

Beslissing

(B)1631
6 juli 2017

Beslissing over de vraag tot goedkeuring van de evaluatiemethode voor en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2018

genomen met toepassing van artikel 233 van het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
1. INLEIDING	3
2. WETTELIJK KADER.....	4
3. OPENBARE RAADPLEGING.....	5
4. ANALYSE VAN HET VOORSTEL	10
4.1. Wijzigingen ten opzichte van het vorige voorstel	10
4.2. Primair reservevermogen (R1)	10
4.2.1. Methode ter bepaling van het primair reservevermogen	10
4.2.2. Bepaling van het primair reservevermogen.....	11
4.3. Secundair (R2) en tertiair (R3) reservevermogen	12
4.3.1. Methode ter bepaling van het secundair en tertiair reservevermogen	12
4.3.2. Bepaling van het secundair en tertiair reservevermogen	17
4.3.3. Bepaling van het secundair reservevermogen	20
4.3.4. Bepaling van het tertiair reservevermogen.....	22
4.4. Bijkomende overwegingen van de CREG	23
5. BESLISSING.....	25

1. INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) onderzoekt, met toepassing van artikel 233 van het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe (hierna: het technisch reglement), het voorstel van de N.V. ELIA SYSTEM OPERATOR (hierna: ELIA) over de evaluatiemethode voor en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2018 dat bijdraagt tot het waarborgen van de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het net in de regelzone.

Op 28 april 2017 ontving de CREG ter goedkeuring het voorstel van ELIA betreffende de evaluatiemethode voor en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2018 (hierna: het voorstel van ELIA).

Het voorstel van ELIA bestaat uit een begeleidend schrijven en twee hoofddocumenten in bijlage, namelijk een document over de evaluatiemethode en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2018 en de versie van dit document dat de wijzigingen aangeeft ten opzichte van het voorstel van ELIA voor 2017.

De onderhavige beslissing bevat drie delen. Het eerste deel bespreekt het wettelijk kader. Het tweede deel behandelt de resultaten van de raadpleging en het derde deel analyseert het voorstel van de evaluatiemethode en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2018. Het vierde deel bevat de eigenlijke beslissing.

Het schrijven van ELIA van 28 april 2017 en zijn twee bijlagen zijn als bijlage bij deze beslissing gevoegd.

Onderhavige beslissing werd door het Directiecomité van de CREG goedgekeurd op zijn vergadering van 6 juli 2017.

Ze spreekt zich niet uit over de prijzen, noch over de tarifaire aspecten met betrekking tot deze materie. Die zullen het voorwerp uitmaken van een afzonderlijke tarifaire beslissing van de CREG.

2. WETTELIJK KADER

1. Overeenkomstig artikel 233 van het technisch reglement evalueert en bepaalt de netbeheerder het primair, secundair en tertiair reservevermogen dat bijdraagt tot het waarborgen van de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het net in de regelzone. Hij deelt zijn evaluatiemethode en het resultaat ervan mee aan de CREG ter goedkeuring.

Artikel 231, §2, van het technisch reglement voorziet dat de netbeheerder de primaire, secundaire en tertiaire reserves bepaalt rekening houdend met het hulpvermogen voor de installaties van kwalitatieve warmtekrachtkoppeling van minder dan 20 MW aangesloten op het transmissienet, het lokaal transmissienet of het distributienet.

Artikel 231, §3, van het technisch reglement bepaalt dat de netbeheerder gehouden is de ondersteunende diensten, die de primaire regeling van de frequentie, de secundaire regeling van het evenwicht in de Belgische regelzone, de tertiaire reserve, de regeling van de spanning en van het reactief vermogen, het congestiebeheer en de black-start dienst omvatten, in te richten volgens de bepalingen van artikelen 231 tot en met 266 van het technisch reglement.

Het technisch reglement bepaalt met name, in zijn artikel 232 dat de netbeheerder toeziet op de beschikbaarheid van en, in voorkomend geval, op de inwerkingstelling van de ondersteunende diensten, volgens objectieve, transparante en niet-discriminerende procedures, die berusten op de marktregels, en overeenkomstig de operationele regels voorzien in het technisch reglement.

Artikel 235, §1, van het technisch reglement legt ten andere aan de netbeheerder op de effectieve terbeschikkingstelling van de primaire, secundaire en tertiaire reserves te controleren volgens modaliteiten die hij bepaalt en aan de CREG ter kennis geeft.

Tot slot, is overeenkomstig artikelen 236, 244 en 250 van het technisch reglement de netbeheerder gehouden tot het bepalen van de technische specificaties betreffende de beschikbaarheid en de levering van het actieve vermogen voor de primaire regeling van de frequentie evenals van het secundair en tertiair reservevermogen, rekening houdend met de aanbevelingen en regels die de interoperabiliteit van de Europese verbindingnetten regelen.

3. OPENBARE RAADPLEGING

2. Tijdens de vergadering van het directiecomité van de CREG van 18 mei 2017 werd deze beslissing genomen als een ontwerpbeslissing.

Conform haar huishoudelijk reglement heeft de CREG de ontwerpbeslissing met alle nuttige documenten aan een openbare raadpleging onderworpen die liep van 24 mei tot 14 juni 2017.

3. In die periode heeft de CREG twee antwoorden ontvangen: op 14 juni 2017 heeft ze de antwoorden van Febeliec en Febeg ontvangen.

De CREG neemt akte van de antwoorden op de raadpleging. Het vervolg van dit deel behandelt de elementen van de antwoorden die rechtstreeks betrekking hebben op de evoluties die ELIA heeft voorgesteld in haar voorstel dat ze aan de CREG ter goedkeuring heeft voorgelegd.

4. In haar antwoord vraagt Febeliec dat de CREG in de toekomst meer dan drie weken geeft om op de raadpleging te antwoorden met als motivering dat interne besprekingen in zo'n korte periodes voor zo belangrijke onderwerpen een uitdaging zijn.

5. De CREG neemt akte van deze vraag van Febeliec en zal in de toekomst al het mogelijke doen om meer tijd te geven om op de raadpleging te antwoorden.

6. Febeliec meldt naast een tikfout ook de vijf volgende punten:

- a) Febeliec vraagt dat ELIA en de CREG een meer gedetailleerde en meer uitgebreide analyse voorbereiden over het gebruik en de impact van de offshore windenergieproductie op de behoeften aan volumes van aFRR en mFRR aangezien dat volume in de toekomst sterk zal blijven stijgen.
- b) Febeliec pleit voor een kortere contractuele periode voor de secundaire en tertiaire reserveproducten (bijvoorbeeld maandelijks of wekelijks) om de deelnemers die een kortere voorspellingshorizon hebben toe te laten om ook deel te nemen aan de veilingen en het gebruik van jaarlijkse contracten die verder gaan dan de werkelijke behoeften tijdens bepaalde periodes van het jaar te vermijden; Febeliec zou ook graag weten welke impact een vergelijkbare *netting* op het "IGCC-mechanisme" voor de FCR zou hebben en spreekt zich uit tegen een reservering op voorhand van de capaciteit op de interconnecties voor balanceringsdoeleinden.
- c) Febeliec zou ook graag meer informatie krijgen over de door de BRP's veroorzaakte niet-identificeerbare onevenwichten en vraagt zich ook af of dat ook tot eventuele strategische gedragingen van de BRP's leidt. Febeliec vraagt om een analyse en een benchmark van de prestaties van de individuele BRP's te publiceren, bijvoorbeeld hun vermogen om hun nominaties te respecteren en de grootte en richting van hun onevenwichten, met als argument dat deze informatie de verbruikers kan helpen om hun BRP te kiezen, aangezien deze elementen een impact op hun factuur kunnen hebben.
- d) Febeliec merkt op dat er bij de bepaling van de vereiste capaciteit geen rekening werd gehouden met de vrije biedingen en de niet-gecontracteerde biedingen voor R3. Ze vraagt ELIA en de CREG om te analyseren in welke mate de huidige evoluties, de deelname van de vraag en de implementatie van de bidladder inbegrepen, eveneens rekening houdend met de inkorting van de tijdshorizon, zouden kunnen leiden tot lagere te contracteren volumes.
- e) Febeliec vraagt ELIA eveneens om voortaan rekening te houden met de andere inter-TSO-middelen als gevolg van de indienststelling van BeDeLux en NEMO en ALEGRO. Ze pleit bovendien voor een versterking van de maatregelen die de combinatie van producten per

leveringspunt mogelijk maken, in het bijzonder de producten voor balancing en de producten voor strategische reserve.

7. Voor punt a) hierboven merkt de CREG op dat de studie die ELIA heeft aangekondigd in deel 7.5.1.4.3 van haar voorstel tegemoet zou moeten komen aan deze vraag van Febeliec en vraagt ELIA om in deze studie, als het nog niet voorzien is, niet enkel de huidige situatie te analyseren, maar ook de toekomstige situaties met inbegrip van de voorziene verhoging van de geïnstalleerde capaciteit aan offshore windenergie op een tijdshorizon die voldoende lang is om de markt te helpen om beslissingen op middellange termijn te nemen.

8. Voor punt b) hierboven begrijpt de CREG de opmerking van Febeliec niet echt goed. Enerzijds merkt de CREG immers op dat de huidige veilingen van FRR al op kortetermijnbasis gebeuren (wekelijks voor de aFRR en maandelijks voor de mFRR, behalve voor de jaarlijkse veilingen van het product R3 ICH dat in 2018 ingetrokken zal worden); en anderzijds meldt ze dat het IGCC-mechanisme niet van dezelfde aard is als de FCR, maar eerder als de FRR (en zelfs de aFRR). Dit gezegd zijnde stelt de CREG vast dat het IGCC-mechanisme de resterende interconnectiecapaciteit gebruikt die beschikbaar is op het ogenblik waarop de berekeningen worden uitgevoerd, d.w.z. om de 4 seconden. Het is dan ook niet nodig om interconnectiecapaciteit hiervoor “van tevoren” te reserveren.

9. Voor punt c) hierboven meldt de CREG, in punt 17 van haar ontwerpbeslissing, zes oorzaken van residueel onevenwicht (“andere onevenwichten”), vijf ervan zijn semantisch gedefinieerd en de zesde heeft de omvattende benaming “niet-identificeerbare onevenwichten”; deze zes oorzaken zijn in het voorstel van ELIA opgenomen¹; aangezien de lijst van deze zes oorzaken het gevolg is van een principeanalyse en niet van een kwantitatieve analyse en de term “niet-identificeerbare onevenwichten” juist wil zeggen dat ze niet geïdentificeerd zijn, is de CREG van mening dat het bijna onmogelijk is om hier meer informatie over te geven. Het voordeel van deze aanpak is dat het, met het oog op de bepaling van reservevolumes, niet noodzakelijk is om deze analyse uit te breiden zodra de globale waarde van het onevenwicht als gevolg van al deze oorzaken beschikbaar is.

10. Wat punt d) hierboven betreft, stelt de CREG vast dat ELIA in haar voorstel het volgende schrijft (vrije vertaling): “De I/D biedingen² in het kader van het CIPU-contract zijn niet opgenomen in de dimensionering van de reserve R2 + R3 voor het standaardstelsel gezien de voorspellingshorizon van een jaar en dus de grote onzekerheid over de beschikbaarheid van deze middelen”. ELIA werkt in 2017 aan een studie over de dynamische dimensionering van de reserves waarin ze de impact van een bepaling van de behoeften aan reservevolumes over periodes van minder dan een jaar of een maand analyseert. In 2018 zal ze de dynamische verwerving van de reserves bestuderen en zal ze de impact van de verwerving van de reserves voor periodes van minder dan een jaar of een maand (zoals nu al het geval is) op de volumebehoeften analyseren. De CREG verwacht dan ook bijkomende informatie over deze onderwerpen te krijgen wanneer de resultaten van deze studies beschikbaar zullen zijn.

11. Wat punt e) hierboven betreft, is de CREG van mening dat de indienststelling van de internationale interconnecties die Febeliec heeft genoemd, waaronder sommige op gelijkstroom, een impact kan hebben op twee domeinen, namelijk de grootte van de standardeenheid en het gebruik van inter-TSO-contracten in de berekening van de volumes van R3/mFRR. Wat het eerste punt betreft, zal het feit of deze nieuwe verbindingen in aanmerking worden genomen, afhangen van het maximale capaciteitsverlies dat op korte termijn als gevolg van het verlies van een dergelijke verbinding kan worden gedragen, in het licht van de impact van het productieverlies van offshore parken in gemeenschappelijk bedrijf. ELIA zal dit punt moeten bestuderen in haar toekomstige voorstellen, zodra de indienststelling van dergelijke verbindingen effectief zal zijn in de loop van de bestudeerde periode. Voor het tweede punt zal ELIA de gelijktijdige beschikbaarheid van inter-TSO-contracten voor een

¹ Zie deel 7.4.2 van het voorstel.

² De “vrije” offertes.

gelijktijdige activering door ELIA moeten evalueren; door deze activering zal er een vraag rijzen over de interconnectiecapaciteit die het mogelijk maakt deze reserve naar België te vervoeren en over de beschikbaarheid van de middelen die op vraag van ELIA door de andere ondertekenaars van de inter-TSO-contracten moeten worden geactiveerd. Wat de gelijktijdige activering van de exploitatiereserve en de strategische reserve op eenzelfde leveringspunt betreft, verwijst de CREG naar haar beslissing (B)1632 van 6 juli 2017 betreffende de werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten.

12. In haar antwoord haalt **Febeg** de volgende punten aan.

13. Wat FCR betreft, pleit Febeg voor een vereenvoudiging en standaardisering van de producten, met als argument dat de huidige opdeling in 4 producten niet optimaal is.

14. De CREG stelt vast dat, zodra een deel van de middelen (minstens 30 %) lokaal moet worden gecontracteerd, het voorhanden zijn van 4 lokale producten het mogelijk maakt om de liquiditeit en de concurrentie op de lokale markt te verbeteren en op die manier een neerwaartse druk op de prijzen uit te oefenen. In het recente verleden gebeurde het frequent dat de prijs van de gekozen lokale oplossing, op basis van 4 beoogde producten en de virtuele offerte die de deelname van de offertes op het regionaal platform simuleert, lager was dan die van de oplossing die enkel gebaseerd was op de lokale offertes van R1 200 MHz en de virtuele offerte van het regionale platform, aangezien alle weerhouden offertes anders lokale offertes met betrekking tot het product R1 200 MHz zouden zijn. Bovendien gebeurt het uiterst zelden dat offertes van het product R1 200 MHz door een Belgische speler op het regionaal platform worden ingediend (13 offertes sinds begin augustus 2016, datum van de eerste deelname van België aan het regionale platform) en gebeurt het nog minder vaak dat deze offertes worden geselecteerd in de oplossing die door het regionale platform wordt gekozen (2 offertes geselecteerd in dezelfde periode). De CREG is dan ook van mening dat deze 4 producten momenteel op de lokale markt behouden moeten blijven.

15. Wat de bepaling van het reservevermogen R2 (aFRR) en R3 (mFRR) betreft, wenst de Febeg dat het proces transparanter is omdat ze van mening is dat verschillende elementen vaag en weinig duidelijk zijn.

- a) Febeg vindt het belangrijk dat er slechts één oproeplijst van reserveproducten is om te komen tot een onevenwichtstarief dat een correcte afspiegeling is van de zeldzaamheid van de middelen. Ze vraagt zich af hoe de IGCC en de inter-TSO-reserve worden opgenomen in de *merit order* en vraagt ELIA om meer informatie te leveren over de geactiveerde volumes en de bijhorende kosten in het kader van de IGCC en de inter-TSO-reserve.
- b) Febeg vindt dat de informatie die ELIA in haar analyse over de IGCC geleverd heeft al interessant is aangezien de IGCC slechts voor een klein gedeelte deelneemt aan het R2-volume, d.w.z. tussen 0 en 3 MW. Febeg zou graag meer informatie krijgen over het precieze gebruik (moment van de activering) en de overeenstemmende kost, in het bijzonder in vergelijking met de andere reserveproducten.
- c) Febeg steunt de vraag van de CREG om meer informatie te krijgen over de inter-TSO-reserve:
 - i. Wanneer zijn de volumes niet beschikbaar (tijdens periodes met veel intermitterende productie, tijdens koudegolven)?
 - ii. Welke impact heeft de inter-TSO-reserve op de residuele beschikbare interconnectiecapaciteit?
 - iii. Welke productie-eenheden leveren deze capaciteit? Wat zijn de onderliggende mechanismen voor het gebruik ervan (aard van de dienst, vergoeding door de netbeheerder)?

- d) Febeg levert een tabel waarin ze bepaalde reservevolumes tussen de voorstellen van 2016 voor 2017 en 2017 voor 2018 vergelijkt en vraagt om te verduidelijken welke parameters die in de technisch-economische analyse van ELIA gewijzigd zijn, leiden tot lagere volumes.
- e) Om de ARP's toe te laten hun rol van evenwichtsverantwoordelijke ten volle te spelen, dringt Febeg erop aan dat alle informatie over de interventies van derden in hun evenwichtssperimeter te gelegener tijd aan de ARP's zal worden overgemaakt en dat de informatie over het individuele onevenwicht van hun portefeuille op een moment dicht bij de *real time* aan de ARP's wordt overgemaakt.

16. In verband met punt a) hierboven merkt de CREG op dat de IGCC een mechanisme voor de *netting* van onevenwichten van de regelzones onderling is, d.w.z. een compensatie van de onevenwichten in tegengestelde richting. Dit mechanisme, uitgevoerd volgens een periode verenigbaar met de activering van de aFRR gebeurt na de bepaling van het volume van de geactiveerde mFRR en voor de berekening van het geactiveerde volume van de aFRR eigen aan elke regelzone. Het gaat dus om de vermindering (of het ongewijzigd laten) van het onevenwicht van elke regelzone vóór de activering van de aFRR. Het IGCC-mechanisme is zo ontworpen dat de impliciete uitwisselingen tussen regelzones die het gevolg zijn van de compensatie lager blijven dan de residuele capaciteit tussen regelzones en de geldende regels ervoor leiden tot een positieve financiële balans voor elke deelnemende TNB (*win-winprocedure*), ook al is het mechanisme zelf gebaseerd op technische overwegingen en niet op een zoektocht naar de meest gunstige oplossing op economisch vlak. Daarom is het mechanisme zo ontworpen dat de opname van de IGCC in de *merit order* van de aFRR niet voorzien is.

Wat de inter-TSO-reserve betreft, gaat het om een niet-gegarandeerde contractuele reserve. Bepaalde reserves van het type mFRR worden samengelegd voor een maximumvolume dat in het contract wordt vermeld. Het contract wordt ondertekend met elke naburige TNB (een contract met RTE en een contract met Tennet). De reserve wordt niet gegarandeerd aangezien ze niet moet worden geleverd als er geen capaciteit meer beschikbaar is tussen de regelzones of als de beoogde reserve al gebruikt wordt in het land dat de vraag tot activering krijgt. Bovendien beperken contractuele bepalingen de mogelijkheden tot activeringen in extreme situaties, in hoofdzaak wanneer er geen reserve meer beschikbaar is in het land dat de aanvraag tot activering indient. Deze voorwaarde is weinig verenigbaar met een opname van deze middelen in een economische *merit order*.

Daarnaast levert de site van ELIA al gegevens over de door ELIA (in het kader van de IGCC) uitgewisselde en geactiveerde volumes (inter-TSO) en de bijhorende prijzen.

De CREG vindt dat het niet nodig is dat ELIA voor dit punt andere gegevens levert.

17. In verband met punt b) hierboven merkt de CREG op dat de volumes die per kwartier werden uitgewisseld in het kader van het IGCC-mechanisme al op de site van ELIA beschikbaar zijn. Bovendien kondigt ELIA aanvullende studies in de toekomst aan om de impact van de deelname van de Belgische regelzone aan de IGCC op de reservevolumes aFRR en mFRR grondiger te analyseren. De CREG vraagt ELIA om deze analyses ten laatste in het kader van het voorstel over de volumes voor 2019 uit te voeren en aan deze studie een maandelijkse analyse toe te voegen (geactiveerde volumes, kosten-batenraming van de deelname) van de deelname van de Belgische regelzone aan de IGCC sinds het begin van deze deelname tot eind 2017.

18. Wat punt c) hierboven betreft, vraagt de CREG aan Elia om te antwoorden op de vragen van Febeg, ten laatste in het kader van het voorstel over de volumes voor 2019.

19. Voor punt d) hierboven zijn de oorzaken op verschillende plaatsen in het voorstel van ELIA opgenomen, ook al wordt het effect ervan over het algemeen niet gekwantificeerd zonder dat dat gebeurt voor al deze oorzaken. Tussen 2016 (volumes voor 2017) en 2017 (volumes voor 2018):

- a) De waarde steeg van lijn A (R2+R3) lichtjes, dat is het resultaat van de evolutie van de historische gegevens van het systeem tussen 2015 (referentie voor de bepaling van de volumes voor 2017) en 2016 (referentie voor de bepaling van de volumes voor 2018) ; deze historische gegevens zijn opgenomen in stap 1 van figuur 13 van het voorstel van ELIA en betreffen hoofdzakelijk het onevenwicht van de regelzone, de geïnstalleerde capaciteit van de onshore en offshore windenergieproductie en de fotovoltaïsche productie evenals fouten in de voorspelling van de windenergieproductie en fotovoltaïsche productie.
- b) De waarde van lijn B (R2) daalt lichtjes en deze evolutie is het gevolg van verschillende factoren die worden vermeld in stap 2 van de figuur waarnaar hierboven wordt verwezen, waaronder de variabiliteitswaarden tussen opeenvolgende kwarturen van de onevenwichten van de regelzone ("*baseline*") en de fouten in de voorspelling van de windenergieproductie en fotovoltaïsche productie.
- c) Het op nul brengen van de reserve "N-1" is hoofdzakelijk het gevolg van de stijging van de geïnstalleerde capaciteit van de offshore windmolenparken en de impact ervan op de grootte van de standaardeenheid; ELIA heeft ter zake een voorzichtige houding aangenomen door te wachten op de resultaten van de meer gedetailleerde studie die aan de gang is over het gedrag van de windenergieproductie in geval van storm en de impact ervan op de dimensionering van de reserves (zie voorstel van ELIA, titel 7.4.2, alinea voor figuur 10).
- d) De daling tussen de lijnen D (R3 CALC) en E (R3 by ELIA) kan voornamelijk worden verklaard door de evolutie van twee factoren: enerzijds wordt ervan uitgegaan dat de R3 ICH, die in 2018 niet meer zal worden aangeboden, wordt vervangen door de R3 flex waarvan de verwachte beschikbaarheid duidelijk beter is en anderzijds door een versoepeling van de verplichting over het aantal oproepuren van de R3 inter-TSO die van 19 uur per jaar in het voorstel dat in 2016 werd ingediend is gestegen tot 28 uur per jaar in het huidige voorstel. Het gecombineerde effect van deze twee factoren leidt tot de vastgestelde vermindering van lijn F (Verschil).
- e) De evolutie van de lijn G (Min R3 STD) kan worden verklaard door de voorzichtige houding van ELIA, die ervoor heeft gekozen om de stijging van de lijn E (R3 By ELIA) toe te schrijven aan de R3 standard die ze langer kan activeren dan de R3 flex (8 uur voor de R3 standard tegenover 2 uur voor de R3 flex).
- f) De evolutie van de lijn I (R3 FLEX) is het gevolg van de toeschrijving van het, in 2018 afwezige, volume van de R3 ICH naar de R3 flex. Dit is het gevolg van de nadering van specifieke verplichtingen voor de R3 ICH en de R3 flex, buiten beschikbaarheidsverplichtingen.

20. Wat punt e) hierboven betreft, neemt de CREG akte van de opmerkingen van Febeg. Ze herinnert eraan dat ze al lang bij ELIA aandringt om de ARP's zo vlug mogelijk informatie te geven over de activeringen door derden binnen hun portefeuille, voornamelijk voor wat de deelname van de vraag en de gedecentraliseerde productie betreft, met inachtneming van de vertrouwelijkheid van de commercieel gevoelige gegevens. Er werd voor 2017 ook een discretionaire stimulans bepaald met betrekking tot de communicatie van het onevenwichtsvolume per ARP in quasi reële tijd.

4. ANALYSE VAN HET VOORSTEL

21. De analyse van het voorstel bevat vier delen. Het eerste deel doorloopt de wijzigingen ten opzichte van het laatste voorstel van ELIA betreffende de reserves voor 2017, dat heeft geleid tot de beslissing (B)160719-CDC-1526 van 19 juli 2016 van de CREG. Het tweede deel behandelt de primaire reserve, en het derde deel de secundaire en tertiaire reserve. In het vierde deel ten slotte maakt de CREG enerzijds haar beschouwingen met betrekking tot het huidige voorstel over en uit anderzijds bijkomende overwegingen aangaande verschillende punten in het kader van het uitwerken van de evaluatiemethode voor en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor de toekomstige jaren.

4.1. WIJZIGINGEN TEN OPZICHTE VAN HET VORIGE VOORSTEL

22. Een lijst met de belangrijkste wijzigingen is verstrekt in hoofdstuk 3 van het voorstel van ELIA. Deze wijzigingen betreffen naast enkele verduidelijkingen over bepaalde punten:

- de bijwerking van de gegevens gebruikt in de analyses, in het bijzonder de gegevens met betrekking tot het kwartieronevenwicht van de zone die voor 2016 werden bijgewerkt;
- de uitvoering van voorafgaande analyses met als doelstelling om het begrip van ELIA te verbeteren betreffende de mogelijke impact van het proces van iGCC-netting op het proces voor de bepaling van de secundaire en tertiaire reservevermogens;
- de afwezigheid - voor 2018 - van de nood aan reserve ten laste van één ARP, gevolg van de verhoging van de grootte van de standaardeenheid tot 1143 MW (geïnstalleerde capaciteit van de offshore windparken in 2018);
- de start van bijkomende analyses om alle elementen te bepalen die de vastgestelde verbetering van de kwaliteit van de ACE in 2016 beïnvloeden;
- het einde van het product "ICH".

4.2. PRIMAIR RESERVEVERMOGEN (R1)

4.2.1. Methode ter bepaling van het primair reservevermogen

23. De primaire regeling van de frequentie wordt in artikelen 236 tot 242 van het technisch reglement behandeld. Artikel 236, §2, van het technisch reglement preciseert dat de netbeheerder voor het bepalen van de technische specificaties betreffende de beschikbaarheid en de levering van het primair reservevermogen voor de primaire regeling van de frequentie, rekening dient te houden met de aanbevelingen en regels die de interoperabiliteit van de Europese verbindingsnetten regelen.

24. Op het niveau van ENTSO-E werden de regels gedefinieerd voor de bepaling en de levering van het nodige primair reservevermogen. De toepassing door ENTSO-E van deze regels leidt tot een benodigd primair reservevermogen van 3.000 MW voor heel het ENTSO-E-net, dat in staat is om een onevenwicht van 3.000 MW te compenseren. Elke regelzone dient, volgens deze regels, in de mate van haar aandeel in de totale elektriciteitsproductie binnen het ENTSO-E-net bij te dragen tot dit primair reservevermogen. In de loop van een jaar wordt de bijdrage voor het volgende jaar bepaald op basis van de netto-energie die respectievelijk door elke regelzone werd geproduceerd tijdens het voorgaande jaar.

ELIA stelt voor deze regels ter bepaling van het primair reservevermogen voor de Belgische regelzone te volgen.

25. De CREG stelt vast dat ELIA voldoet aan artikel 236, §2, van het technisch reglement, gezien de voorgestelde methode voor de bepaling van het primair reservevermogen steunt op de toepassing van regels die de interoperabiliteit van de Europese verbindingnetten regelen en met name de spelregels die door ENTSO-E werden opgesteld. Ze keurt deze methode dus goed.

4.2.2. Bepaling van het primair reservevermogen

26. Het aandeel van de Belgische regelzone in de totale primaire regeling voor 2018 binnen de ENTSO-E-zone wordt pas later in 2016 door ENTSO-E bepaald. Dit getal kan lichtjes verschillen van dat voor 2017 (73 MW), maar zonder op heden te weten in welke mate. Daarom stelt ELIA voor om de door de ENTSO-E voor 2018 bepaalde waarde, van zodra deze gekend is, toe te passen.

27. De CREG oordeelt dat deze handelwijze conform is aan de hierboven voorgestelde methode. Bovendien is het kennen in oktober-november 2017 van de weerhouden waarde geen probleem in die mate dat deze datum vroeger is dan de datum van de eerste maandelijkse veiling (in de loop van december 2017) tijdens dewelke het primair regelvermogen voor januari 2018 zal worden toegewezen en dat de evolutie tussen twee jaren weinig invloed heeft op de interne behoeften van de Belgische regelzone, des te meer omdat België aan het regionaal platform voor het aanbod en de aanschaf van FCR(R1) deelneemt.

28. Om de flexibiliteit van het systeem ten volle te benutten, kan het voor België bepaalde primair regelvermogen (R1) bij drie verschillende bronnen worden gecontracteerd: bij productie-eenheden van het Belgische park zonder volumebeperking, bij de vraag (industrieklanten en aggregatoren) en bij buitenlandse leveranciers.

In het voorstel is het product, dat specifiek werd ontwikkeld voor de deelname van de vraag, asymmetrisch (in de zin van een vraagvermindering). Om de activering van de vraag voor de primaire regeling te beperken, is er een aanpassing van de technische voorwaarden voor deelname vereist, namelijk een activering voor een frequentie-afwijking van meer dan 100 mHz (dode band van 100 mHz) en een volledige deelname ontwikkeld te hebben voor een frequentie-afwijking van 200 mHz. Dit type deelname moet worden vervolledigd door de asymmetrische deelname van andere bronnen voor een gelijkwaardig volume, in de zin van een productievermindering, en onder dezelfde technische activeringsvoorwaarden (band van 100 tot 200 mHz). Om een correcte respons te behouden van de regelzone in primaire regeling, moeten deze twee types van bronnen bovendien ook door een derde type bron worden aangevuld, met een symmetrische activering zonder dode band, die haar deelname volledig ontwikkelt voor een frequentie-afwijking van 100 mHz. Op die manier dekt de zone afwijkingen tussen 0 en 200 mHz met een totaal volume van tweemaal het volume dat voor de deelname van de vraag is voorbehouden.

De rest van het primaire reservevermogen, met symmetrische activering binnen een band van 0-200 mHz, zal dan verworven worden via de Belgische bronnen of bronnen uit het buitenland.

29. Voor 2018 zal ELIA, net als voor 2017, om aan haar behoeften te voldoen 4 verschillende R1-producten die afkomstig zijn uit de Belgische regelzone toelaten:

- een asymmetrisch product voor opwaartse regeling. De activering moet beginnen bij een frequentieafwijking van -100 mHz met volledige activering bij een frequentieafwijking van -200 mHz;

- een asymmetrisch product voor neerwaartse regeling. De activering moet beginnen bij een frequentieafwijking van +100 mHz met volledige activering in geval van een frequentieafwijking van +200 mHz;
- een symmetrisch product voor regeling met volledige (lineaire) activering aan ± 100 mHz;
- een symmetrisch product voor regeling met volledige (lineaire) activering aan ± 200 mHz;

Sinds mei 2017 worden de producten onafhankelijk van de technologie van de onderliggende middelen bepaald.

Bij de keuze van de verschillende producten zullen de volgende regels in acht genomen worden:

- voor een frequentieafwijking van ± 200 mHz zal minimum 100% van het R1-volume worden geactiveerd;
- voor een frequentieafwijking van ± 100 mHz zal minimum 50% van het R1-volume worden geactiveerd;
- voor een frequentieafwijking van ± 100 mHz zal maximum 58% van het volume dat overeenstemt met het geactiveerde volume in geval van een frequentieafwijking van ± 200 mHz worden geactiveerd.

30. De CREG beseft dat door deze manier van werken, de R1 productiemiddelen in twee delen kunnen gesplitst worden, respectievelijk de middelen die geactiveerd kunnen worden binnen een marge van 0 tot 100 mHz en van 0 tot 200 mHz. Toch kon, dankzij de deelname van de vraag (de decentrale productie inbegrepen) en de deelname aan het gemeenschappelijk regionaal platform, het volume waaraan moest voldaan worden door de symmetrische middelen in de Belgische regelzone worden beperkt en bijgevolg de liquiditeit van de markt van de R1-productie worden verhoogd, in een voorts ongewijzigde situatie. De impact op de globale prijs van de reservatie van de R1-reserve was beduidend gunstig voor de eindverbruiker.

4.3. SECUNDAIR (R2) EN TERTIAIR (R3) RESERVEVERMOGEN

4.3.1. Methode ter bepaling van het secundair en tertiair reservevermogen

31. De secundaire regeling wordt behandeld in artikelen 243 tot 247 van het technisch reglement, en de tertiaire regeling in artikelen 249 tot 260 van datzelfde document.

32. In bedrijf moet het systeem het hoofd bieden aan storingen met verschillende draagwijdte. Elk daarvan wordt opgevangen door een ander type van reserve.

ELIA stelt dat het geheel van de secundaire en tertiaire reserves (R2+R3) wordt gebruikt om het hoofd te bieden aan veiligheidsproblemen. In deze optiek is de secundaire reserve (R2), die automatisch wordt geactiveerd, gebaseerd op een proportionele integrerende regelaar (PI) en wordt die gebruikt om de problemen gelieerd aan de ACE binnen het kwartier te regelen. De tertiaire reserve (R3), die manueel wordt geactiveerd, neemt een deel van de R2 dan over of vult die dan aan wanneer het volume hiervan niet volstaat. Ze bestaat uit incrementele en decrementele vrije biedingen bepaald in het CIPU-contract (ID bids), de reserve R3 gecontracteerd op technische of niet-technische CIPU-eenheden die op het ELIA-net of de distributienetten zijn aangesloten en waarvan sommige

geaggregeerd kunnen worden (contracten R3-standaard en R3 flex³), en tertiaire reserve als bijstand tussen TNB's (contracten voor R3-reserve inter-TNB). Wanneer een eenheid uitvalt, neemt de R2 deel aan de compensatie, zonder de totaliteit ervan alleen te verzekeren. In deze omstandigheden wordt ze aangevuld door de reserve R3. Het is dus het geheel van R2+R3 dat het onevenwicht als gevolg van het uitvallen van de eenheid compenseert.

De R2-reserve moet volledig kunnen "vrijgemaakt" worden (van 0 MW tot het maximum) in 7 en een half minuten, zodat ELIA binnen een kwartier kan overgaan van een activering van het hele vermogen downward naar een activering van het hele vermogen upward, of omgekeerd.

De R3-reserves moeten binnen het kwartier volledig kunnen worden "vrijgemaakt".

33. "Beleid 1" van het bedrijfshandboek van ENTSO-E introduceert verschillende soorten methodes voor het dimensioneren van de secundaire en de tertiaire reserves:

- enerzijds een deterministische methode, bestemd om de controle te behouden bij het verlies van de grootste productie-eenheid, en bijgevolg gebaseerd op het criterium "N-1",
- anderzijds een probabilistische methode die steunt op een probabilistische evaluatie van het risico dat er een tekort is aan reserves.

De deterministische methode is wijdverspreid en vormde de grondslag van de methode die ELIA tot in 2010 gebruikte voor 2011. Deze methode heeft voor 2017 geleid tot een te voorzien volume R2+R3 dat gelijk is aan de grootte van de grootste eenheid, hetzij een nucleaire eenheid van 1.038 MW. Voor 2018 is het offshore windpark (1143 MW) voor het eerst groter dan de grootste nucleaire eenheid en het is dus het offshore windpark dat gebruikt wordt om de grootte van de referentie-eenheid voor deze methode te bepalen. De methode stuit echter op haar limieten wanneer men rekening moet houden met de almaar complexere problemen waarmee men te maken krijgt bij het bepalen van de secundaire en tertiaire reservevermogens.

ELIA heeft bijgevolg in 2011 een nieuwe (voornamelijk) probabilistische methode ontwikkeld voor het bepalen van het secundair en tertiair reservevermogen in 2012. Conform de vraag van de CREG heeft ELIA in 2012 de methode van 2011 voor de bepaling van het secundair en tertiair reservevermogen in 2013 vervolledigd door de probabilistische aanpak te finaliseren. Om de secundaire en tertiaire reservevermogens tot in 2015 te bepalen, heeft ELIA dezelfde methode gebruikt. Voor 2017 heeft ELIA enkele evoluties aan de methode aangebracht, in hoofdzaak op basis van de bijdrage van de fotovoltaïsche productie bij de bepaling van de grootte van de standaardeenheid voor de bepaling van het volume R2+R3. Voor 2018 heeft ELIA dezelfde methode als voor 2017 behouden.

De grondslag van de methode bestaat dus in het bepalen van de reserves die toelaten het risico van een tekort aan reserve te beperken tot een vooraf bepaalde waarde (Pdef)⁴. Om het risico op een dergelijk tekort te evalueren convolueert⁵ de probabilistische methode de waarschijnlijkheidsverdeling van de oorzaken van het onevenwicht. De vergelijking van de resulterende curve en van de aanvaarde waarschijnlijkheidsdrempel Pdef laat toe het vereiste reservevolume te bepalen.

34. Daar waar de R2 dient om ongewilde onevenwichten in een normale situatie te compenseren en om de grote onevenwichten in de zone gedeeltelijk te compenseren, laat de R3 enerzijds toe de R2

³ De reserves "R3 standaard" en "R3 flex" zijn producten die ELIA heeft ontwikkeld en vanaf januari 2017 werden geïmplementeerd.

⁴ Met andere woorden, de waarschijnlijkheid waarbij de reserves onvoldoende zouden zijn om het beschouwde onevenwicht te dekken

⁵ Convolutie is een wiskundige techniek die de berekening van de kansverdeling van een som van onafhankelijke variabelen, waarvan men de individuele waarschijnlijkheidsverdeling kent, toelaat. In dit geval worden de oorzaken van het onevenwicht als onafhankelijke variabelen beschouwd.

te desatureren tijdens langdurige activeringen, en anderzijds de R2 aan te vullen om het hoofd te bieden aan belangrijke onevenwichten in de zone.

Doordat ze automatisch geactiveerd wordt en gebruikt wordt om ongewilde onevenwichten in een normale situatie te compenseren, streeft de R2 ernaar om een goede kwaliteit voor de regeling van de zone (ACE) binnen het kwartier te behouden. Het geheel R2+R3 wordt, met het oog op de compensatie van grote onevenwichten van lange duur, meer in het bijzonder rechtstreeks gekoppeld aan het behoud van de veiligheid van de zone.

Om daarmee rekening te houden, bepaalt ELIA de behoeften aan R2+R3 op basis van de kwartieronevenwichten, terwijl ze de behoeften aan R2 bepaalt door zich te baseren op de variabiliteit van de kwartieronevenwichten, bepaald als de variatie van het kwartieronevenwicht tussen opeenvolgende kwartieren.

De onevenwichten worden enerzijds veroorzaakt door onvoorziene gebeurtenissen en anderzijds door voorspellingsfouten. Afhankelijk van de beschouwde onevenwichtsbron, wordt de waarschijnlijkheidsverdeling bepaald aan de hand van hetzij tijdreeksen, hetzij gekende verdelingen afkomstig van probabilistische modellen. Het gebruik van tijdreeksen, als ze gekend zijn, heeft twee voordelen: de variatie tussen opeenvolgende kwartieren kan worden berekend en het laat toe om, door sommering, de correlatie tussen onevenwichtsbronnen in rekening te brengen.

Naargelang het type van reserve waarvan ze het volume wil bepalen, gebruikt ELIA de probabilistische methode met verschillende waarden voor de parameters:

- de voorspellingshorizon: de tijd die is verlopen tussen het ogenblik waarop de analyse wordt gemaakt en het begin van de onderzochte periode,
- de beschouwde periode: het aantal uren gedurende dewelke de methode de waarschijnlijkheid op pannes toepast, zodanig dat alle mogelijke combinaties van pannes van productie-eenheden in deze periode in rekening worden gebracht,
- de aanvaarde waarschijnlijkheidsdrempel voor het tekort aan reserve (P_{def}).

Typische kan de voorspellingshorizon kort zijn, enkele uren of dagen vooraf – om de reserves te ramen die de komende uren of dagen zullen nodig zijn – of lang - verscheidene maanden vooraf - zoals het geval is voor het huidige voorstel van ELIA.

De voor de andere parameters aangenomen waarden worden verderop bij de toepassing van de methode op elk type van reserve, toegelicht.

35. De door ELIA uitgewerkte methode bestaat uit verschillende stappen:

- het bepalen van de nodige vermogens van R2+R3 voor het globale systeem,
- het bepalen van de nodige vermogens van R2+R3 voor het standaardsysteem,
- het bepalen van het vermogen van R2,
- het bepalen van het vermogen van R3.

ELIA voert een verschil in tussen R2+R3 voor het globale systeem en R2+R3 voor het standaardsysteem.

De logica achter het onderscheid tussen globaal systeem en standaardsysteem steunt op de volgende vaststelling. Wanneer men de bron van onevenwichten beschouwt, bestaat een belangrijk en zeer typisch deel ervan door de plotse onbeschikbaarheid van op het ELIA-netwerk aangesloten productie-eenheden. De structuur van het Belgisch productiepark laat toe een drempel van geïnstalleerd vermogen van productie-eenheden derwijze te bepalen dat alle geïnstalleerde vermogens die lager of gelijk aan deze drempel zijn zich bevinden in de portefeuille van meerdere ARP's, terwijl alle

geïnstalleerde vermogens die deze drempel overschrijden deel uitmaken van de portefeuille van een enkele ARP. Dit heeft ertoe geleid te overwegen dat het risico verbonden aan de plotse onbeschikbaarheid van vermogens lager dan deze drempel, veroorzaakt door vermogens die deel uitmaken van portefeuilles van meerdere ARP's, op gesocialiseerde wijze moeten worden gedekt via door ELIA aangekochte reserves, terwijl het restrisico te wijten aan geïnstalleerd vermogen hoger dan deze drempel moet worden gedekt door reservevermogen ter beschikking gesteld door een enkele ARP die deze vermogens in portefeuille heeft.

Het begrip van globaal systeem is dus ingevoerd om de reserves te kunnen begroten die toelaten het geheel van de onevenwichts-risico's van het systeem te dekken. De in deze context bepaalde R2+R3 reserve is die welke het systeem in zijn geheel nodig heeft. De productie-eenheden worden er beschouwd met hun nominaal geïnstalleerd vermogen.

Het begrip van standaardsysteem laat toe om voor de productie-eenheden enkel rekening te houden met het te mutualiseren deel van het te dekken risico, met andere woorden, dat voortvloeit uit het deel van het geïnstalleerd vermogen van productie-eenheden dat lager of gelijk is aan de hierboven bepaalde drempel, « grootte van de standardeenheid » genoemd. Bij het bepalen van de reserves van het standaardsysteem wordt de grootte van de productie-eenheden beperkt tot deze van de standardeenheid.

De evolutie van het geïnstalleerd vermogen van de offshore windturbines en de correlatie tussen hun werkingen hebben ELIA ertoe geleid het offshore windenergie-vermogen als een enkele productie-eenheid te beschouwen bij het bepalen van de grootte van de standardeenheid. Dit punt zal worden ontwikkeld in het hieronder volgende deel gewijd aan het bepalen van de reservevermogens.

Rekening houdend met de in 2017 voorziene geïnstalleerde fotonvoltaïsche capaciteit van ongeveer 3,3 GW had ELIA in 2016 een bijkomende analyse uitgevoerd van de reserves van 2017 om de omvang te bepalen van de onevenwichten die werden veroorzaakt door de variabiliteit (op verschillende tijdsintervallen) van de voorspellingsfout van de fotonvoltaïsche productie om de eventuele impact ervan op de grootte van de standardeenheid te bepalen; dit punt zal eveneens uiteengezet worden in het onderstaande deel over de bepaling van de reservevermogens.

Aangezien er steeds meer beroep gedaan wordt op de *netting*⁶ van de onevenwichten met die van de andere regelzones via het IGCC-mechanisme, is ELIA eveneens overgegaan tot een voorafgaande analyse om te evalueren in welke mate het aangewezen is dat dit beroep tot de IGCC in rekening moet worden genomen voor de dimensionering van de reserves R2 en/of R3. De eerste resultaten brengen een beperkt effect op het volume van het secundaire reservevermogen aan het licht (vermindering van 0 tot 3 MW afhankelijk van geval tot geval) dat niet leidt tot een vermindering van dit volume. Aangezien deze problematiek complex is, overweegt ELIA om in de toekomst bijkomende studies over het onderwerp uit te voeren. In afwachting van het resultaat van deze studies, houdt ELIA met de deelname aan de IGCC niet expliciet rekening bij de dimensionering van de secundaire en tertiaire reservevermogens voor 2018.

Voor het bepalen van de reservevermogens R2+R3 maakt ELIA gebruik van beide benaderingen, de deterministische en de probabilistische, waarbij het vanuit een conservatief standpunt het hoogste resultaat van beide benaderingen als te reserveren volume neemt.

Om het volume van R2 te bepalen, maakt ELIA enkel gebruik van de probabilistische benadering, omdat de deterministische benadering in dit geval minder geschikt is.

⁶ *Netting* is een procedure die het mogelijk maakt onevenwichten tussen regelzones in tegengestelde richtingen te compenseren.

ELIA ontwikkelt bovendien in de probabilistische methode een dubbele verwoording om de reservevermogens te beschrijven: de reservebehoefte en reservevolumes.

De reservebehoefte zijn derwijze gedimensioneerd om in staat te zijn de onevenwichten van het systeem te kunnen dekken met een overeengekomen waarschijnlijkheid van tekort, zonder onderscheid van de productkenmerken bepaald om deze te dekken noch van de beschikbaarheid van de vermogens die met dat doel zullen worden aangekocht.

De reservevolumes begroten op niveau van elk product de te contracteren reservevermogens om te voldoen aan de dimensioneringscriteria, rekening houdend met de productkenmerken en de beschikbaarheid van de gecontracteerde vermogens.

36. De beschouwde oorzaken van onevenwicht voor de dimensionering van het geheel R2+R3 zijn die waarvan het effect langer duurt dan een kwartier:

- uitvallen van productie-eenheden,
- de onbeschikbaarheden van het offshore windturbinepark bij stormweer,
- fout op de vooruitzichten inzake wind- en zonne-energieproductie,
- de andere onevenwichten veroorzaakt door:
 - de fout op het afnamevooruitzicht, voor het deel dat niet gecompenseerd wordt door de ARP in intraday,
 - onvolkomenheden van de afnameopvolging door de productie, te wijten aan de uurlijkse tijdsintervallen van de beschikbare producten op de markt,
 - uitvallen op het niveau van de vraag,
 - grote plotse schommelingen in de uitwisselingsprogramma's met de naburige regelzones,
 - andere niet-identificeerbare onevenwichten veroorzaakt door de ARP's,
 - het verschil tussen de compensatie van de verliezen en het verliesniveau op dat ogenblik.

Als ze het vermogen R2+R3 voor het globale systeem beschouwt, houdt ELIA rekening met alle productie-eenheden. Beschouwt men het standaardsysteem, dan wordt rekening gehouden met de grote productie-eenheden voor een vermogen dat beperkt is tot de grootte van de standaardeenheid.

37. Andere beschouwde oorzaken van onevenwicht voor de dimensionering van R2 zijn die waarvan het effect zich in de variatie tussen opeenvolgende kwartieren laat gevoelen:

- de variabiliteit van de voorspellingsfout van wind- en zonne-energieproductie,
- de variabiliteit van de andere onevenwichten veroorzaakt door:
 - de fout op het afnamevooruitzicht, voor het deel dat niet gecompenseerd wordt door de ARP in intraday,
 - onvolkomenheden van de afnameopvolging door de productie, te wijten aan de uurlijkse tijdsintervallen van de beschikbare producten op de markt,
 - uitvallen op het niveau van de vraag,
 - grote plotse schommelingen in de uitwisselingsprogramma's met de naburige regelzones,

- andere niet-identificeerbare onevenwichten veroorzaakt door de ARP's,
- het verschil tussen de compensatie van de verliezen en het verliesniveau op dat ogenblik.

38. De reserve R3 die ELIA moet verwerven om ze ter beschikking van de ARP's te stellen wordt berekend als de nodige aanvulling bij R2 om de reserve R2+R3 van het standaardsysteem te bekomen.

39. Wat de berekening van de reserve R2+R3 betreft, stelt de CREG vast dat ELIA, vanuit een conservatief standpunt, bij de bepaling van R3, het gebruik van de probabilistische methode aanvult met dat van de klassieke deterministische methode "N-1". De CREG is van mening dat deze praktijk tegemoetkomt aan de bekommernis om de nodige reserve R3 niet te onderschatten, zolang de wind- en zonne-energiecapaciteiten geen doorslaggevende rol spelen in de dimensionering van deze reserves.

40. Algemeen genomen stelt de CREG vast dat ELIA een methodologie heeft uitgewerkt die in de lijn ligt van die welke bedoeld wordt in "Beleid 1" van het bedrijfshandboek van ENTSO-E voor wat de secundaire en tertiaire reserve betreft. In dat opzicht voldoen de door ELIA voorgestelde methodes aan artikelen 244, § 2, en 250, § 2 van het technisch reglement. Bovendien laten ze toe rekening te houden met de doelstelling van de aan ELIA toevertrouwde opdrachten krachtens artikel 233 van het technisch reglement.

De CREG is van mening dat de door ELIA voorgestelde methodes een dimensionering van het automatische secundaire regelvermogen en van het tertiaire regelvermogen mogelijk maken.

Bijgevolg is de CREG van mening dat de door ELIA voorgestelde evaluatiemethodes aanvaardbaar zijn en keurt deze goed. De CREG herhaalt echter dat ze zich in de huidige beslissing niet over enig onevenwichtstarief uitsprekt.

4.3.2. Bepaling van het secundair en tertiair reservevermogen

41. ELIA past de hierboven voorgestelde en goedgekeurde methode toe voor het bepalen van het secundair en tertiair reservevermogen R2+R3. De voornaamste parameters van het probabilistische model worden bepaald op basis van de volgende gegevens, waarover ELIA beschikte in januari 2016.

- Voor 2018 stijgt het voorziene geïnstalleerde windenergievermogen van 496 MW in januari (165 MW offshore) tot 781 MW in december (430 MW offshore) ten opzichte van diezelfde maanden van 2016, die in de methode als referentie worden genomen (totale voorziene geïnstalleerde windenergie-vermogen in december 2018: 3.190 MW, waarvan 2.047 MW onshore en 1.143 MW offshore)⁷.
- Voor 2018 stijgt het voorziene geïnstalleerde zonne-energievermogen van 411 MW in januari tot 435 MW in december ten opzichte van diezelfde maanden van 2016, die in de methode als referentie worden genomen (totale voorziene geïnstalleerde zonne-energievermogen in december 2018: 3.635 MW).
- De voorspellingen gaan tot één jaar.
- De beschouwde periode bedraagt 8 uur.
- De waarde van de aanvaarde waarschijnlijkheidsdrempel (Pdef) voor het tekort aan reserve is gebaseerd op het voorstel van ENTSO-E, namelijk 0,1%. Deze evaluatie ligt

⁷ Deze gegevens zijn in januari 2017 beschikbaar en worden door ELIA gebruikt voor de bepaling van de strategische reservevolumes.

eveneens in de lijn van het doorgaans aanvaarde risico voor de bevoorrading van de TNB's inzake reserve.

De evaluatie van de oorzaken van onevenwicht is gesteund op volgende overwegingen:

- Het percentage aan uitvallen van eenheden werd overgenomen uit een synthese, per type van centrale, van de informatie vervat in de logboeken van het nationale controlecentrum.
- Het uitvallen van de offshore windenergie-productie bij stormweer wordt los van de pannes van andere productie-eenheden beschouwd. Gezien de geografische nabijheid van offshore windparken, bestaat er een grote gemeenschappelijke wijze bij hun functioneren, wat, vanuit het standpunt van willekeurige onderbrekingen, verantwoordt deze als een enkele bron te aanzien. De uitvalwaarden van de offshore windenergie-productie bij stormweer wordt verkregen door convolutie van de kansverdelingen voor verschillende windsterkten. Hoewel vanuit het systeemstandpunt het uitvallen van de offshore windenergie-productie als eenzelfde bron wordt beschouwd, wordt toch een onderscheid gemaakt tussen de verschillende uitvalsnelheden.
- Voor het bijkomende geïnstalleerde vermogen ten opzichte van 2016 worden de voorspellingsfouten met betrekking tot de productie van windenergie en van zonne-energie afzonderlijk gemodelleerd, op basis van statistieken van voorspellingsfouten in day ahead en intraday voor elk type van bronnen.
- Alle andere oorzaken van onevenwicht worden samen beoordeeld, op basis van de gegevens over residueel onevenwicht van het systeem in 2016 vastgesteld buiten de uren van uitvallen van bovenvermelde productie-eenheden; deze oorzaken van onevenwicht omvatten dus de voorspellingsfouten betreffende de vraag alsook betreffende de reeds in 2016 geïnstalleerde wind- en zonne-energieproductie.

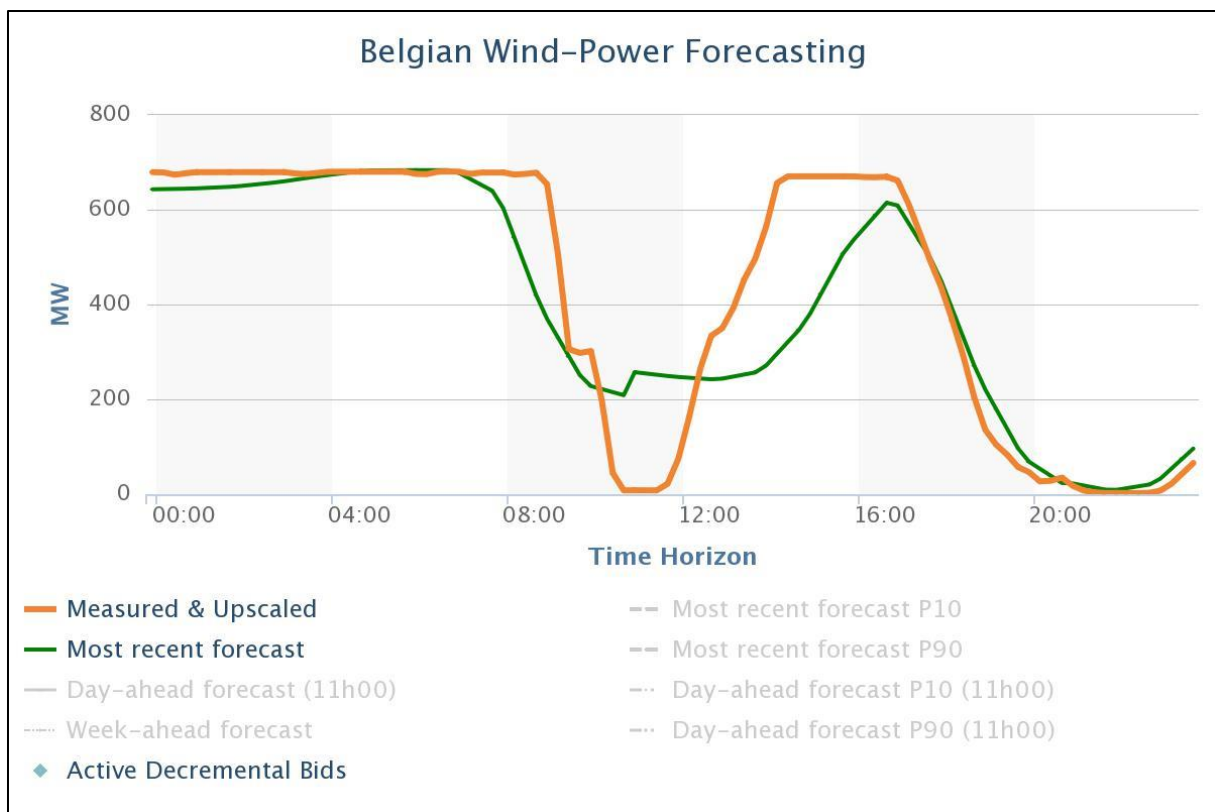
In 2012 heeft ELIA een gemiddeld residueel onevenwicht van het systeem vastgesteld gelijk aan 64 MW. In 2013 bedroeg dit gemiddeld residueel onevenwicht 41 MW, in 2014 2,5 MW, in 2015 4 MW en in 2016 16,6 MW. ELIA heeft de oorzaken van dit residueel onevenwicht bestudeerd en benadrukt hoe moeilijk het voor de ARP's is om het deel "afname" van hun portefeuille correct te analyseren. Door de verbetering van de incentives en de informatie die aan de leveranciers wordt overgemaakt, zou het onevenwicht van de portefeuille van de ARP's moeten verminderen. ELIA heeft dus voor de dimensionering van de reserves het gemiddelde onevenwicht van het systeem in 2016 gecorrigeerd en teruggebracht tot een waarde van 0 MW.

Tot in 2014 liet een grootte van standardeenheid van 500 MW voor 2015 toe gestalte te geven aan het te mutualiseren risico volgens sectie II.3.1 van het huidige document ontwikkelde methode. Deze grootte van 500 MW dekte het geheel van de eenheden van het productiepark vervat in de portefeuilles van meerdere ARP's, met inbegrip van de grootste STEG's en de eerste 500 MW van de grote nucleaire eenheden, wat ertoe leidde het overeenstemmende risico te mutualiseren en het dekken van het risico veroorzaakt door het deel van het vermogen van elke kerneenheid boven 500 MW ten laste te leggen van de enige ARP die de kerneenheden in portefeuille heeft.

Sinds de evaluatie van 2015 voor 2016 heeft een analyse van het gedrag van offshore windparken toegelaten het bestaan aan te tonen van een belangrijke gemeenschappelijke werkingswijze in de energieproductie van verschillende offshore windparken, wat ertoe heeft geleid deze parken als eenzelfde productie-eenheid te beschouwen, en zo ook het uitvallen van de windparkproductie als het uitvallen van een enkele fictieve productie-eenheid te aanzien. Deze fictieve productie-eenheid bevindt zich weliswaar in de portefeuille van verschillende ARP's, maar de redenering is hoofdzakelijk gebaseerd op het feit deze als een enkele eenheid te beschouwen op vlak van ongeplande

onbeschikbaarheden. Het geïnstalleerd vermogen dat tegen eind 2018 zal worden bereikt voor het geheel van de offshore windenergie-productie wordt thans geraamd op 1.143 MW.

De motivatie om het offshore windpark als een eenheid te beschouwen berust natuurlijk op statistische overwegingen, maar ook op observatie. Figuur 1 hieronder, die afkomstig is van de website van ELIA, toont de laatste raming van de productie (groene curve) en het vastgestelde geproduceerde vermogen (oranje curve) van alle offshore windparken voor 20 november 2016. De geïnstalleerde capaciteit van dit park was dan 712 MW en de productie voor de uitval ongeveer 680 MW, hetzij 95%. Een terugval van het geproduceerde vermogen was voorzien, waardoor de productie tot ongeveer 200 MW zou worden teruggebracht terwijl de terugval in werkelijkheid later is begonnen en de productie in twee fasen die op de figuur zichtbaar zijn met een veel steilere helling dan in de raming tot nul werd gebracht. Bovendien begon de stijging vroeger dan voorzien en was ze scherper. Het is dus mogelijk het volledige offshore windpark in een korte tijd te "verliezen" (in het licht van de tijd voor het onderhoud en de heraanleg van de tertiaire reserve). Het is dan ook gerechtvaardigd om voor het beroep van het systeem ervan uit te gaan dat een dergelijke gebeurtenis voortkomt uit één (fictieve) eenheid.



Figuur 1 - Geraamde en vastgestelde productie van alle offshore windparken op 20 november 2016

In 2016 was er een analyse uitgevoerd om de impact van de fotovoltaïsche productie (3,3 GW geïnstalleerde capaciteit in de analyse) op het onevenwicht van het systeem te bestuderen om te bepalen of er bij de definitie van een standaardeenheid zou moeten uitgegaan worden van de geïnstalleerde fotovoltaïsche capaciteit. De resultaten hadden aangetoond dat er een invloed op het onevenwicht was dat veel lager was dan 878 MW (geïnstalleerde offshore capaciteit op het moment van de analyse).

Deze evoluties zijn eveneens in 2018 van toepassing met bijgewerkte waarden van de geïnstalleerde capaciteit van offshore windenergie en het fotovoltaïsche park. Bijgevolg wordt de beperking die op de centrales in het "standaardsysteem" van toepassing is 1.143 MW wat overeenstemt met de geïnstalleerde offshore capaciteit.

Dus bedraagt het niveau van geïnstalleerd vermogen dat in aanmerking moet worden genomen voor het mutualiseren van het risico dat kan ontstaan door het uitvallen van bronnen uit de portefeuille van verschillende ARP's, met inbegrip van de fictieve offshore windenergieproductie-eenheid, 1.143 MW. Het is dus die waarde van 1.143 MW die werd weerhouden als grootte van de standaardeenheid. Het risico waarvan het dekken ten laste wordt gelegd van de enkele ARP die de kerneenheden in portefeuille heeft is dus hetgeen dat voortvloeit uit het deel van het vermogen van elke kerneenheid boven 1.143 MW. Aangezien de geïnstalleerde capaciteit van elke nucleaire eenheid lager is dan deze waarde, wordt het totale risico gesocialiseerd en is de nood aan reserve voor het standaardsysteem gelijk aan de nood aan reserve voor het globale systeem.

42. Door het toepassen van de goedgekeurde methode met de waarden van de parameters bepaald volgens de hierboven uiteengezette principes, komt ELIA tot een waarde van 1.190 MW secundair en tertiair reservevermogen (R2+R3) voor de behoeften van het globale systeem en dus dezelfde waarde voor deze van het standaardsysteem. Daarbij dient genoteerd dat de volgens de probabilistische methode geschatte waarde van 1.190 MW voor het globale systeem groter is dan de schatting bekomen volgens de deterministische methode N-1, namelijk het nominale vermogen van de grootste machine: 1.143 MW. Het is dus het resultaat van de probabilistische methode dat als referentie zal genomen worden. De te mutualiseren waarde is die van het standaardsysteem, namelijk 1.190 MW. De rest van de behoeften, hetzij 0 MW beschikbaar aan 100%, moet worden gedekt door de ARP verantwoordelijk voor de injectie van de grotere thermische eenheden van het systeem, thans de kerneenheden.

Ondanks het feit dat de behoeften van het globale systeem en het standaardsysteem dezelfde zijn als in 2018 werd het onderscheid tussen het globale systeem en het standaardsysteem behouden in de methodologie om er nu nog niet vanuit te gaan dat deze twee systemen in de toekomst altijd dezelfde behoeften zullen hebben.

Gezien de gevoeligheid van de methode aan de waarde van de geïnstalleerde capaciteit van offshore windenergie, heeft ELIA in 2017 een analyse gevraagd met als doel specifiek te bestuderen welke impact een verandering van windsnelheid (of windrichting) op de productie van offshore windenergie heeft. De resultaten van deze analyse zijn nog niet beschikbaar. Ze zullen gebruikt worden om de gegevens gebruikt in het proces voor de bepaling van de reservevermogens voor 2019 te verfijnen.

43. De CREG hecht haar goedkeuring aan het door ELIA voor 2017 bepaalde secundair en tertiair reservevermogen, namelijk 1.190 MW met een beschikbaarheid van 100%.

4.3.3. Bepaling van het secundair reservevermogen

44. ELIA past de hierboven voorgestelde en goedgekeurde methode toe voor het bepalen van het secundair reservevermogen R2 voor 2017. De voornaamste parameters van het probabilistische model worden bepaald op basis van de volgende principes.

- De beschouwde periode bedraagt 8 uur.
- De aanvaarde waarschijnlijkheidsdrempel voor het tekort aan reserve (P_{def}) is gebaseerd op de in 2014 vastgestelde P_{def} die in 2015 werd gebruikt voor de R2 van 2016, hetzij 21%; deze waarde is aanzienlijk lager dan deze vastgesteld in de jaren voor 2014, daar deze gemiddeld rond 27% lag in de jaren 2011 tot 2013; dit is het gevolg van een aanzienlijke kwaliteitsverbetering van de regeling van de ACE; in het systeem van ENTSO-E wordt de kwaliteit van de regeling van de ACE gemeten door middel van indicatoren; de belangrijkste indicator waarop de evaluatie van de kwaliteit van de regeling steunt, is de standaardafwijking van de ACE (σ_{ACE}), waarvan de waarde regelmatig maar op gevoelige wijze tussen 2011 en 2014 is verminderd. Deze verbeteringen vinden hun oorsprong in

verschillende factoren; waaronder de vermindering van de onevenwichten van de ARP's als gevolg van de door ELIA getroffen maatregelen, en aan de invoering van een nieuwe tarifiering van de onevenwichten, evenals aan het toenemende belang van de compensatie van de onevenwichten tussen regelzones binnen de IGCC.

- Voor 2018 hanteert ELIA net zoals voor 2017 voorzichtigheidshalve de Pdef waarde van de aanvaarde waarschijnlijkheidsdrempel voor het tekort aan reserve gelijk aan de in 2014 vastgestelde waarde (21%), volgens de overweging dat het niet zeker is dat de verbetering van de volatiliteit van de onevenwichten van het systeem (σ_{ACE}) een structurele tendens weergeeft aangezien de kwaliteit van het ACE in 2016 licht is gestegen t.o.v. 2014 en sterker is gestegen t.o.v. 2015. De verbetering van de regelkwaliteit die de voorbije jaren werd vastgesteld, kan gedeeltelijk worden verklaard door 2 elementen:
 - het effect van de overgang van het onevenwichtsmechanisme naar het "single marginal pricing" mechanisme sinds 2012 en een continue verbetering van de publicaties en communicaties van ELIA naar de marktspelers,
 - de implementatie van het iGCC-proces in oktober 2012.

Om te weten te komen of deze kwaliteitsverbetering door andere parameters kan worden verklaard, op welke manier al deze elementen die beïnvloeden en hoe ze in de toekomst evolueren is ELIA in 2017 bijkomende analyses gestart. De resultaten zullen, net zoals de resultaten van andere lopende studies (bv. dynamische dimensionering van de behoeften, impact van de verandering van windsnelheid of -richting op het offshore windmolenpark,...) worden gebruikt om de prioriteiten van de komende jaren te bepalen met betrekking tot de evolutie van de dimensioneringsmethodologie.

- De intra-kwartiervariabiliteit van de residuele fout van de voorspellingen van de productie door de geïnstalleerde wind- en zonne-energiecapaciteit na 2015, wordt berekend op basis van het verschil van de residuele fouten van de voorspellingen inzake wind- en zonne-energieproductie tussen opeenvolgende kwartieren in de tijdreeksen gebruikt bij de dimensionering van de behoeften aan R2 + R3, met uitsluiting van het uitvallen van de offshore windenergie-productie bij storm.
- De intra-kwartiervariabiliteit van het residuele onevenwicht van het systeem wordt berekend op basis van het verschil van de residuele onevenwichten van het systeem tussen opeenvolgende kwartieren in de tijdreeksen gebruikt bij de dimensionering van de behoeften aan R2 + R3, behalve het uitvallen van de productie-eenheden en dat van de offshore windenergie-productie bij stormweer.

45. Voor de bepaling van de R2-behoeften past ELIA de goedgekeurde methode toe met de waarden van de parameters bepaald volgens de hierboven uiteengezette principes. Om een Pdef van minder dan 21% te respecteren moet er 139 MW R2 worden voorzien.

Voor de berekening van de volumes moet er echter rekening worden gehouden met de historische beschikbaarheid van de geleverde R2. Er dient bovendien in herinnering te worden gebracht dat er een secundaire day-ahead markt voor de R2 bestaat waardoor contractuele verplichtingen voor R2 kunnen worden overgedragen in day-ahead tussen leveranciers van de dienst, zowel omwille van de onbeschikbaarheid van middelen als omwille van economische redenen. Het door ELIA bepaalde sanctioneringssysteem zet de ARP ook aan om de secundaire markt te gebruiken in geval van onbeschikbaarheid.

Bij de dimensionering van de R2 houdt ELIA dus rekening met het feit dat het R2-volume in bepaalde gevallen niet volledig beschikbaar zal zijn. ELIA is van mening dat er een risico van 0,3 % is om 30 MW

R2 te verliezen. Door 139 MW R2 te voorzien wordt de Pdef van 21% onder deze voorwaarden voor 2018 gerespecteerd.

46. De CREG hecht haar goedkeuring aan de door ELIA bepaalde hoeveelheid secundair reservevermogen voor 2018, namelijk een behoefte van 139 MW en een volume van 139 MW aan 100% beschikbaarheid.

4.3.4. Bepaling van het tertiair reservevermogen

47. ELIA past de hierboven voorgestelde en goedgekeurde methode toe voor het bepalen van de behoefte aan tertiair reservevermogen R3. Zodoende berekent ze de behoefte aan tertiair reservevermogen R3 als het complement dat aan het hierboven bepaalde secundair reservevermogen R2 moet worden toegevoegd om het nodige reservevermogen R2+R3 te verkrijgen.

Voor het door ELIA te reserveren gesocialiseerde deel dient het standaardsysteem en niet het globale systeem als referentie. Aldus, op basis van de behoefte aan 1.190 MW aan R2+R3 en 139 MW aan R2, bedraagt de behoefte aan R3 voor 2018 $1.190 - 139 = 1.051$ MW.

48. Om de behoefte aan R3 te bepalen, doet ELIA een beroep op een R3-portefeuille die bestaat uit de gecontracteerde vermogens in R3 standaard, R3 flex en R3 van de hulpcontracten tussen TNB's (hierna "inter-TNB" contracten). De producten R3 standaard en R3 flex staan open voor de technische CIPU-eenheden en niet-CIPU-eenheden. Vanaf 2018 zal de secundaire markt voor deze twee producten worden uitgebreid tot de intraday-markt en zal het gebruik ervan in geval van panne niet meer beperkt worden tot de intraday.

Zoals eerder aangekondigd, wordt het product R3 ICH in 2018 niet meer aangeboden.

Noch de vrije biedingen (ID-bids van het CIPU-contract), noch de complementaire biedingen van de niet-contractuele R3 worden in aanmerking genomen, gezien de hogere onzekerheid van hun beschikbaarheid.

Op basis van een technisch-economische analyse stelt ELIA voor om 830 MW R3-producten te contracteren voor 2018, verdeeld met beschouwing van de volgende vereisten:

- minimum 300 MW R3 standaard met een continue beschikbaarheid;
- het saldo om te komen tot 830 MW gedekt door de R3 flex met een continue beschikbaarheid.

Bovendien, gezien de goede beschikbaarheid van de inter-TNB contracten in 2016 (99,6% voor het contract met RTE en 99,7 voor het contract met TenneT), kan ELIA tevens in uitzonderlijke omstandigheden beroep doen op 250 MW aan inter-TNB R3.

Met de hierboven vermelde middelen voor de R2, R3 standaard en de R3 flex (en dus zonder de R3 inter-TNB), gekoppeld aan een realistische beschikbaarheid, kan niet worden voldaan aan de gekozen grenswaarde van Pdef van 0,1% voor de bepaling van het volume R2+R3 voor het standaardsysteem; ze komen in feite overeen met een Pdef waarde van 0,426%.

Als men naast de bovengenoemde bronnen ook de inter-TNB reserve van 250 MW in rekening brengt, kan met het R2+R3 volume deze grenswaarde van Pdef worden gerespecteerd: dit stemt overeen met een Pdef waarde van 0,084%. De Pdef waarde van 0,1% wordt gehaald indien men de activering van de inter-TNB reserve beperkt tot 28 uur per jaar, wat ELIA als aanvaardbaar beschouwt, gezien bepaalde bronnen, zoals de vrije biedingen van het CIPU-contract, nog aan de bovengenoemde bronnen kunnen worden toegevoegd.

ELIA verklaart dat de aldus voorgestelde volumes toereikend zijn voor 2018.

49. De CREG keurt het voor 2018 te contracteren tertiair reservevermogen van 830 MW goed, met een minimum van 300 MW R3 standaard met een beschikbaarheid van 100%, en het saldo met 100% beschikbaarheid gedekt door R3 flex waardoor in totaal een volume van 830 MW kan worden bereikt.

4.4. BIJKOMENDE OVERWEGINGEN VAN DE CREG

50. De CREG wenst, rekening houdend met het belang van de bepaling van de reservevermogens voor de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het transmissienet in de regelzone, in de huidige beslissing een aantal beschouwingen te maken met het oog op het ontwikkelen van een evaluatiemethode en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen in de toekomst.

51. De CREG wenst dat ELIA haar in de toekomst blijft informeren door middel van een jaarlijks verslag over de beschikbaarheid en het gebruik van de reservevermogens, afschakelbare afnamen en inter-TNB reserves inbegrepen, ten behoeve van de Belgische regelzone. Ter illustratie van de vergelijkende analyse van de kwaliteit van de regeling in de verschillende regelzones in Europa, verzoekt de CREG ELIA nadrukkelijk er systematisch een kopie bij te voegen van de laatste vier kwartaalverslagen van de UCTE / ENTSO-E over het prestatievermogen van de primaire regeling en van de vermogensfrequentieregeling, of van elk officieel document dat dit verslag zou vervangen.

52. Gezien ENTSO-E het door ENTSO-E voor de Belgische regelzone bepaald primair regelvermogen voor 2018 nog niet heeft berekend, verzoekt de CREG eveneens aan ELIA om deze waarde op haar website te publiceren van zodra ze er door ENTSO-E in kennis van zal worden gesteld.

53. De CREG waardeert de recente verbeteringen die ELIA heeft doorgevoerd bij de terbeschikkingstelling van informatie waardoor de marktspelers beter kennis kunnen nemen van wat er gebeurt op systeemniveau en waardoor de ARP's in het bijzonder het onevenwicht van de regelzone met een kleinere tijdshorizon beter kennen. De CREG dringt bij ELIA erop aan om de informatie die beschikbaar is op haar website te blijven verbeteren, zowel wat de kwantiteit als de kwaliteit betreft.

54. Aangezien de inter-TNB reserve een expliciet deel van de tertiaire reserve is, is het volgens de CREG belangrijk een goed zicht te hebben op de beschikbaarheid van deze reserve. De CREG blijft ELIA verzoeken om met de naburige TNB's RTE en TenneT de uitwisseling van gegevens over de beschikbaarheid qua volume en de eraan verbonden prijzen van de inter-TNB reserves te formaliseren. De CREG wenst om de drie maanden door ELIA op de hoogte gebracht te worden van de gerealiseerde vorderingen ter zake, vooral van het contract met TenneT waarvoor ELIA momenteel niet systematisch over gedetailleerde beschikbaarheidsgegevens beschikt.

55. De CREG stelt met tevredenheid de verhoging van de mogelijke deelname van de afnemers aan de reserves vast. Gezien de aangekondigde schaarsheid van de reservevermogens in België, moedigt de CREG ELIA aan om het verhogen van de deelname van de vraag aan de primaire, secundaire en tertiaire regeling verder te onderzoeken.

Inzake "vrije" (niet op jaarbasis gecontracteerde) en contractuele biedingen op de afnames, vraagt de CREG ELIA ook om door te zetten zodra de elektriciteitswet inzake energie-overdracht zal zijn aangepast.

Bovendien vraagt de CREG aan ELIA om in haar toekomstige voorstellen over de evaluatiemethode voor en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen na te denken over de impact van de evolutie voor de deelname van de vraag, de vrije biedingen van de tertiaire reserve mFRR, de deelname van de Belgische regelzone aan het IGCC-mechanisme en de inter-TSO-contracten met inbegrip van het in aanmerking nemen van de nieuwe interconnecties als ze tijdens de geanalyseerde periode in dienst zouden zijn, op de volumes.

56. In de mate waarin het nodig is om flexibiliteit te zoeken waar ze zich bevindt, onder meer in het verbruik van kleinere afnemers die minder grote volumes verbruiken dan de grote industriële klanten, moedigt de CREG ELIA aan om te blijven samenwerken met de aggregatoren en de distributienetbeheerders om de toegang zo vlug mogelijk uit te breiden van de middelen verbonden met de netten van de DNB's tot producten waardoor kleine afnemers en kleine producenten zo vlug mogelijk kunnen deelnemen aan de primaire, secundaire en tertiaire reserves, met name door het gebruik van secundaire meters (submetering) en dit volgens de technische vereisten vastgesteld door de bevoegde publieke autoriteiten.

In dit verband moedigt de CREG ELIA aan om op het vlak van de mix van toegelaten producten redelijke inspanningen te doen om mechanismen te implementeren om de reële volumes voor de deelname van de vraag die per leveringspunt kunnen worden gevaloriseerd te maximaliseren.

5. BESLISSING

Gelet op het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende het technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe.

Gelet op het voorstel betreffende de evaluatiemethode voor en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2017, dat door ELIA op 28 april 2017 per brief aan de CREG ter goedkeuring werd overgemaakt.

Gelet op de openbare raadpleging die de CREG tussen 24 mei en 14 juni 2017 heeft georganiseerd over haar ontwerpbeslissing.

Overwegende dat de NV ELIA SYSTEM OPERATOR haar voorstel heeft ingediend voor het jaar 2018.

Overwegende dat de evaluatiemethode voor de bepaling van het primair reservevermogen steunt op artikel 236, §2, van het technisch reglement en onder meer op de toepassing van regels die de interoperabiliteit van de gekoppelde Europese netten regelen;

Overwegende dat de evaluatiemethode ontwikkeld voor de bepaling van het secundair reservevermogen steunt op artikel 244, §2, van het technisch reglement en aanvaardbaar is op basis van de elementen aangehaald in paragraaf 21;

Overwegende dat de evaluatiemethode ontwikkeld voor de bepaling van het tertiair reservevermogen steunt op artikel 250, §2, van het technisch reglement en aanvaardbaar is op basis van de elementen aangehaald in paragraaf 21;

Overwegende dat de voorgestelde evaluatiemethodes correct werden toegepast bij de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2018;

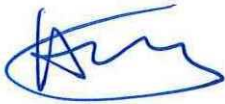
Overwegende de analyse van de antwoorden op de openbare raadpleging opgenomen in deel 3 van onderhavige beslissing.

Heeft de CREG besloten, in het kader van de opdracht die haar werd toevertrouwd door artikel 233 van het technisch reglement, de evaluatiemethode voor het primair, secundair en tertiair reservevermogen en haar toepassing voor 2018 goed te keuren.

Ze vestigt echter de aandacht van ELIA op de “bijkomende overwegingen” vermeld onder titel 4.4 van de huidige beslissing en de overwegingen en aanvragen geformuleerd in paragrafen 5, 7, 10, 11, 17 en 18 van de huidige beslissing.

De huidige beslissing spreekt zich niet uit over de prijzen, noch over de tarifaire aspecten met betrekking tot deze materie. Deze punten zullen het voorwerp uitmaken van een afzonderlijke tarifaire beslissing van de CREG.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitster van het Directiecomité