § 3 de la loi du 29 avril 1999 en ajoutant de la capacité supplémentaire à la zone de réglage belge : 1° provenant de types présélectionnés lors de la consultation publique visée à l'article 5 ; 2° de manière itérative sur base d'une boucle d'optimisation économique. § 6. Le scénario de référence, adapté conformément aux § 3, § 4 et § 5, est utilisé pour la détermination du volume de capacité nécessaire visé par l'article 7undecies, § 2, alinéa 1 de la loi du 29 avril 1999, des facteurs de réduction visés par l'article 7undecies, § 2, alinéa 2 de la loi du 29 avril 1999, et de la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes visé par l'article 7undecies, § 4, alinéa 3 de la loi du 29 avril 1999. § 7. Pour la détermination des rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie, nécessaires à la calibration du prix maximum intermédiaire ainsi que des paramètres de prix de la courbe de demande, visés par l'article 7undecies, § 2, 2° de la loi du 29 avril 1999, le scénario de référence, adapté conformément aux § 3, § 4	zullen worden aan de openbare raadpleging bedoeld in artikel 5. De netbeheerder stelt alle documenten die hij in het kader van de openbare raadpleging ontvangt ter beschikking aan de Algemene Directie Energie. Op basis hiervan informeert de Algemene Directie Energie de netbeheerder over de gebeurtenissen met hoge impact maar lage waarschijnlijkheid die in het referentiescenario moeten worden opgenomen. § 5. De netbeheerder verzekert zich ervan dat het referentiescenario, aangepast in overeenstemming met § 3 en § 4, beantwoordt aan de criteria voor de bevoorradingszekerheid die worden geëist door artikel 7undecies, § 3, van de wet van 29 april 1999 door aan de Belgische regelzone bijkomende capaciteit toe te voegen: 1° afkomstig van types die tijdens de openbare raadpleging bedoeld in artikel 5 voorgeselecteerd werden; 2° op een iteratieve manier op basis van een economische optimalisatielus. § 6. Het referentiescenario, aangepast in overeenstemming met § 3, § 4 en § 5, wordt gebruikt voor de bepaling van het in artikel 7undecies, § 2, lid 1, van de wet van 29 april 1999 bedoelde noodzakelijke capaciteitsvolume, de in artikel 7undecies, § 2, lid 2, van de wet van 29 april 1999 bedoelde reductiefactoren, en de in artikel 7undecies, § 4, lid 3, van de wet van 29 april 1999 bedoelde maximale beschikbare invoercapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten. § 7. Voor de bepaling van de jaarlijkse inframarginale inkomsten verdiend op de energiemarkt, die nodig zijn voor de kalibratie van de intermediaire maximumprijs, zowel als voor de bepaling van de prijs gerelateerde parameters van de vraagcurve, bedoeld in artikel 7undecies, § 2, 2°, van de wet van 29 april 1999, wordt het volgens § 3, § 4 en §
--	--



et § 5, est utilisé en prenant en compte les hypothèses du scénario cité au § 2 en ce qui concerne la capacité d'interconnexion ainsi que la production d'électricité, le stockage et la participation active de la demande dans les zones de réglage qui sont directement reliées électriquement à la zone de réglage belge.	5 aangepaste referentiescenario gebruikt, rekening houdend met de hypothesen van het in § 2 genoemde scenario inzake de interconnectiecapaciteit en de elektriciteitsproductie, de opslag en de actieve deelname van de vraag in de regelzones die rechtstreeks elektrisch met de Belgische regelzone verbonden zijn.
Art. 5. § 1er. La consultation publique sur les hypothèses de base est organisée par le gestionnaire du réseau conformément à l'article 7undecies, § 2, alinéa 1^{er} de la loi du 29 avril 1999 durant une période de minimum un mois. Le gestionnaire du réseau informe notamment la Direction générale de l'Energie, la Commission et les acteurs de marché de la tenue de cette consultation. § 2. La consultation publique porte au moins sur : 1° les paramètres visés à l'article 4, § 1^{er} pour la zone de réglage belge ainsi que sur les adaptations de ces paramètres visés à l'article 4, § 3 pour les autres zones de réglage simulées ; 2° la sélection des sensibilités visées à l'article 4, § 4 ; 3° le type de capacité supplémentaire visé à l'article 4, § 5, 1°.	Art. 5. § 1. De openbare raadpleging over de basishypothesen wordt door de netbeheerder georganiseerd in overeenstemming met artikel 7undecies, § 2, lid 1, van de wet van 29 april 1999 gedurende een periode van ten minste een maand. De netbeheerder informeert met name de Algemene Directie Energie, de Commissie en de marktdeelnemers over het houden van deze raadpleging. § 2. De openbare raadpleging heeft ten minste betrekking op: 1° de parameters bedoeld in artikel 4, § 1 voor de Belgische regelzone en de aanpassingen van deze parameters bedoeld in artikel 4, § 3 voor de andere gesimuleerde regelzones; 2° de keuze van de gevoeligheden bedoeld in artikel 4, § 4; 3° het type bijkomende capaciteit bedoeld in artikel 4, § 5, 1°.
Chapitre 3 Facteurs de réduction	Hoofdstuk 3 Reductiefactoren
Art. 6. § 1er. Le gestionnaire du réseau réalise une simulation du marché de l'électricité, afin de déterminer les paramètres visés à l'article 4, § 6 et § 7 ainsi que l'ajout de la capacité supplémentaire, visé à l'article 4, § 5.	Art. 6. § 1. De netbeheerder voert een simulatie van de elektriciteitsmarkt uit om de parameters te bepalen bedoeld in artikel 4, § 6 en § 7, evenals de toevoeging van bijkomende capaciteit bedoeld in artikel 4, § 5.



§ 2. La simulation se base sur les sections pertinentes de la méthodologie d'évaluation de l'adéquation des ressources européennes référencée à l'article 23 du Règlement UE 2019/943, sous réserve que cette méthodologie ait été adoptée au moment de la simulation. § 3. La simulation applique les exigences décrites dans la méthodologie visée au §2, dans la mesure où elles sont implémentées dans le rapport d'évaluation de l'adéquation des ressources européennes le plus récent publié par REGRT au moment de réaliser le calcul des facteurs de réduction. § 4. La simulation fournit la répartition horaire de la production par technologie ainsi que la position nette de la zone de réglage belge et, a minima, de l'ensemble des zones de réglage qui lui sont directement reliées électriquement.	§ 2. De simulatie is gebaseerd op de relevante delen van de methodologie voor de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening bedoeld in artikel 23 van Verordening (EU) 2019/943, op voorwaarde dat deze methodologie op het ogenblik van de simulatie werd aangenomen. § 3. De simulatie past de eisen toe die worden beschreven in de methodologie bedoeld in § 2, voor zover ze geïmplementeerd zijn in het meest recente verslag van de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening, zoals gepubliceerd door ENTSB op het ogenblik van de berekening van de reductiefactoren. § 4. De simulatie geeft de verdeling per uur weer van de productie per technologie evenals de netto positie van de Belgische regelzone en, ten minste, van het geheel van de regelzones die rechtstreeks elektrisch met de Belgische regelzone verbonden zijn.
Art. 7. § 1er. Pour la détermination des facteurs de réduction, les technologies (connectées à la zone de réglage belge et sur l'ensemble des zones directement reliées électriquement à la zone de réglage belge) susceptibles de participer au mécanisme de rémunération de capacité sont classées dans l'une des catégories suivantes: 1° les catégories d'accords de niveau de service : cette catégorie inclut la réponse du marché y compris la participation active de la demande, les technologies de stockage à petite échelle et les groupes de secours permettant l'ilotage, de manière individuelle ou agrégée ; elle est également accessible par choix à toutes les technologies sans programme journalier ; 2° les technologies thermiques avec programme journalier : cette catégorie inclut les turbines gaz-vapeur, les turbines à gaz, les turbojets, les moteurs au gaz autonomes, les moteurs diesel auto-	Art. 7. § 1. Voor de bepaling van de reductiefactoren worden de technologieën (in de Belgische regelzone en het geheel van de regelzones die rechtstreeks elektrisch met de Belgische regelzone verbonden zijn) die aan het capaciteitsvergoedingsmechanisme kunnen deelnemen in een van de volgende categorieën ingedeeld: 1° de categorieën met overeenkomsten inzake dienstverleningsniveau: deze categorie omvat de marktrespons, met inbegrip van de actieve deelname van de vraagzijde, de kleinschalige opslagtechnologieën en de noodstroomgroepen die in eilandbedrijf kunnen opereren, individueel of geaggregeerd; ze is ook naar keuze toegankelijk voor alle technologieën zonder dagelijks programma; 2° de thermische technologieën met dagelijks programma: deze categorie omvat de stoom- en gasturbines, de gasturbines, de turbojets, de autonome gasmotoren, de autonome dieselmotoren,



nomes, les centrales de cogénération, les centrales à biomasse et les installations d'incinération des déchets ainsi que les centrales nucléaires et les centrales à charbon; 3° les technologies à énergie limitée avec programme journalier : cette catégorie inclut les technologies de stockage à grande échelle ainsi que les installations de pompage-turbine ; 4° les technologies dépendantes des conditions climatiques : cette catégorie inclut les éoliennes terrestres, les éoliennes en mer, les installations à l'énergie solaire et les centrales hydrauliques au fil de l'eau, avec programme journalier ainsi que celles sans programme journalier qui ont fait le choix de ne pas participer à une catégorie d'agrégation visée à l'article 7, § 1, 1° ; 5° les technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution: cette catégorie inclut les centrales de cogénération utilisant de la biomasse, les centrales à biomasse, les installations d'incinération des déchets et les centrales de cogénération au gaz, pour autant que le choix ait été fait de ne pas participer à une catégorie d'agrégation visée à l'article 7, § 1, 1°. § 2. Pour les catégories d'accords de niveau de service, les données d'entrée de la simulation sont d'abord divisées en sous-catégories, représentées par différents accords de niveau de service, sur la base de la contrainte de durée d'activation ou de toute autre contrainte technique définie dans le rapport visé à l'article 7undecies, § 2, 2° de la loi du 29 avril 1999. Les facteurs de réduction de chaque accord de niveau de service sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de chaque accord de niveau de service pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée associée à chaque accord de niveau de service. La contribution	de centrales avec warmtekrachtkoppeling, de biomassacentrales et de afvalverbrandingsinstallaties aussi bien que kerncentrales et de steenkoolcentrales; 3° de technologieën met beperkte energie met dagelijks programma: deze categorie omvat de grootschalige opslagtechnologieën en de pomp-opslaginstallaties; 4° de van de weersomstandigheden afhankelijke technologieën: deze categorie omvat de windturbines op het land, de windturbines op zee, de zonne-energie installaties en de waterkrachtcentrales op waterlopen met dagelijks programma, en evenals de technologieën zonder dagelijks programma die ervoor hebben gekozen om niet deel te nemen aan een aggregatiecategorie bedoeld in artikel 7, § 1, 1°; 5° de thermische technologieën zonder dagelijks programma die aangesloten zijn op het distributienet of op een gesloten distributienet: deze categorie omvat de centrales met warmtekrachtkoppeling die biomassa gebruiken, de biomassacentrales, de afvalverbrandingsinstallaties en de centrales met warmtekrachtkoppeling op basis van gas die ervoor hebben gekozen om niet deel te nemen aan een aggregatiecategorie bedoeld in artikel 7, § 1, 1°. § 2. Voor de categorieën met overeenkomsten inzake dienstverleningsniveau worden de invoergegevens van de simulatie eerst verdeeld in subcategorieën, vertegenwoordigd door verschillende overeenkomsten inzake dienstverleningsniveau op basis van beperkingen met betrekking tot de activeringsduur of van elke andere technische beperking die wordt gedefinieerd in het verslag bedoeld in artikel 7undecies, § 2, 2°, van de wet van 29 april 1999. De reductiefactoren van elke overeenkomst inzake dienstverleningsniveau worden bepaald door de verwachte gemiddelde bijdrage
---	--



moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 6. § 3. Les facteurs de réduction des technologies thermiques avec programme journalier sont déterminés, pour chaque technologie, en soustrayant le taux d'arrêt fortuit, basé sur des données historiques et exprimé en pourcentage, de cent pourcent. § 4. Les facteurs de réduction des technologies à énergie limitée avec programme journalier sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée de la technologie applicable. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 6. § 5. Les facteurs de réduction des technologies dépendantes des conditions climatiques sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée de la technologie applicable. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 6. § 6. Les facteurs de réduction des technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 6. Les facteurs de réduction des technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution sont déterminés sur la base des données de mesure disponibles. Si ces données de mesure nécessaires sont jugées insuffisantes par le gestion-	van elke overeenkomst inzake dienstverleningsniveau tijdens gesimuleerde tekortsituaties te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen van elke overeenkomst inzake dienstverleningsniveau. De gemiddelde bijdrage wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 6. § 3. De reductiefactoren van de thermische technologieën met dagelijks programma worden voor elke technologie bepaald door de verhouding onverwachte stilstanden, gebaseerd op historische gegevens en uitgedrukt in procent, af te trekken van 100 procent. § 4. De reductiefactoren van de technologieën met beperkte energie met dagelijks programma worden bepaald door de verwachte gemiddelde bijdrage van deze technologieën tijdens de gesimuleerde tekortsituaties te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen van de toepasselijke technologie. De gemiddelde bijdrage wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 6. § 5. De reductiefactoren van de technologieën die afhankelijk zijn van de weersomstandigheden worden bepaald door de verwachte gemiddelde bijdrage van deze technologieën tijdens de gesimuleerde tekortsituaties te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen van de toepasselijke technologie. De gemiddelde bijdrage wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 6. § 6. De reductiefactoren van de thermische technologieën zonder dagelijks programma die aangesloten zijn op het distributienet of op een gesloten distributienet worden bepaald door de verwachte gemiddelde bijdrage van deze technologieën tijdens de gesimuleerde tekortsituaties te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen. De gemiddelde bijdrage wordt bepaald op
---	---



naire du réseau, les facteurs de réduction sont déterminés en divisant la contribution maximale des technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution pendant les situations de pénurie simulées sur la base des données disponibles par la puissance de référence nominale agrégée. La contribution maximale est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 6.	basis van de simulatie bedoeld in artikel 6. De reductiefactoren van de thermische technologieën zonder dagelijks programma die aangesloten zijn op het distributienet of op een gesloten distributienet worden bepaald op basis van de beschikbare meetgegevens. Indien de netbeheerder deze vereiste meetgegevens ontoereikend acht, worden de reductiefactoren bepaald door de maximale bijdrage van de thermische technologieën zonder dagelijks programma die aangesloten zijn op het distributienet of op een gesloten distributienet tijdens de gesimuleerde tekortsituaties op basis van de beschikbare gegevens te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen. De maximale bijdrage wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 6.
Art. 8. § 1er. La capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes d'une zone de réglage est défini par le gestionnaire du réseau, pour chaque zone de réglage directement reliée électriquement à la zone de réglage belge, en conformité avec l'article 26 du Règlement UE 2019/943. § 2. Dans l'attente de l'adoption des méthodologies, propositions ou décisions pertinentes permettant l'application de l'article 26 du Règlement UE 2019/943, la contribution de chaque zone de réglage directement reliée électriquement à la Belgique est déterminée par la contribution de ces zones pendant les situations de pénurie simulées sur la base des résultats de la simulation visée à l'article 6. § 3. La capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes est exprimé en puissance [MW]. § 4. La capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes d'une zone de réglage tient compte de la manière dont les échanges transfrontaliers sont modélisés sur le marché. Il est soit basé sur les	Art. 8. § 1. De maximale beschikbare invoercapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten in een regelzone wordt door de netbeheerder bepaald voor elke regelzone die rechtstreeks elektrisch met de Belgische regelzone verbonden is, in overeenstemming met artikel 26 van Verordening (EU) 2019/943. § 2. In afwachting van de aanname van de relevante methodologieën, voorstellen of besluiten die de toepassing mogelijk maken van artikel 26 van Verordening (EU) 2019/943, wordt de bijdrage van elke regelzone die rechtstreeks elektrisch met België verbonden is, bepaald door de bijdrage van deze zones tijdens de gesimuleerde tekortsituaties, op basis van de resultaten van de simulatie bedoeld in artikel 6. § 3. De maximale beschikbare invoercapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten wordt uitgedrukt in vermogen [MW]. § 4. De maximale beschikbare invoercapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten van een regelzone houdt rekening met de manier waarop de grensoverschrijdende uitwisselingen op de markt worden gemodelleerd. Hij is gebaseerd op ofwel de stromen, ofwel de



flux, soit basé sur la capacité nette de transfert avec la zone de réglage belge. § 5. La contribution d'une zone de réglage dans une approche fondée sur les flux incluant la zone de réglage belge et pour une heure spécifique : 1° pour les zones de réglage en situation d'exportation, est déterminée par la position nette de la zone de réglage belge multipliée par le rapport entre la position nette de la zone de réglage en situation d'exportation et la somme des positions nettes de l'ensemble des zones de réglage en situation d'exportation ; et 2° pour les zones de réglage en situation d'importation, est nulle. § 6. La contribution d'une zone de réglage dans une approche fondée sur la capacité nette de transfert avec la zone de réglage belge et pour une heure spécifique : 1° est déterminée par l'échange commercial si cet échange commercial est dirigé de la zone de réglage étrangère vers la zone de réglage belge ; 2° est nulle dans le cas contraire.	netto transfercapaciteit met de Belgische regelzone. § 5. De bijdrage van een regelzone in een stroomgebaseerde aanpak die de Belgische regelzone omvat en voor een specifiek uur: 1° wordt voor de regelzones in een exportsituatie bepaald door de netto positie van de Belgische regelzone, vermenigvuldigd met de verhouding tussen de netto positie van de regelzone in een exportsituatie en de som van de netto posities van het geheel van de regelzones in een exportsituatie; en 2° is nul voor de regelzones in een importsituatie. § 6. De bijdrage van een regelzone in een nettransmissiecapaciteitsbenadering met de Belgische regelzone en voor een specifiek uur: 1° wordt bepaald door de commerciële uitwisseling als die commerciële uitwisseling van de buitenlandse regelzone naar de Belgische regelzone gaat; 2° is in het andere geval nul.
Chapitre 4 Prix maximum intermédiaire	Hoofdstuk 4 Intermediaire maximumprijs
Art. 9. Le prix maximum intermédiaire est le prix maximum qui s'applique aux offres pour une unité du marché de capacité relevant de la catégorie de capacité associée à un contrat de capacité couvrant une seule période de fourniture de capacité.	Art. 9. De intermediaire maximumprijs is de maximumprijs die van toepassing is op de biedingen voor een eenheid in de capaciteitsmarkt die valt binnen de capaciteitscategorie geassocieerd aan een capaciteitscontract voor één enkele periode van capaciteitslevering
Art. 10. § 1er. Le prix maximum intermédiaire (en €/MW/an) est égal au « missing-money » de la technologie ayant le « missing-money » le plus élevé parmi les technologies reprises dans la liste réduite de technologies existantes visées à l'article 12, §1.	Art. 10. § 1. De intermediaire maximumprijs (in €/MW/jaar) is gelijk aan het "missing-money" van de technologie met het hoogste "missing-money" van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van bestaande technologieën bedoeld in artikel 12, § 1.



§ 2. Le « missing-money » est calculé pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes visée à l'article 12, § 1 selon la formule indiquée à l'article 14, en tenant compte de l'estimation des coûts et de l'estimation des revenus visées aux articles 12 et 13.	§ 2. Het "missing-money" wordt voor elke technologie die opgenomen is in de beperkte lijst van bestaande technologieën bedoeld in artikel 12, § 1 berekend volgens de in artikel 14 vermelde formule, rekening houdend met de raming van de kosten en de raming van de opbrengsten bedoeld in artikelen 12 en 13.
Art. 11. § 1er. En concertation avec la Commission, le gestionnaire du réseau fait réaliser par un expert indépendant une étude qui a comme objectif la détermination des coûts des technologies que le gestionnaire du réseau juge pertinentes pour la détermination du prix maximal intermédiaire. Une technologie est jugée pertinente pour la détermination du prix maximum intermédiaire si elle peut raisonnablement être disponible pour la période de fourniture de capacité visée afin de contribuer réellement à la sécurité d'approvisionnement, elle est susceptible d'être l'une des technologies les moins rentables et si elle est conforme aux limites relatives aux émissions de CO₂ ou à toute autre limite légale. L'étude de l'expert indépendant est mise à jour en cas d'évolutions significatives du marché ou des conditions technologiques et au moins tous les trois ans. § 2. Pour chaque technologie existante comprise dans l'étude, les éléments nécessaires pour déterminer les coûts suivants sont fournis : 1° les dépenses d'investissements récurrentes annualisées non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à une augmentation de la puissance de référence nominale (en €/MW/an), y compris les coûts nécessaires pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année, le cas échéant;	Art. 11. § 1. De netbeheerder laat in overleg met de Commissie een onafhankelijke deskundige een studie uitvoeren die tot doel heeft de kosten te bepalen van de technologieën die de netbeheerder relevant acht voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs. Een technologie wordt relevant geacht voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs indien deze redelijkerwijs beschikbaar kan zijn tijdens de desbetreffende periode van capaciteitslevering om een reële bijdrage te leveren aan de bevoorradingszekerheid, het waarschijnlijk is dat deze een van de minst performante technologieën is en dat deze voldoet aan de limieten betreffende CO₂-emissies of alle andere wettelijke limieten. De studie van de onafhankelijke deskundige wordt geactualiseerd in het geval van significante evoluties van de markt of van de technologische omstandigheden, en ten minste om de drie jaar. § 2. Voor elke in de studie opgenomen bestaande technologie worden de elementen verstrekt die nodig zijn om de volgende kosten te bepalen: 1° de recurrente investeringskosten op jaarbasis die niet rechtstreeks verband houden met een verlenging van de technische levensduur van de installatie of met een verhoging van het nominale referentievermogen (in €/MW/jaar), in voorkomend geval met inbegrip van de noodzakelijke kosten van grote onderhoudswerken aan installaties die niet noodzakelijk elk jaar gebeuren;



2° les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/MW/an) ; 3° les coûts variables opérationnels et de maintenance, à l'exclusion des coûts de carburants, coûts de CO₂ et coûts de personnel (en €/MWh).	2° de jaarlijkse vaste operationele en onderhoudskosten (in €/MW/jaar); 3° de variabele operationele en onderhoudskosten, exclusief brandstofkosten, CO₂-kosten en personeelskosten (in €/MWh).
Art. 12. § 1er. Le gestionnaire du réseau détermine, sur base de l'étude visée à l'article 11, après consultation publique, une liste réduite de technologies existantes qui seront considérées pour la détermination du prix maximal intermédiaire. § 2. Pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes visée à l'article 12, §1, le gestionnaire du réseau évalue, sur base de l'étude visée à l'article 11, les éléments de coûts suivants pour la période de fourniture de capacité à laquelle se réfère le prix maximum intermédiaire: 1° les dépenses d'investissements récurrentes annualisées non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à une augmentation de la puissance de référence nominale (en €/MW/an), y compris les coûts nécessaires pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année, le cas échéant; 2° les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/MW/an) ; 3° les coûts variables opérationnels et de maintenance, autre que des coûts de carburants et des coûts de CO₂ visés aux points 4° et 5° du présent paragraphe et des coûts de personnel (en €/MWh) ; 4° les coûts de carburants (en €/MWh) ; 5° les coûts de CO₂ (en €/tCO₂);	Art. 12. § 1. De netbeheerder stelt op basis van de studie bedoeld in artikel 11, na openbare raadpleging, een beperkte lijst op van bestaande technologieën die in aanmerking genomen zullen worden voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs. § 2. Voor elke technologie die opgenomen is in de beperkte lijst van bestaande technologieën bedoeld in artikel 12, § 1, beoordeelt de netbeheerder op basis van de studie bedoeld in artikel 11 de volgende kostenelementen voor de periode van capaciteitslevering waarop de intermediaire maximumprijs betrekking heeft: 1° de recorrente investeringskosten op jaarbasis die niet rechtstreeks verband houden met een verlenging van de technische levensduur van de installatie of met een verhoging van het nominale referentievermogen (in €/MW/jaar), in voorkomend geval met inbegrip van de noodzakelijke kosten van grote onderhoudswerken aan installaties die niet noodzakelijk elk jaar gebeuren; 2° de jaarlijkse vaste operationele en onderhoudskosten (in €/MW/jaar); 3° de variabele operationele en onderhoudskosten, andere dan de brandstofkosten en de CO₂-kosten bedoeld in punten 4° en 5° van deze paragraaf en de personeelskosten (in €/MWh); 4° de brandstofkosten (in €/MWh); 5° de CO₂-kosten (in €/tCO₂);



6° les coûts d'activation liés aux tests de disponibilité (en €/MWh) prévus dans les règles de fonctionnement visées par l'article 7undecies, § 8 de la loi du 29 avril 1999; § 3. L'estimation des éléments de coûts est mise à jour annuellement.	6° de activatiekosten voor de beschikbaarheids-tests (in €/MWh) voorzien in de werkingsregels bedoeld in artikel 7undecies, § 8, van de wet van 29 april 1999; § 3. De raming van de kostenelementen wordt jaarlijks geactualiseerd.
Art. 13. § 1er. Pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes visée à l'article 12, § 1, le gestionnaire du réseau évalue les composants de revenus suivants pour la période de fourniture de capacité à laquelle se réfère le prix maximum intermédiaire: 1° les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie (en €/MW/an) ; 2° les revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage (en €/MW/an). § 2. Les rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie : 1° sont déterminés sur base d'une simulation du marché de l'électricité visée à l'article 6 ; 2° prennent en compte le scénario de référence visé à l'article 4, § 7 ; 3° correspondent aux revenus P50, tenant en compte le niveau du prix d'exercice applicable visé à l'article 18, diminué par les coûts variables tels que déterminés dans l'estimation des composants de coûts visée à l'article 12, § 2, 3° à 5°. § 3. Les revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage : 1° correspondent avec les coûts historiques moyens des réservations par le gestionnaire du réseau pour les services destinés au réglage de l'équilibre, sur la base des trente-six derniers mois ;	Art. 13. § 1. Voor elke technologie die opgenomen is in de beperkte lijst van bestaande technologieën bedoeld in artikel 12, § 1, beoordeelt de netbeheerder de volgende opbrengstcomponenten voor de periode van capaciteitslevering waarop de intermediaire maximumprijs betrekking heeft: 1° de jaarlijkse inframarginale inkomsten die op de energiemarkt worden verdiend (in €/MW/jaar); 2° de netto opbrengsten van de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten (in €/MW/jaar). § 2. De jaarlijkse inframarginale inkomsten die op de energiemarkt worden verdiend: 1° worden bepaald op basis van een simulatie van de elektriciteitsmarkt bedoeld in artikel 6; 2° houden rekening met het referentiescenario bedoeld in artikel 4, § 7; 3° komen overeen met de P50 opbrengsten, rekening houdend met het niveau van de toepasselijke uitoefenprijs bedoeld in artikel 18, verminderd met de variabele kosten zoals bepaald in de raming van de kostencomponenten bedoeld in artikel 12, § 2, 3° tot 5°. § 3. De netto opbrengsten van de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten: 1° komen overeen met de gemiddelde historische kosten van de reserveringen door de netbeheer-



2° sont diminués par les coûts liés à la livraison de ces services auxiliaires destinés au réglage de l'équilibre, y compris le coût « must-run » ; 3° prennent en compte les coûts d'opportunités liés à la participation à ces services auxiliaires. § 4. L'estimation des composants de revenus est mise à jour annuellement.	der van de voor de regeling van het evenwicht bestemde diensten, op basis van de afgelopen zesendertig maanden; 2° worden verminderd met de kosten die verband houden met de levering van deze voor de regeling van het evenwicht bestemde diensten, met inbegrip van de "must-run" kosten; 3° houden rekening met de opportuïteitskosten die verband houden met de deelname aan deze ondersteunende diensten. § 4. De raming van de opbrengstcomponenten wordt jaarlijks geactualiseerd.
Art. 14. § 1er. Pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes visée à l'article 12, § 1, le gestionnaire du réseau calcule le « missing-money » selon les étapes suivantes : 1° Dépenses d'investissements visés à l'article 12, § 2, 1° ; 2° Augmenté par les coûts visés à l'article 12, § 2, 2° ; 3° Augmenté, pour les technologies avec un coût variable élevé, par le coût d'activation visés à l'article 12, § 2, 6° ; 4° Diminué par les rentes visés à l'article 13, § 1, 1° ; 5° Diminué par les revenus visés à l'article 13, § 1, 2° ; et 6° Le résultat total est augmenté d'une marge d'incertitude de 5%. .	Art. 14. § 1. Voor elke technologie die opgenomen is in de beperkte lijst van bestaande technologieën bedoeld in artikel 12, §1, berekent de netbeheerder het "missing-money", overeenkomstig de volgende stappen: 1° De recurrenente investeringskosten bedoeld in artikel 12, § 2, 1°; 2° Vermeerderd met de kosten bedoeld in artikel 12, § 2, 2°; 3° Vermeerderd, voor de technologieën met een hoge variabele kost, met de activatiekost bedoeld in artikel 12, § 2, 6°; 4° Verminderd met de inkomsten bedoeld in artikel 13, § 1, 1°; 5° Verminderd met de opbrengsten bedoeld in artikel 13, § 1, 2°; en 6° Het totale resultaat wordt vermeerderd met een onzekerheidsmarge van 5%.
Chapitre 5	Hoofdstuk 5
	Referentieprijis en uitoefenprijis



Prix de référence et prix d'exercice	
Art. 15. § 1er. Pour une unité du marché de capacité, le prix de référence et le prix d'exercice d'une capacité contractée s'appliquent dans l'obligation de remboursement visée à l'article 7undecies, § 7 de la loi du 29 avril 1999 qui est calculée par le gestionnaire de réseau, pour tout moment de la période de fourniture de capacité auquel cette unité du marché de capacité est soumise à la capacité contractée. § 2. L'obligation de remboursement s'entend en euro par heure (€/h). § 3. Les modalités de l'obligation de remboursement sont établies dans les règles de fonctionnement et sont décrites plus en détail dans le contrat de capacité. § 4. L'obligation de remboursement s'entend pour chacune des transactions d'une unité de marché de capacité. § 5. Les unités du marché de capacité (partiellement ou entièrement) indisponibles sont exemptées à raison de l'indisponibilité justifiée d'obligation de remboursement à hauteur de leur indisponibilité comme déterminée selon les règles de fonctionnement. 1° L'indisponibilité concernée doit être communiquée au gestionnaire du réseau avant la détection des moments pendant lesquels le monitoring de la disponibilité des unités du marché de capacité a lieu suivant les règles de fonctionnement. 2° Un ratio de disponibilité est défini par la proportion de la capacité disponible au sens de l'obligation de disponibilité visée à l'article 7undecies, § 7 de la loi du 29 avril 1999 par rapport à la capacité contractée totale (comme définie dans les règles de fonctionnement), calculée par unité par quart d'heure.	Art. 15. § 1. Voor een eenheid in de capaciteitsmarkt gelden de referentieprij en uitoefenprij in de terugbetalingsverplichting bedoeld in artikel 7undecies, § 7, van de wet van 29 april 1999, die door de netbeheerder wordt berekend, voor elk ogenblik van de periode van capaciteitslevering waarop die eenheid in de capaciteitsmarkt onderworpen is aan de gecontracteerde capaciteit. § 2. De terugbetalingsverplichting wordt uitgedrukt in euro per uur (€/h). § 3. De modaliteiten van de terugbetalingsverplichting zijn in de werkingsregels bepaald en worden meer gedetailleerd beschreven in het capaciteitscontract. § 4. De terugbetalingsverplichting geldt voor elke transactie van een eenheid in de capaciteitsmarkt. § 5. De eenheden in de capaciteitsmarkt die (gedeeltelijk of volledig) onbeschikbaar zijn, zijn vrijgesteld van de terugbetalingsverplichting wegens gerechtvaardigde onbeschikbaarheid, in verhouding met hun onbeschikbaarheid zoals bepaald door de werkingsregels. 1° De betreffende onbeschikbaarheid moet aan de netbeheerder worden meegedeeld voorafgaand aan de detectie van de ogenblikken waarop de monitoring van de beschikbaarheid van de eenheden in de capaciteitsmarkt, zoals bepaald in de werkingsregels, plaatsvindt. 2° Een beschikbaarheidsratio wordt gedefinieerd door de verhouding van de beschikbare capaciteit in de zin van de beschikbaarheidsverplichting bedoeld in artikel 7undecies, § 7, van de wet van 29 april 1999 tegenover de totale gecontracteerde



§ 6. L'obligation de remboursement résulte de la multiplication de: - la différence positive entre le prix de référence visé aux articles 16 et 17 et le prix d'exercice visé à l'article 18 de l'heure considérée ; - par la capacité contractée pour cette même heure ; - par le ratio de disponibilité d'une unité du marché de capacité à une heure considérée correspondant à la prise en compte des indisponibilités programmées ou non de l'unité du marché de capacité dans l'obligation de remboursement. § 7. Pour les unités avec contrainte(s) énergétique(s), l'obligation de remboursement sur la transaction ou les transactions de l'unité du marché de capacité s'applique pour toute heure considérée dans la période de fourniture de capacité pour laquelle un calcul de capacité disponible prouvée est considéré selon les règles de fonctionnement. § 8. Pour les unités avec contrainte(s) énergétique(s), la capacité contractée divisée par le facteur de réduction de la transaction se substitue à la capacité contractée dans l'obligation de remboursement du § 6° de l'article 15. § 9. Les obligations de remboursement liées à des transactions du marché primaire (comme défini dans les règles de fonctionnement) sur une période de fourniture de capacité font l'objet d'un mécanisme d'arrêt des pertes ('Stop-Loss') correspondant à la somme des rémunérations de capacité des transactions du marché primaire (comme défini dans les règles de fonctionnement) pour cette unité du marché de capacité sur cette même période de fourniture de capacité.	capacité (zoals gedefinieerd in de werkingsregels), berekend per eenheid per kwartier. § 6. De terugbetalingsverplichting is het resultaat van de vermenigvuldiging van: - het positieve verschil tussen de referentieprijs bedoeld in artikelen 16 en 17 en de uitoefenprijs bedoeld in artikel 18 voor het gegeven uur; - met de gecontracteerde capaciteit voor datzelfde uur; - met de beschikbaarheidsratio van een eenheid in de capaciteitsmarkt op een gegeven uur die overeenkomt met de verrekening in de terugbetalingsverplichting van de al dan niet geplande onbeschikbaarheden van de eenheid in de capaciteitsmarkt. § 7. Voor de eenheden met (een) energiebeperking(en) is de terugbetalingsverplichting voor de transactie of transacties van de eenheid in de capaciteitsmarkt van toepassing op elk gegeven uur in de periode van capaciteitslevering waarvoor een berekening van de bewezen beschikbare capaciteit in aanmerking wordt genomen volgens de werkingsregels. § 8. Voor de eenheden met (een) energiebeperking(en) vervangt de gecontracteerde capaciteit, gedeeld door de reductiefactor van de transactie, de gecontracteerde capaciteit in de terugbetalingsverplichting van § 6 van artikel 15. § 9. De terugbetalingsverplichtingen die verband houden met transacties op de primaire markt (zoals gedefinieerd in de werkingsregels) gedurende een periode van capaciteitslevering zijn het voorwerp van een mechanisme dat de verliezen beperkt ("Stop-Loss"), dat overeenkomt met de som van de capaciteitsvergoedingen van de transacties op de primaire markt (zoals gedefinieerd in de
--	--



	werkingsregels) voor die eenheid in de capaciteitsmarkt gedurende dezelfde periode van capaciteitslevering.
Art. 16. Le prix de référence d'une unité du marché de capacité est observé pour chaque heure de l'obligation de remboursement dans le couplage unique journalier tel que décrit à l'article 17 et s'entend en euros par MWh pour une période considérée.	Art. 16. De referentieprij van een eenheid in de capaciteitsmarkt wordt waargenomen voor elk uur van de terugbetalingsverplichting in de eenvormige day-aheadkoppeling zoals beschreven in artikel 17 en wordt uitgedrukt in euro per MWh voor een gegeven periode.
Art.17. § 1er. Le prix de référence appliqué dans le calcul de l'obligation de remboursement d'une unité du marché de capacité est observé dans le prix du couplage unique journalier du NEMO choisi opérant en Belgique dans le marché de l'électricité sur l'horizon des produits définis dans le couplage unique journalier. § 2. Les modalités du prix de référence relatives entre autres aux choix, modification, remplacement en cas de données manquantes ou de cessation de l'activité du NEMO choisi sont établies dans les règles de fonctionnement.	Art.17. § 1. De referentieprij die wordt toegepast bij de berekening van de terugbetalingsverplichting van een eenheid in de capaciteitsmarkt wordt waargenomen in de prijs van de eenvormige day-aheadkoppeling van de gekozen NEMO die in België actief is op de elektriciteitsmarkt voor de gedefinieerde producten in eenvormige day-aheadkoppeling. § 2. De modaliteiten van de referentieprij met betrekking tot onder meer de keuze, wijziging, vervanging in geval van ontbrekende gegevens of beëindiging van de activiteit van de gekozen NEMO zijn in de werkingsregels vastgelegd.
Art. 18. § 1er. Un prix d'exercice s'applique pour le calcul de l'obligation de remboursement à toutes les transactions contractées à la même date. § 2. Pour les capacités contractées couvrant plus d'une période de fourniture de capacité, le prix d'exercice est mis à jour dès la deuxième période de fourniture de capacité sur base d'un index de l'évolution du prix de l'énergie électrique belge dont les modalités de calcul sont définies dans les Règles de fonctionnement et/ou dans le contrat de capacité. § 3. Le prix d'exercice d'une unité de marché de capacité sans programme journalier pour la période considérée est la valeur maximale entre le prix d'exercice de la capacité contractée et le prix de marché déclaré. Le prix de marché déclaré sur cette période considérée est égal au prix sur le	Art. 18. § 1. Er wordt een uitoefenprijs toegepast voor de berekening van de terugbetalingsverplichting voor alle transacties die op dezelfde datum worden gecontracteerd. §2. Voor gecontracteerde capaciteiten die meer dan één periode van capaciteitslevering bestrijken, wordt de uitoefenprijs vanaf de tweede periode van capaciteitslevering geactualiseerd op basis van een index van de evolutie van de Belgische elektriciteitsprijs, waarvoor de modaliteiten betreffende de berekening in de werkingsregels en/of het capaciteitscontract gedefinieerd zijn.. § 3. De uitoefenprijs van een eenheid in de capaciteitsmarkt zonder dagelijks programma voor de beschouwde periode is de maximale waarde tussen de uitoefenprijs van de gecontracteerde capaciteit en de aangegeven marktprijs. De aangege-



couplage unique journalier au-dessus duquel le fournisseur de capacité a déclaré que l'unité du marché de capacité livrerait de l'énergie dans le marché d'énergie, conformément aux règles de fonctionnement.	ven marktprijs voor de beschouwde periode is gelijk aan de prijs op de eenvormige day-aheadkoppeling waarboven de capaciteitsleverancier heeft aangegeven dat de eenheid in de capaciteitsmarkt de energie aan de energiemarkt zou leveren, in overeenstemming met de werkingsregels.
Art. 19. § 1er. La méthodologie de calibration du prix d'exercice consiste à définir une mise à jour du niveau du prix d'exercice dans une plage prédéfinie, garantissant qu'un volume de capacité raisonnable est offert dans le couplage unique journalier et sélectionné dans le couplage unique journalier ceci avant d'avoir atteint le prix d'exercice. Pour évaluer ce niveau de prix d'exercice, une fenêtre roulante sur les prix historiques du couplage journalier unique est utilisée et complétée par des considérations supplémentaires du marché de l'énergie. La méthodologie consiste en: En première étape, collecter les courbes historiques horaires d'offres élastiques (MW ; €/MWh) et de demandes élastiques (MW ; €/MWh) qui reprennent l'ensemble des ordres soumis dans le marché de couplage unique journalier de tous les NEMOs des trois périodes hivernales précédentes, exceptés les ordres en deçà ou égaux au prix de zéro et ceux au prix maximal autorisé. Tous les types ordres soumis sont considérés dans la mesure des possibilités techniques de traitement de ceux-ci. Avant d'utiliser de telles données, en deuxième étape, un pré-filtrage pertinent est effectué pour être cohérent avec les moments les plus pertinents de l'adéquation et pour s'y focaliser. Seules les heures de pointe hebdomadaires des trois périodes hivernales précédentes sont utilisées. En troisième étape, une compilation de ces données est effectuée pour construire une courbe agrégée cumulant les courbes d'offres et de demandes triées par niveau de prix pour chacune des	Art. 19. § 1. De methodologie voor de kalibratie van de uitoefenprijs bestaat erin om een actualisering van het niveau van de uitoefenprijs te bepalen binnen een vooraf bepaald spectrum, waarbij ervoor wordt gezorgd dat in de eenvormige day-aheadkoppeling een redelijk capaciteitsvolume wordt aangeboden en in de eenvormige day-aheadkoppeling wordt gekozen vooraleer de uitoefenprijs bereikt is. Om dit niveau van de uitoefenprijs te beoordelen, gebruikt men een glijdend venster op de historische prijzen van de eenvormige day-aheadkoppeling, aangevuld met bijkomende overwegingen met betrekking tot de energiemarkt. De methodologie bestaat uit: Als eerste stap, het verzamelen van de historische uurcurven van het elastische aanbod (MW; €/MWh) en de elastische vraag (MW; €/MWh) die het geheel weergeven van alle biedingen ingediend op de eenvormige day-aheadkoppelingsmarkt van alle NEMO's in de drie voorafgaande winterperioden, met uitzondering van de biedingen onder of gelijk aan de nulprijs en van de biedingen aan de toegelaten maximumprijs. Alle types ingediende biedingen worden in aanmerking genomen voor zover men deze technisch kan verwerken. Vooraleer dergelijke gegevens te gebruiken, wordt in de tweede stap een relevante voorfiltering toegepast, om coherent te zijn met en te focussen op de relevantste ogenblikken met betrekking tot de bevoorradingszekerheid. Alleen de wekelijkse piekuren van de drie vorige winterperioden worden gebruikt.



heures de pointe sur les trois périodes hivernales, indiquant la participation de capacités au couplage journalier unique (exprimée en volume) en fonction du niveau de prix. En quatrième étape, une courbe moyenne des courbes agrégées est construite par période hivernale. En cinquième étape, la courbe moyenne sur la période hivernale est normalisée sur la base du volume total moyen horaire de la période hivernale. Le volume total moyen horaire sur la période hivernale considérée est le point ayant la puissance la plus élevée observée sur la courbe moyenne sur la période hivernale. En sixième étape, la courbe de calibration du prix d'exercice est construite sur la base d'une moyenne pondérée des courbes moyennes des périodes hivernales précédentes. La moyenne pondérée se fait sur la base du volume total moyen horaire de chacune des courbes moyennes. § 2. Le prix d'exercice calibré est sélectionné sur la courbe de calibration, à un point situé entre un minimum de 75 pourcent et maximum de 85 pourcent. Le prix d'exercice choisi prend en ordre de considérations: 1° les couts variables des unités avec programme journalier dans le marché de telle sorte que ceux-ci se trouvent en deçà du prix d'exercice choisi et sont déterminés sur base de la simulation du marché de l'électricité visée à l'article 6 ; 2° la forme de la courbe de calibration 3° les évolutions du marché de l'énergie 4° la stabilité du prix d'exercice au cours du temps	Als derde stap compileert men deze gegevens om een geaggregeerde curve op te stellen die de vraag- en de aanbodcurven cumuleert per prijsniveau voor elk piek uur van de drie winterperioden, waarbij de deelname van de capaciteiten in de eenvormige day-aheadkoppeling (uitgedrukt in volume) als functie van het prijsniveau wordt weergegeven. Als vierde stap stelt men per winterperiode een gemiddelde curve van de geaggregeerde curven op. Als vijfde stap normaliseert men de gemiddelde curve voor de winterperiode op basis van het gemiddelde totale uurvolume van de winterperiode. Het totale uurvolume over de beschouwde winterperiode is het punt met het hoogst waargenomen vermogen op de gemiddelde curve voor de winterperiode. Als zesde stap stelt men de kalibratiecurve van de uitoefenprijs op, op basis van een gewogen gemiddelde van de gemiddelde curven van de vorige winterperioden. Het gewogen gemiddelde is gebaseerd op het gemiddelde totale uurvolume van elk van de gemiddelde curven. § 2. De gekalibreerde uitoefenprijs wordt geselecteerd op de kalibratiecurve, op een punt tussen een minimum van 75 procent en een maximum van 85 procent. De gekozen uitoefenprijs houdt rekening met de volgende overwegingen: 1° de variabele kosten van de eenheden met dagelijks programma op de markt, zodanig dat zij onder de gekozen uitoefenprijs liggen en bepaald zijn op basis van de simulatie van de elektriciteitsmarkt bedoeld in artikel 6 2° de vorm van de kalibratiecurve
---	--



5° une chance raisonnable que le prix d'exercice soit atteint par le prix de référence.	3° de evoluties van de energiemarkt 4° de stabiliteit van de uitoefenprijs in de tijd 5° een redelijke kans dat de uitoefenprijs door de referentieprijs wordt bereikt.
Chapitre 6 Dispositions finales	Hoofdstuk 6 Slotbepalingen
Art. 20. Le présent arrêté entre en vigueur le [...]. Art. 21. Le ministre est chargé de l'exécution du présent arrêté. Donné à [...], le [...]. Par le Roi, La Ministre de l'Energie, M. C. MARGHEM	Art. 20. Dit besluit treedt in werking op [...]. Art. 21. De minister is belast met de uitvoering van dit besluit. Gegeven te [...], op [...]. Van Koningswege, De Minister van Energie, M. C. MARGHEM



