

Ontwerpverslag inzake de noodzakelijke voorwaarden om het evenwicht in de ELIA-regelzone te verzekeren

Inhoud

1	Context.....	3
2	Balanshandhaving door de BRPs met het oog op reduceren van residuele onbalansen	7
3	Maximale diversificatie in participerende energiebronnen in de balanshandhaving	9
4	Grensoverschrijdende synergiën in balanshandhaving bevorderen	19
5	Besluit.....	21

In navolging van art. 8 §1,15° van de Wet betreffende de organisatie van de Elektriciteitsmarkt van 29 april 1999, hierna “Elektriciteitswet”, wordt ELIA in zijn rol als (transmissie)netbeheerder belast met de taak om een “stappenverslag” op te stellen ter beschrijving van de “voorwaarden die noodzakelijk zijn om het evenwicht van de regelzone te verzekeren”. Dit verslag behandelt deze stappen in 3 onderscheiden segmenten van voorwaarden die, indien vervuld, een belangrijke contributie leveren in de efficiënte, i.e. met minimale regelkosten, en verzekerde, i.e. met voldoende middelen, balanshandhaving van de ELIA-regelzone. Deze 3 segmenten bestaan uit het :

- | |
|---|
| <ol style="list-style-type: none">1. Balanshandhaving door de BRPs met het oog op reduceren van residuele onbalansen;2. Maximale diversificatie in participerende energiebronnen (zowel productie als afname) in de balanshandhaving;3. Grensoverschrijdende synergiën in balanshandhaving; |
|---|

Voor dit verslag vertrekt ELIA vanuit de conclusies uit de studie “Reserves 2018”¹. Deze studie diagnosticeert en analyseert de behoeften aan, alsook de beschikbaarheid van, reserves in 2018. Deze studie werd verricht op vraag van de CREG in haar beslissing (B)120621-CDC-1162 van 21/6/2012 en is sinds 8/6/2013 beschikbaar op de ELIA website. In dit verslag worden deze voorwaarden gepresenteerd met het oog op een efficiënte en verzekerde balanshandhaving van de ELIA-regelzone.

Deze voorwaarden zijn van toepassing op verschillende actoren actief in de geliberaliseerde elektriciteitsmarkt. Het spreekt voor zich dat, gezien de verschillende (zowel federale als regionale) beleidsmakers en regulatoren die in deze betrokken zijn, het een veelheid van gecoördineerde acties vergt om verder te bouwen aan een efficiënte en verzekerde balanshandhaving.

¹ “Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018”, <http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/Reserves-Study-2018>

1 Context

De EU-doelstelling om het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen (HEB) in het totale energieverbruik op te trekken tot 20% in 2020 heeft geleid tot een sterke stijging van (intermitterende) wind- en zonenergie alsook biomassa-eenheden. Deze energiebronnen introduceren een bijkomende stochastische variabiliteit in het netbeheer en vereisen, naast extra investeringen in het net, ook de noodzakelijke flexibiliteit om deze integratie te faciliteren. Bovendien wordt het merendeel van deze energiebronnen aangesloten op het distributienet.

Volgens art. 157 van het Federaal Technisch Reglement is een evenwichts- of balansverantwoordelijke (BRP) belast met de balanshandhaving binnen zijn portfolio op kwartierbasis. Daartoe beschikt de BRP over verschillende markten (day ahead, intraday) op dewelke hij zich kan bevoorraden om tegemoet te komen aan de vraag tijdens de dag. Er zijn evenwel moeilijk voorspelbare of onvoorziene omstandigheden die resulteren in een onbalans tussen de productie en de vraag binnen de portfolio van een BRP.

Deze zgn. “residuele onbalansen” kunnen ondermeer een gevolg zijn van residuele voorspellingsfouten inzake de belasting, productie van hernieuwbare energiebronnen zoals wind-, zon- of biomassa-productie, maar ook door het onvoorziene verlies van grote afnames of de uitval van productie-eenheden. Ook de uitval van een HVDC-interconnector² ressorteert hieronder gezien een BRP, ten belope van de toegekende capaciteitsrechten op deze interconnector, energie kan verhandeld hebben die vervat is in zijn portfolio. Deze residuele onbalansen kunnen, gezien hun omvang en onmiddellijk karakter, niet steeds afgedekt worden door de betrokken BRP. Het zijn deze residuele onbalansen die de reservenoden van ELIA bepalen.

ELIA als transportnetbeheerder is belast met de balanshandhaving op het ELIA-net en dient deze residuele onbalansen weg te werken met behulp van ondersteunende diensten zoals gecontracteerde primaire, secundaire en tertiaire reserves alsook niet-gecontracteerde reserves (of flexibiliteit) onder de vorm van zgn. “vrije biedingen”.

De primaire en secundaire regeling zijn onderdeel van mechanismen welke de energiebalans handhaven. Binnen 15 minuten zijn de primaire en secundaire regelingen actief. De primaire regeling in de gekoppelde landen compenseert het vermogenstekort of onevenwicht gedurende de eerste minuten door middel van een proportionele actie op de frequentieafwijking. Vervolgens wordt de secundaire regeling actief in het land waar de verstoring plaatsvindt en herstelt de frequentieafwijking. De secundaire regeling is centraal opgesteld bij ELIA. De primaire regeling is lokaal aanwezig bij de productie-eenheden en is vanaf de eerste seconden na de verstoring van de frequentie automatisch actief. De primaire regeling dient naast de balans in België ook op uitvallen in het buitenland te reageren.

De tertiaire regeling is tevens centraal opgesteld bij ELIA en wordt manueel geactiveerd. Deze bestaat gedeeltelijk uit niet-gecontracteerde reserves (de vrije biedingen) in tegenstelling tot de secundaire reserves die voor 100% van het volume worden gecontracteerd.

² De integratie van de 1000MW HVDC interconnector met het Verenigd Koninkrijk is gepland in 2018 (NEMO-project). Deze HVDC interconnector kan bij uitval zeer grote (negatieve ingeval import, positieve ingeval export) onbalansen veroorzaken. Bovendien introduceren geplande import-export-wisselingen of de ramping op deze kabel een verhoogde volatiliteit in de residuele onbalansen.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de verschillende technische kenmerken van deze ondersteunende diensten gebruikt bij de balanshandhaving door ELIA³.

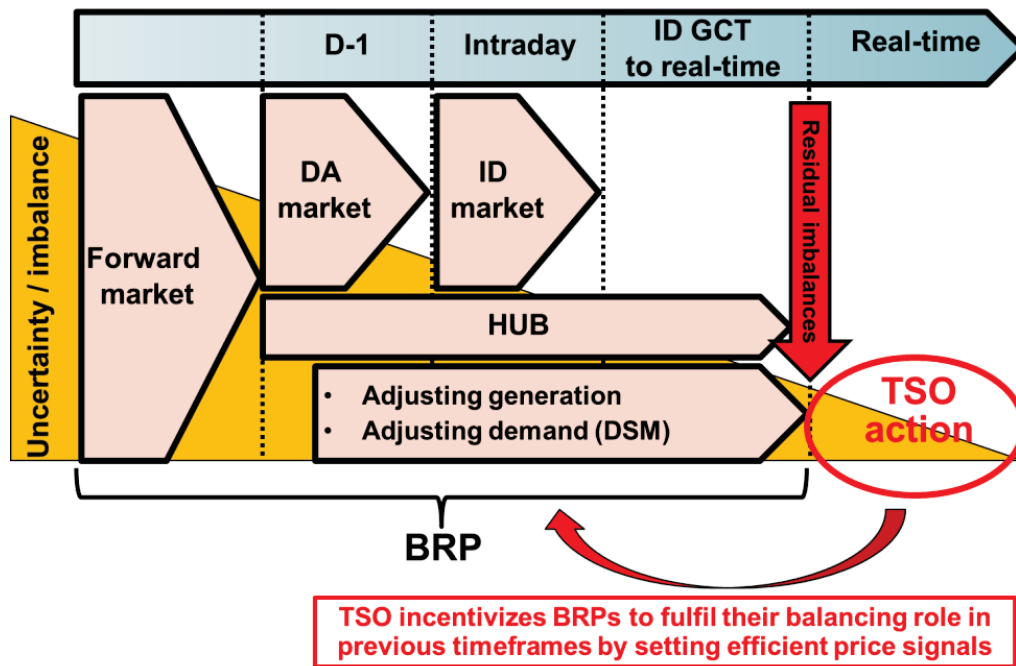
Soort reservevermogen	Reactiesnelheid	Kenmerken
Primaire regeling (R1)	+++ (automatisch & gedecentraliseerd) 100% gecontracteerd	• Activering na enkele seconden en uiterlijk binnen 30 seconden. • Het primaire reservevermogen wordt geactiveerd tot de secundaire regeling de primaire regeling komt ontlasten. • Reservevermogen bepaald op ENTSO-e niveau.
Secundaire regeling (R2)	++ (automatisch & gecentraliseerd) 100% gecontracteerd	• Volledige activering mogelijk binnen uiterlijk 15 minuten. • Het secundaire reservevermogen moet de primaire regeling ontlasten en dient geactiveerd te blijven zolang het evenwicht niet hersteld is. • Beperkt vermogen. • Aanbeveling voor volume op ENTSO-e-niveau, maar bepaald door individuele regelzones.
Tertiaire regeling (R3)	+ (manueel & gecentraliseerd) Gedeeltelijk gecontracteerd	• Volledige activering uiterlijk binnen 3 of 15 minuten. • Het tertiaire reservevermogen moet de secundaire regeling ontlasten en assisteren en dient geactiveerd te blijven zolang het evenwicht niet hersteld is. • Groter vermogen. • De tertiaire vermogens blijven geactiveerd tot het onevenwicht hersteld is door de (betrokken) marktpartijen.

Inzake balanshandhaving of balancing streeft ELIA naar een model waarbij de netbeheerder de BRPs aanspoort (via onbalansprijzen) om hun onbalansen zelf te corrigeren, zelfs in real time. De acties van de netbeheerder beperken zich dan idealiter tot het (automatisch) activeren van “snelle” reserves met korte activatie- en duurtijden. In dit marktdesign ligt een grotere evenwichts- en balansverantwoordelijkheid bij de BRP.

De netbeheerder regelt enkel de resterende of residuele onbalansen weg. Een dergelijk balancing markt design heeft het voordeel dat er minder risico's zijn in de real time (en dus een hogere systeemveiligheid) doordat de BRPs aangespoord worden om in een zo vroeg mogelijk stadium de nodige acties te ondernemen om hun portfolio in evenwicht te brengen. Concreet komt dit erop neer dat, naarmate men de real time nadert en dus de onzekerheid afneemt, de BRP betere voorspellingen kan maken en de flexibiliteit reeds in de day ahead en intraday markt kunnen aanbieden en verhandelen aan marktgebaseerde prijzen.

³ Zie ook "Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018", <http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/Reserves-Study-2018>

Dit wordt geïllustreerd in onderstaande figuur:



Aangezien de BRPs onderhevig zijn aan het ELIA-onbalansprijsmechanisme dat hen in real time aanspoort om in evenwicht te blijven, dienen zij voldoende te investeren in voorspellingstools alsook in de ontwikkeling en ontplooiing van flexibiliteit in hun portfolio om aldus onbalansen en aanverwante penaliteiten te vermijden. Dit leidt tevens tot een betere en meer duurzame integratie van HEB in het systeem.

ELIA heeft, net zoals TenneT in Nederland, geopteerd voor dit marktdesign en ook de Europese Commissie heeft in haar finaal rapport over de impact van de Electricity Balancing Network Code⁴ erkend dat dit design het meest efficiënt is: *“The most efficient balancing market is a market where ‘minimal’ residual imbalances remain to be solved by the TSO. This is maximised by a combination of incentives and liquid and efficient intraday market”*.

Tot begin 2012 werd het merendeel van deze ondersteunende diensten geleverd door centrale productie-eenheden opgenomen in een CIPU-contract⁵ tussen ELIA en de betrokken BRP. Niettemin faciliteert ELIA sinds lange tijd de participatie van grote, op het transmissienet aangesloten klanten ter levering van tertiaire reserves. Deze zgn. “afschakelbare klanten” sluiten rechtstreeks met ELIA een contract af voor de levering van onderbreekbaarheid in het kader van de tertiaire reserve. Op en afregelvermogen voor secundaire reserves werd hoofdzakelijk geleverd door stoom-en gasgestookte centrales (STEG). Sinds 2013 koopt ELIA ook een derde van haar primaire regeling rechtstreeks aan bij grote industriële klanten aangesloten op het transmissienet.

⁴ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/20130610_eu_balancing_master.pdf

⁵ CIPU-contract: contract voor de Coördinatie van Injectie van Productie-Eenheden beschrijft de modaliteiten en verschillende procedures volgens dewelke een BRP deze productie-eenheden dient te exploiteren op het ELIA-net

Een aantal factoren hebben dit klassiek aankooppatroon van ondersteunende diensten (reserves) grondig gewijzigd, alsook de noodzaak tot een diversificatie van de types productie-eenheden ter levering van deze ondersteunende diensten en flexibiliteit in het algemeen:

1. De stijging van variabele fluxen afkomstig van HEB met een intermitterend karakter (wind- en zonenergie). De volgende jaren is een sterke stijging merkbaar in het geïnstalleerd vermogen zon- en windproductie in België, van iets meer dan 4GW in 2012 tot meer dan 8GW in 2018:

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PV	82	573	766	1579	1790	2100	2750	3069	3338	3548	3716
Wind	352	587	888	1025	1382	1597	2281	2683	3295	3982	4402
Onshore	346	557	693	830	1002	1095	1266	1420	1575	1730	1885
Offshore	6	30	195	195	380	502	865	1071	1488	1979	2204

2. Het groeiend aandeel van productie-eenheden aangesloten op het distributienet die weliswaar slechts in zeer beperkte mate bijdragen tot de balanshandhaving van de ELIA-regelzone.
3. Het uitstellen van investeringen in grote centrale flexibele gas- en steenkoolcentrales door moeilijkheden met het vergunningskader alsook de financiële rentabiliteit van dergelijke investeringen.
4. Stijgende uitwisseling met andere nationale elektriciteitsmarkten ten gevolge de initiatieven tot prijskoppeling (eerst op CWE-niveau en binnenkort op NWE-niveau) waardoor deze eenheden in een grotere afzetmarkt hun energie kunnen verkopen.

Tijdens de recente situaties van veel wind en zon, weinig tot niet moduleerbare nucleaire en WKK-installaties gecombineerd met een lage belasting (zgn. situatie van “incompressibiliteit”⁶), stelt ELIA vast dat er in real time onvoldoende (neerwaartse) flexibiliteit in het systeem aanwezig is.

Bovendien worden er onvoldoende initiatieven ondernomen om deze flexibiliteit te ontwikkelen. Een betere en tijdige voorspelling van dergelijke situaties van incompressibiliteit, alsook de ontwikkeling en gebruik van flexibiliteit, zijn bijgevolg noodzakelijk om de systeemveiligheid te garanderen.

⁶ netsituatie waarbij het surplus aan energie op het net grote is dan het beschikbare neerwaartse regelvermogen

2 Balanshandhaving door de BRPs met het oog op reduceren van residuele onbalansen

De benodigde hoeveelheid reserves die ELIA elk jaar dient te contracteren hangt, zoals eerder beschreven, sterk af van de mate waarin de BRPs erin slagen om de residuele onbalansen te vermijden. Om een sterke stijging van deze reserves te vermijden is het belangrijk dat de BRPs:

1. Maximaal investeren in het op (zeer) korte termijn (intraday) voorspellen van variabele hernieuwbare (wind, zon) en decentrale (aangesloten op distributienetwerk) productie en belasting.
2. Zoveel mogelijk gebruik maken van de verschillende markten (zowel day-ahead als intraday) voor hun eigen balanshandhaving.
3. Pro-actief ernaar streven om de flexibiliteit in hun portfolio (zowel productie als belasting) te ontwikkelen en deze effectief aan te bieden op de verschillende markten (day-ahead, intraday en de balancing).

Om betere voorspellingen te kunnen maken, waardoor een reductie van de residuele onbalansen verwacht wordt, is het tevens belangrijk dat het gedeelte in de voorspelling verbonden aan de belasting annex productie op distributieniveau goed ingeschat wordt. Daartoe hebben de distributienetbeheerders een aantal initiatieven opgezet om accurate meetgegevens te verzamelen (smartmetering) en deze aan te wenden voor een optimale profilering van zowel afname (Synthetic Load Profiles⁷) als productie (Synthetic Production Profiles⁸). Deze gegevens worden ter beschikking gesteld van de leveranciers die op hun beurt deze informatie overmaken aan de BRPs ter verfijning van hun voorspellingen en nominaties tav ELIA.

Om bovenstaande acties te bevorderen, heeft ELIA een aantal initiatieven genomen die aan bovenstaande uitdagingen tegemoet komen:

1. Introductie (sinds 2012) van een beter onbalansprijsmechanisme gericht op een marginale vergoeding/penalizatie van de BRP-onbalanspositie. Het nieuwe onbalansmechanisme is niet langer gekoppeld aan de day ahead Belpex prijzen waardoor een correcter, meer realtime gebaseerd prijssignaal voor onbalansen wordt gegeven. Na de day ahead markt heeft de BRP dus extra stimulus (via marginale onbalansprijzen) om zijn voorspelde onbalansen op de intraday markt te verhandelen.

Bovendien is een extra component of prikkel in de onbalansprijzen voorzien om het systeemevenwicht te behouden en aldus de hoogte van de onbalansprijzen zo te bepalen dat investeringen in, en het gebruik van, betere voorspellingen, accurate metering en het ontwikkelen en aanbieden van flexibiliteit (op kwartuurbasis)

⁷ 'Synthetic Load Profiles' (SLP's), worden in de vrije elektriciteits- en gasmarkt gebruikt voor de verrekening van de afname van verbruikers die niet uitgerust zijn met telemeting (bron: www.synergrid.be)

⁸ 'Synthetic production Profiles' ('SPP'): om de productie volumes per kwartier te modelleren in het geval deze niet continu (per 15') worden uitgelezen, wordt er een SPP toegepast. Dit zijn synthetische curven die alle kwartierwaarden van de productie gedurende een jaar bevatten. De SPPs zijn per type productie, maar initieel wordt enkel een SPP voor zonnepanelen (PV) voorzien. (bron ATRIAS - UMIG 6.0 Market Processes)

aangemoedigd worden. Bijgevolg is een continue evaluatie van de reactie van de BRPs op deze onbalansprijzen nuttig om eventuele bijstellingen te verrichten.

Ook de Europese Commissie heeft in haar finaal rapport over de impact van de Electricity Balancing Network Code⁹ erkend dat dit onbalansprijsmechanisme het meest efficiënt is: *“A single marginal price based mechanism for imbalances is the best practice to incentivise real-time participation of market actors, however this must be carefully considered vis-à-vis the alternative of a dual imbalance pricing system and with reference to the specificities of the individual power system.”*

2. De introductie van negatieve onbalansprijzen waardoor ook HEB kunnen participeren in de balanshandhaving. HEB-producenten genieten van steunmechanismes en bij onderbreking van de productie hebben deze een opportuiniteitskost ten belope van de verloren steun, en plaatsen dus biedingen met negatieve prijzen. Op deze wijze is er een sterk prijssignaal naar de BRP om hun onbalanspositie te corrigeren.
3. Het voorstel om alle onbalansvolumes onderhevig te maken aan de onbalansprijzen. Dit is in lijn met de bepalingen in de toekomstige Europese Network Code inzake Electricity Balancing¹⁰: *“The Network Code on Electricity Balancing shall impose that generation units from intermittent renewable energy sources do not receive special treatment for imbalances and have a BRP, which is financially responsible for their imbalances.”*. De Europese Commissie heeft in haar finaal rapport over de impact van de Electricity Balancing Network Code¹¹ erkend dat dit principe het meest efficiënt is: *“All market participants across borders should ultimately face the same incentives, obligations and responsibilities”*. Bijgevolg zouden productie-afwijkingen voor offshore windeenheden en de “first firing” energie ook onder de onbalansprijzen ressorteren.
4. Uitsturen van zgn. “Balancing Warnings” tav de BRPs om te anticiperen op de mogelijkheid van ernstige onbalanssituaties (schaarste, incompressibiliteit).
5. Publicatie van voorspellingen van zowel wind- en zonenergie op de ELIA-website.
6. Faciliteren van de participatie van de BRP aan het herstellen van het systeemevenwicht via voorstel tot wijziging van het BRP-contract. Deze voorstellen zijn lopende in samenspraak met de CREG.
7. De ontwikkeling van een transparant biedingplatform waarop zowel BRPs als BSPs vrije biedingen kunnen indienen. De criteria voor het indienen van biedingen (oa. ramping rates en duurtijd) zullen toelaten dat ook HEB zoals wind, biomassa, WKKs en afname kunnen participeren aan het aanbieden van flexibiliteit.

⁹ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/20130610_eu_balancing_master.pdf

¹⁰ <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/electricity-balancing/>

¹¹ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/20130610_eu_balancing_master.pdf

8. Actief te participeren aan de uitbouw van een gekoppelde day-ahead en intraday markt in de regio Noord-West Europa. Deze pilootprojecten op ENTSO-e niveau moeten toelaten dat marktparticipanten toegang krijgen tot meer (grensoverschrijdende) liquiditeit en dus meer mogelijkheden krijgen om hun onbalansen te verhandelen. De evolutie naar kwartierproducten en een sluitingstijd voor cross-border intraday korter dan 1 uur moeten deze liquiditeit verder verruimen en een kostenefficiënte integratie van variabele HEB verhogen.

3 Maximale diversificatie in participerende energiebronnen in de balanshandhaving

De huidige (traditionele) sterk geconcentreerde levering van ondersteunende diensten door centrale gasgestookte productie-eenheden van het type STEG (en in mindere mate piekeenheden van het type OCGT¹²) bemoeilijkt een economisch efficiënt beheer (zowel aankopen als activeren) van deze diensten. Daarom is een doorgedreven diversificatie van productie-eenheden van cruciaal belang om tegemoet te komen aan de stijgende afhankelijkheid van deze dure eenheden. Dit vereist niet alleen verhoogde investeringen in productietechnologieën en –capaciteiten maar ook aanpassingen aan het regulatorisch kader, zoals “intelligente ondersteuningsmechanismen, en aan het marketdesign voor de aankoop van deze ondersteunende diensten en flexibiliteit.

Een gediversifieerde portfolio is een sleutelvereiste voor een liquide (en dus meer economisch efficiënte) en duurzamere markt voor balanshandhaving (reserves en flexibiliteit). In een efficiënte markt worden de reserves geleverd door draaiende productie-eenheden of actieve belastingen (vraagbeheer). Afhankelijk van de markt- en weersomstandigheden kunnen dit ook HEB, WKKs of grote gasgestookte eenheden zijn.

ELIA heeft recent een aantal initiatieven genomen om deze diversificatie in de levering van ondersteunende diensten (reserves) te faciliteren:

1. Participatie van grote industriële klanten aan de levering van primaire regeling. In 2013 nemen deze een derde van de gecontracteerde volumes voor hun rekening.
2. Participatie van WKK-eenheden aan de secundaire reserve.
3. Faciliteren van asymmetrische (Peak/OffPeak) biedingen voor secundaire en tertiaire reserves.
4. Mogelijkheid tot het indienen van vrije biedingen voor secundaire reserves.
5. Het opzetten van een secundaire markt voor zowel primaire als secundaire reserves alsook tertiaire reserves afkomstig van productie-eenheden.

De deelname van wind, WKKs, biomassa, hydro-eenheden en waar mogelijk belasting, en dit zowel op het ELIA- als distributienet, een dergelijke diversificatie is noodzakelijk om een efficiënte balanshandhaving te garanderen. Belangrijke elementen die de deelname van bovenstaande eenheden in de diversificatie kunnen faciliteren zijn ondermeer:

¹² Open Cycle Gas Turbine (OCGT)

1. Ontwikkeling van intelligente ondersteuningsmechanismen of “smart support schemes”. Smart support schemes creëren een aantrekkelijk(er) kader waarin bovenstaande eenheden, middels ontwikkeling van productieflexibiliteit, kunnen deelnemen aan de levering van ondersteunende diensten (reserves) en flexibiliteit tav ELIA. Daartoe is een aanpassing van de toekenningsmodaliteiten voor groenstroomcertificaten (GSC)¹³ en WarmteKracht Certificaten (WKC)¹⁴ nodig, die evenwel niet los gezien kan worden van andere maatregelen van technische aard of van marktdesign.

Het optreden van negatieve prijzen op de balancing markt wordt nu sterk beïnvloed door het feit dat de producenten bij onderbreking van de productie een opportuniteitskost hebben ten belope van de verloren steun bij eventuele afregeling, en dus biedingen plaatsen met negatieve prijzen om deze steun via de balancingmarkt gecompenseerd te zien. Bij het ontwikkelen van dergelijke smart support schemes is het van belang om de prikkel voor een HEB en WKK om ‘incompressibel’ uitgebaat te worden te verminderen. Dit kan bewerkstelligd worden door het bevorderen van

- de deelname van HEB en WKK aan de balancingmarkt en dit op een wijze die hen prikkelt om aan hun ware marginale kost aan te bieden op deze markt i.p.v. aan een prijsniveau gebaseerd op het steunniveau;
- een economisch zinvolle prijsvorming in de day-ahead markt in plaats van het verder uitdiepen van negatieve prijzen door biedgedrag gedreven door het steunniveau.

Een mogelijke optie voor de nieuwe offshore windparken is de introductie op middellange termijn van een variabele feed-in premie (met LCOE¹⁵) gekenmerkt door:

- een variabel steunniveau met compensatie van gederfde steun in geval van neerwaartse biedingen en een output-gebaseerd steunmechanisme. Het bestaand steunmechanisme voor offshore windparken (oa. productie afwijking en groenestroomcertificaten) zou kunnen vervangen worden door een systeem waarbij op basis van een LCOE (*levelized cost of energy*) per offshore windpark het benodigd steunniveau wordt berekend. Via een variabele feed-in premie wordt enkel het verschil tussen wat men op elk ogenblik op de markt kan verdienen (bvb. via Belpex) en de LCOE (als maat voor de benodigde inkomsten) als steun uitgekeerd.

¹³ Groenestroomcertificaat (GSC) toont aan dat 1.000 kWh netto-elektriciteitsproductie afkomstig van installaties die elektriciteit produceren op basis van hernieuwbare energiebronnen (wind, zon, biomassa, ...) werd geproduceerd

¹⁴ Warmte-krachtcertificaat (WKC) toont aan dat 1.000 kilowattuur (kWh) primaire energie werd bespaard in een kwalitatieve warmte-krachtinstallatie in vergelijking met een situatie waarin dezelfde hoeveelheid elektriciteit en/of mechanische energie en warmte gescheiden worden opgewekt.

¹⁵ De ‘levelized cost of energy’ (LCOE) is het resultaat van een ‘onrendabele top’-berekening en geeft het nodige steunniveau aan uitgedrukt in Euro/MWh. Op basis van deze LCOE kan een variabele feed-in premium (FIP) opgezet worden. Hierbij wordt verondersteld dat het steunniveau rekening houdt met inkomsten uit de markt. In de praktijk betekent dit dat het steunniveau berekend wordt als: Steunniveau = LCOE – Belpex; Dit steunniveau is dan variabel en volgt de Belpex-prijzen. De ontvangen steun is dan gelijk aan het volume geproduceerd in een bepaald uur vermenigvuldigd met het steunniveau in dat uur. De ontvangen steun hangt bij een variabele FIP dus af van het ogenblik waarop de energie geproduceerd wordt.

De LCOE zou bovendien alle kosten verbonden aan de balancing, aansluiting en bestaande steunmechanismen (ondermeer productieafwijking) kunnen omvatten.

- betere prikkels voor HEB-producenten voor deelname aan de balancing markt aan hun werkelijke marginale activatiekost en een voorstel van verlies van steun voor windenergie bij negatieve marktprijzen. Het niet toekennen van groenstroomcertificaten bij negatieve marktprijs wordt overwogen en in sommige landen toegepast (cf. Deense windmolenpark Anholt). Echter, een niet-geharmonizeerde toepassing van dergelijke regel in de huidige sterk gekoppelde markten kan leiden tot een verstoring van de merit order (biedladder) tussen de onderscheiden regio's. Bijgevolg stelt Elia voor om dergelijke maatregel op basis van marktprijzen verder in een breder inter-regionaal en internationaal kader te onderzoeken.

Voor andere energiebronnen (onshore wind, biomassa,...) en WKK die via een certificatsysteem steun ontvangen gelden gelijkaardige problemen. Aangezien de opportuniteitskost om af te regelen in de balancing markt of de logische biedprijs in de day-ahead markt gelijk is aan de gederfde steun door het niet ontvangen van een certificaat, zal men in de balancing en day ahead markt bieden aan een negatieve prijs die minstens gelijk is aan de gederfde garandeerde minimumsteun of de verwachte marktprijs. Op deze wijze versterken zij eventuele incompressibiliteit en diepen ze eventuele negatieve prijzen verder uit.

In haar advies aan de Vlaamse Regering in het kader van het decreet diverse bepalingen energie (maart 2013) stelt ELIA voor om op korte termijn voor biomassa-eenheden (en eventueel midden- en grootschalige WKK) die rechtstreeks aangesloten zijn op het Elia-net het steunmechanisme om te vormen naar een tweeledige structuur (met een hogere en lagere bandingfactor) zonder daarbij te raken aan het principe van toekenning van certificaten of aan het globale voorziene steunniveau. Een dergelijk systeem kan gradueel en eventueel per individueel geval ingevoerd worden. Op deze manier wordt de totale steun voor een producent niet gewijzigd en kan de producent zelfs een bonus realiseren door actief deel te nemen in de onbalansmarkt of aan de levering van ondersteunende diensten.

In elk geval zouden “smart support schemes” op lange termijn de integratie van HEB in de markt moeten bevorderen en geen aparte productiecapaciteit buiten de markt creëren. Dergelijke intelligente steunmechanismen mogen in geen geval de netbeheerder beperken in zijn taak van balanshandhaving en het garanderen van de bevoorradingszekerheid. De lange termijn evolutie naar capaciteit gebaseerde steunmechanismen (met een prikkel voor beschikbaarheid) zou in elk geval een volledige participatie van de HEB in de energiemarkten faciliteren alsook de exploitanten/BRPs van HEB aansporen om hun inherente flexibiliteit verder te ontwikkelen en aan te bieden op de onbalansmarkt.

2. een verplichte uitrusting ter levering van ondersteunende diensten (in casu primaire en secundaire regeling en spanningsregeling) voor alle nieuwe eenheden (> 50MW) aangesloten op het Elia net. Op deze wijze zullen de nieuwste, en dus meest efficiënte, eenheden steeds technisch uitgerust zijn om te participeren aan de levering van deze ondersteunende diensten en aldus bijdragen aan de capaciteit om deze levering vanop Belgische bodem te garanderen.
3. een verplichting tot aanbieden van afregelvermogen (flexibiliteit) voor HEB (on- en offshore-windproductie, biomassa-productie) op de onbalansmarkt. ELIA faciliteert reeds de participatie van WKK-eenheden en windenergie aan de vrije biedingen. Het feit dat de toekenning van de GSC strikt per geproduceerde energie blijft, leidt ertoe dat deze biedingen gebeuren tegen een negatieve prijs die ondermeer rekening houdt met de opportuniteitskost van de verloren GSC.
4. de verplichte technische uitrusting van offshore windparken om ingeval van grote stormen op een beheerste wijze hun injectie te reduceren (zgn. *“active stall pitching”*). Bovendien zou Elia de mogelijkheid moeten hebben tot het preventief afschakelen van offshore windparken bij stormvoorspelling (*preventive offshore wind curtailment*). Het creëren van een aangepast wettelijk en regulatorisch kader is daartoe wenselijk.
5. de evolutie naar het contracteren op kortere termijn (maandelijks, wekelijks, dagelijks) van ondersteunende diensten waardoor productie-eenheden en belastingen met kortere cycli van voorspelbaarheid ook kunnen participeren. In navolging van de aanbeveling van de CREG in oktober 2012 zal ELIA vanaf 2014 starten met de introductie van korte termijn (hoogstens maandelijks) aankopen voor een deel van primaire en secundaire reserves. Dit project heeft de goedkeuring van de CREG ontvangen, in het bijzonder voor de ex-ante goedkeuring van de hiermee gepaard gaande kosten in 2014. Voor een uitbreiding van deze korte termijn aankopen in 2015 dient een aangepast wettelijk en regulatorisch kader gecreëerd te worden.
6. de mogelijkheid creëren voor nieuwe marktpelers, zoals aggregatoren, om ook te participeren aan de levering van toepasselijke ondersteunende diensten en flexibiliteit. In concreto heeft ELIA de participatie van belasting aan de levering van primaire (enkel voor belasting op transportnet) en tertiaire reserve (belasting zowel op het transport- als het distributienet), opengesteld aan dergelijke BSP - die geen BRP- zijn. In 2013 leveren grote industriële klanten een derde van de primaire regeling.
6. de ontwikkeling van nieuwe operationele exploitatiemethodes voor pump storage hydro-eenheden zoals Coo en Plate Taille. Dankzij deze nieuwe economisch efficiënte exploitatiemethodes kan de bijdrage aan primaire, secundaire en tertiaire reserves verder geoptimaliseerd worden.
7. de mogelijkheid te voorzien dat alle eenheden op gelijk welk netniveau (behalve eventueel de zeer kleinschalige productie) kunnen deelnemen aan neerwaartse biedingen (of opwaartse biedingen indien technisch mogelijk) op de onbalansmarkt. De contractuele en

technische afspraken tussen producent en BRP dienen deze mogelijkheid te voorzien. In het contractueel kader tussen Elia en de BRP worden deze biedingen financieel verrekend op het niveau van het globale portfolio van de BRP. In de zomer van 2012 werd een dergelijk product met succes getest in het Elia-net onder de naam “Aggregated Power Plant - APP”. Dit product zal in najaar van 2013 verdere toepassingen vinden.

8. een gestructureerde samenwerking tussen ELIA, de distributienetbeheerders, BRPs en nieuwkomers zoals BSPs, om de flexibiliteit in het distributienet te kunnen laten participeren aan de reserves en balancing markt. Belangrijk hierbij is de bedrijfszekerheid van de distributienetten te garanderen (oa. spanningskwaliteit). Deze flexibiliteit, zowel productie als afname, kan in uitzonderlijke omstandigheden als noodzakelijk middel voor kostenefficiënt netbeheer (lokaal congestiebeheer) en in normale marktomstandigheden als product ten behoeve van de balanshandhaving dienen. In concreto voorziet ELIA vanaf 2014, ten belope van maximaal 50MW, de participatie van belasting op het distributienet aan de levering van tertiaire reserve .

Daarnaast kan productieflexibiliteit ook bijdragen tot het maximaliseren van de aansluitbaarheid van decentrale (HEB-) productie tegen een lagere maatschappelijk kost door het optimaliseren van het gebruik van bestaande netinfrastructuur. Door efficiënt gebruik te maken van de aanwezig flexibiliteit kan een globaal technisch-economisch optimum in de netinvesteringskosten nagestreefd worden. Om zowel de netbeheerders als producenten, BRPs en BSPs investeringszekerheid te bieden, is evenwel een stabiel wettelijk en regulatorisch kader noodzakelijk.

Op het niveau van de verschillende reserves in de ondersteunende diensten, onderscheiden we volgende mogelijkheden tot een verhoogd economische efficiënt beheer:

1. Voor wat betreft de **primaire regeling** (ook “*Frequency Containment Reserves*” (FCR)) zijn de zgn. “must run” uren een belangrijke kostenfactor. Hoe hoger het aantal exploitatie-uren of draai-uren, hoe lager het aandeel van de must-run uren en dus ook de reservatiekost. Bij stijgende gasprijzen daalt de winstgevendheid (en de draai-uren) van de klassieke gasgestookte centrales en stijgt bijgevolg de reservatiekost door het hoge aantal must-run uren. Als gevolg van deze evolutie worden verschillende gasgestookte centrales (STEG) hetzij (tijdelijk) stilgelegd of omgebouwd naar gasgestookte piekcentrales van het open type (met een nog lagere efficiëntie). OCGT-eenheden worden traditioneel ingezet voor piek- en reservebedrijf, terwijl STEG-eenheden voor midden- en basislast worden ingezet.

Om hieraan tegemoet te komen dient de participatie van volgende (decentrale) energiebronnen verder aangemoedigd en ontwikkeld te worden:

- Biomassa en WKK-eenheden gezien hun hoger aantal draai-uren en dus lager aandeel must-run kosten in de reservatiekosten. Bovendien zorgt de stijgende participatie van deze eenheden in de primaire regeling ervoor dat bijdrage van dure STEG-eenheden kan verlaagd worden;

- Demand side management of de deelname van de industriële maar ook op distributienet aangesloten (residentiële) belasting ;
- Wind- en zonenergie, biomassa en WKK-eenheden dankzij “smart support schemes” en de evolutie naar korte termijn contractualizatie (op dagbasis) zodat de voorspelbaarheid van participatie groter wordt.

Op vlak van aankooppolitiek heeft Elia in 2012 de optie om primair reservevermogen te contracteren buiten de eigen regelzone mogelijk gemaakt (Frankrijk). Elia heeft met name moeten vaststellen dat er een schaarste is op de Belgische markt wat betreft contractueel aangeboden primaire reserve. De sourcing van primaire reserve in het buitenland biedt opportuniteiten in dat opzicht omwille van het feit dat het de marktliquiditeit verruimt.

Daarnaast dient tevens in een Europees kader onderzocht te worden hoe transportnetbeheerders gezamenlijk hun primaire regeling kunnen aankopen en op deze wijze belangrijke schaalvoordelen realiseren.

Besluit: de belangrijkste pistes om in de nabije toekomst de liquiditeit in de aankoop van de primaire regeling te bevorderen zijn:

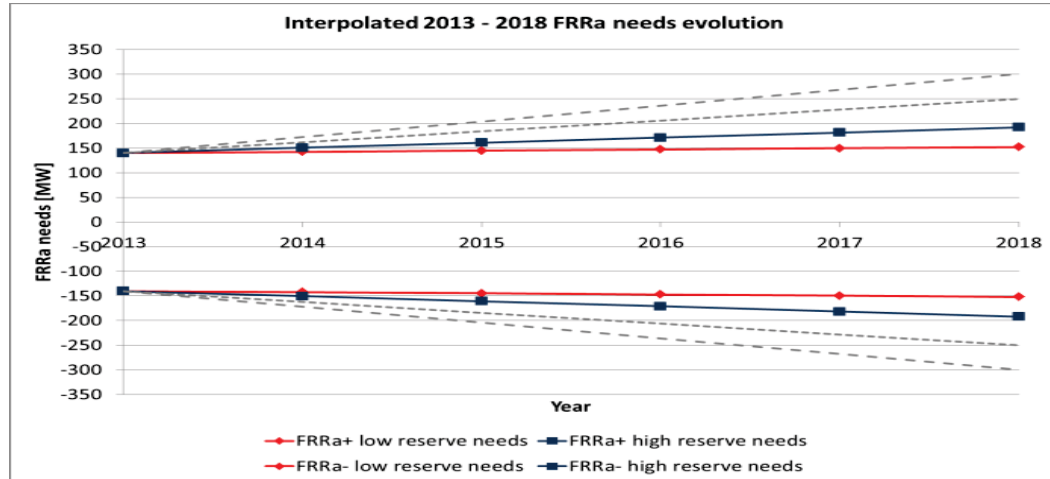
- Evolutie naar korte (week/dag) termijn aankopen
- Uitbreiding participatie van Demand Side Management
- Mogelijkheid tot aankopen van leveranciers buiten de eigen regelzone
- Participatie aan gezamenlijke aankopen door netbeheerders
- Meer participatie van wind- en zonenergie, biomassa- en WKK-eenheden dankzij “smart support schemes”

2. De **secundaire regeling** (ook *automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)*) wordt hoofdzakelijk geleverd door snel reagerende gasgestookte centrales (STEG). Met de hoge gasprijzen worden deze gekenmerkt door een negatieve clean spark spread waardoor een economisch efficiënte aankoop noch activatie mogelijk is. In een efficiënte reservemarkt dienen de draaiende reserves (zowel nodig voor FCR als aFRR) geleverd te worden door die eenheden die volgens de markt (geselecteerd in de merit order of economische stapeling van productie-eenheden) en windomstandigheden actief zijn. Zoniet zullen de hoge must-run kosten van niet-geselecteerde eenheden de kostprijs van de draaiende reserves hoog doen oplopen. Windproductie heeft geen must-run kosten en dus zijn deze ideaal geplaatst om te participeren aan de levering van secundaire (af)regeling.

De nood aan aFRR zal in de komende jaren groter worden door steeds stijgende residuele onbalansen veroorzaakt door een groter aandeel variabele HEB met bijhorende voorspellingsfouten. Bovendien zal het ramping-gedrag van zowel deze variabele HEB als de geplande HVDC-interconnector met het Verenigd Koninkrijk een bijkomende stijging in de residuele onbalansen teweegbrengen.

De concrete behoefte aan extra aFRR zal vooral afhangen van de aanwezige flexibiliteit in het systeem dat op kwartuurbasis kan reageren op deze residuele onbalansen.

Onderstaande grafiek schetst een evolutie van de nood aan aFRR. In 2018 wordt de benodigde hoeveelheid aFRR geschat, afhankelijk van het low or high reserve needs scenario¹⁶, tussen de 152MW en 192MW. In 2013 betreft het 140MW.



Om aan de bijkomende nood aan aFRR tegemoet te komen dient de participatie van volgende (decentrale) energiebronnen verder ontwikkeld te worden:

- Biomassa en WKK gezien hoger aantal draai-uren en dus lager aandeel must-run kosten. Bovendien zorgt de stijgende participatie van deze eenheden in de afregeling ervoor dat het operationeel werkingspunt (P_{min}) op de STEG-eenheden (voor de opregeling) kan verlaagd worden wat op zijn beurt resulteert in lagere must-run kosten. Zoals eerder aangegeven voorziet ELIA deze asymmetrie in de contractering van secundaire reserves.
- De ontwikkeling van nieuwe efficiënte exploitatiemethodes die het verhoogd economisch inzetten van pump storage hydro-eenheden zoals Coe en Plate Taille voor secundaire regeling mogelijk maken.
- Wind (geen must-run kosten) en biomassa voor de secundaire afregeling bij periodes van hoge hernieuwbare productie (wanneer aandeel conventionele productie laag is) middels "smart support schemes".
- Demand side management of de deelname van de belasting – a priori is deze eerder moeilijk gezien de grotere variatie in gevraagde vermogensschommelingen.

Daarnaast dient tevens in een Europees kader onderzocht te worden hoe transportnetbeheerders gezamenlijk hun secundaire regeling kunnen aankopen (reserves) of activeren (energie). In concreto heeft ELIA hiervoor een pilootproject opgezet met de Nederlandse netbeheerder TenneT om de haalbaarheid hiervan te beoordelen (cf. 4. Grensoverschrijdende synergiën in balanshandhaving)

¹⁶ Zie ook "Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018", <http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/Reserves-Study-2018>

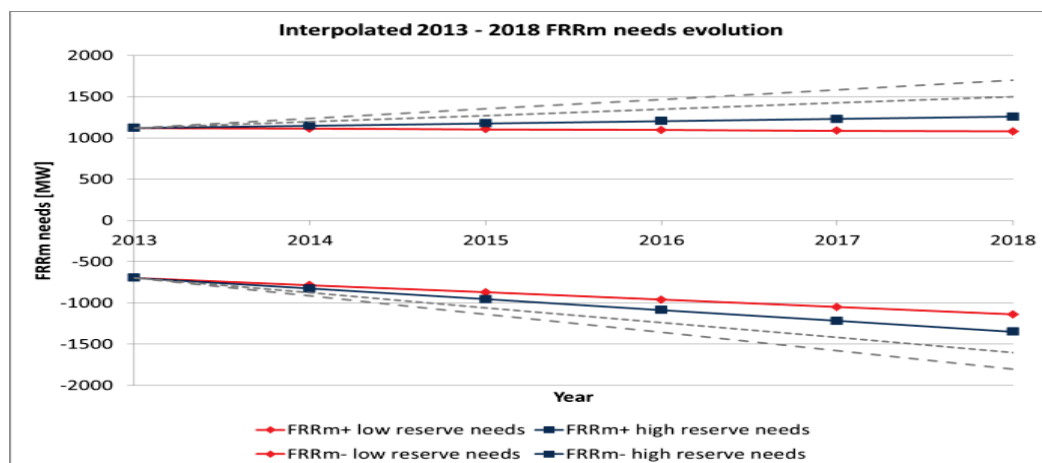
Besluit: de belangrijkste pistes om in de nabije toekomst de liquiditeit in de aankoop van de secundaire regeling te bevorderen zijn:

- Evolutie naar korte (week/dag) termijn aankopen
- Participatie van hydro-eenheden en performante STEG-centrales met een laag operationeel werkingsvermogen (P_{min}) voor de opregeling
- Participatie van wind- en zonenergie, biomassa- en WKK-eenheden mits “smart support schemes” in de afregeling (gezien geen (wind) of lagere “must run”-kosten)
- Participatie van Demand Side Management
- Mogelijkheid tot gezamenlijk kunnen aankopen (reserves) of activeren (energie) van secundaire regeling tussen netbeheerders

3. De **tertiaire regeling** (ook “*manual Frequency Restoration Reserves*” (*mFRR*)) wordt gekenmerkt door een tragere reactie (vollast binnen de 15min na activering) en geleverd door verschillende types eenheden, oa. turbojet-eenheden en gasturbines, alsook afschakelbare klanten aangesloten op het ELIA-net.

De **opwaartse mFRR** heeft vnl. als doel om de aFRR te ontlasten zodat deze terug beschikbaar is voor snelle reactie op residuele onbalansen, bvb. afkomstig van variabele hernieuwbare productie (met positieve en negatieve voorspellingsfouten) en om grote zeldzame onbalansen (uitval van productie-eenheden of verlies van een HVDC-interconnector) op te vangen.

Onderstaande grafiek schetst een evolutie van de nood aan opwaartse mFRR (FRRm+). In 2018 wordt de benodigde hoeveelheid opwaartse mFRR geschat, afhankelijk van het low or high reserve needs scenario¹⁷, tussen de 1078MW en 1258MW. In 2013 betreft het 1120MW, waarvan 661MW gecontracteerd door ELIA.



¹⁷ Zie ook “Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018”, <http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/Reserves-Study-2018>

Om aan de vervanging van de turbojets en eventuele bijkomende nood aan opwaartse mFRR tegemoet te komen dient de participatie van volgende (decentrale) energiebronnen verder ontwikkeld te worden:

- Piekcentrales door aanmoedigen van investeringen in nieuwe (zeer efficiënte) productie-eenheden naast de conversie van bestaande STEG-eenheden naar OCGT-type. Bij zeer lage benutting als zuivere piekeenheid, zal de totale jaarlijkse kost van OCGT ongeveer de helft bedragen van deze van STEG-eenheid.
- Bestaande noodstroom-aggregaten (dieselgeneratoren).
- Demand side management door afschakeling van (decentrale) belastingen.

Daarnaast dient tevens in een Europees kader onderzocht te worden hoe transportnetbeheerders gezamenlijk hun tertiaire regeling kunnen aankopen (reserves) of activeren (energie). In concreto heeft ELIA hiervoor een pilootproject opgezet met de Nederlandse netbeheerder TenneT om de haalbaarheid hiervan te beoordelen (cf. 4. Grensoverschrijdende synergiën in balanshandhaving).

De **neerwaartse mFRR** wordt steeds belangrijker gezien het fenomeen van veel wind en zon bij lage belasting (incompressibiliteit). ELIA stelt sinds een aantal jaren vast dat er onvoldoende neerwaartse flexibiliteit in het systeem aanwezig is alsook onvoldoende initiatieven ondernomen worden door de BRPs om deze flexibiliteit te ontwikkelen. Neerwaartse flexibiliteit dient in principe niet gecontracteerd te worden gezien het een overschot aan energie betreft, vaak gepaard gaande met negatieve onbalansprijzen (door activatie van HEB met verrekenende GSC/WKC).

Indien er onvoldoende neerwaartse flexibiliteit wordt aangeboden kan het nodig zijn dat ELIA aangepaste signalen stuurt via de onbalansprijzen zodat BRPs alsnog geprikkeld worden om hierin te investeren.

In 2018 wordt de bijkomende benodigde hoeveelheid neerwaartse mFRR geschat tussen de 1138MW en 1348MW (zie bovenstaande grafiek: FRRm-). Om hieraan tegemoet te komen dient de participatie van volgende (decentrale) energiebronnen verder ontwikkeld te worden:

- Nieuwe (zeer efficiënte) productie-eenheden uitgerust met de technische functionaliteit om op een laag minimaal operationeel werkingsvermogen te functioneren, met hoge ramping functionaliteiten en de mogelijkheid om snel te starten/stoppen. Elke reductie in het minimaal operationeel werkingsvermogen van bestaande centrales is daartoe evenzeer belangrijk (bvb. de conversie van bestaande STEG-eenheden naar OCGT-eenheden).
- Wind- en zonenergie en biomassa middels smart support schemes voor participatie in de reserves. Voor de levering van flexibiliteit kunnen deze eenheden vandaag reeds inbieden met verrekening van de opportuniteitskost door het verlies van GSC/WKC.
- Storage of opslagcapaciteiten (bvb. hydro pump-storage eenheden zoals Coe en Plate Taille).

Daarnaast zijn, voor zowel op- en neerwaartse mFRR, grensoverschrijdende reserve sharing-contracten (zgn. inter-TSO-contracten) met naburige transportnetbeheerders nodig. Deze zijn erop gericht om een instantaan verlies of uitval van een grote centrale of van een HVDC-interconnector in import of export modus op te vangen.

Finaal kan ELIA ook rekenen op de vrije biedingen (niet-gecontracteerde mFRR) die in het kader van het CIPU-contract aangeboden worden. Zoals eerder vermeld heeft ELIA een project gelanceerd om aanvullende flexibiliteit te capteren via een transparant biedingsplatform.

Besluit: de belangrijkste pistes om in de nabije toekomst de liquiditeit in de aankoop van de tertiaire regeling te bevorderen zijn:

- Evolutie naar korte (week/dag) termijn aankopen
- Participatie van efficiënte piekcentrales (Open Cycle GasTurbine)
- Participatie van bestaande noodstroom-aggregaten (dieselgeneratoren)
- Participatie van demand side management door afschakeling van (decentrale) belastingen bij opregeling
- Mogelijkheid tot gezamenlijk kunnen aankopen (reserves) of activeren (energie) van tertiaire regeling tussen netbeheerders
- Participatie van nieuwe (zeer efficiënte) productie-eenheden uitgerust met de technische functionaliteit om op een laag operationeel werkingsvermogen te functioneren, met hoge ramping functionaliteiten en de mogelijkheid om snel te starten/stoppen
- Wind- en zonenergie en biomassa bij afregeling
- Storage of opslagcapaciteiten (bvb. hydro pump-storage eenheden zoals Coe en Plate Taille) bij afregeling
- Opzetten transparant en grensoverschrijdend biedingsplatform voor flexibiliteit

4 Grensoverschrijdende synergiën in balanshandhaving bevorderen

In het kader van de totstandkoming van een eengemaakte balancing markt in Europa (zgn. “target model”), heeft ACER (Agency for Cooperation of Energy Regulators) aan ENTSO-e gevraagd om pilootprojecten op te zetten die de haalbaarheid van dit target model dienen te testen. Dit target model is het voorwerp van de Network Code Electricity Balancing. Deze Network Codes vloeien voort uit het 3^{de} Europese energiepakket en introduceerde een nieuw systeem voor het opstellen van Europese bindende regelgeving. Deze hebben dus hetzelfde effect als een Verordening en zijn onmiddellijk en rechtstreeks van toepassing in de lidstaten, zonder omzetting naar nationaal recht.

ENTSO-E vervult een belangrijke rol als co-auteur van deze network codes. De Network Code Electricity Balancing zal bijgevolg het toekomstig kader bepalen waarin ELIA haar balanshandhaving dient uit te voeren. Voorafgaand aan de inwerkingtreding van deze Network Code is er evenwel een “comitology”-procedure waarbij de Europese Commissie zich bij de uitoefening van haar uitvoeringsbevoegdheden laat bijstaan door vertegenwoordigers van de lidstaten die verenigd zijn in comités. Dankzij deze comités kan de Commissie met de nationale overheidsdiensten overleggen, voordat zij over de uitvoeringsmaatregelen beslist. Hiermee wordt beoogd deze maatregelen zo goed mogelijk op de realiteit in elk betrokken land af te stemmen, opdat de totstandkoming van deze eengemaakte Europese balancing markt zoveel als mogelijk rekening houdt met bestaande efficiënte marktmechanismen.

Voor ELIA zijn volgende punten alvast belangrijk in de finalisering van de Network Code Electricity Balancing:

- Het organiseren van de sluitingstijd van de balancing markt zo dicht mogelijk bij de real time. Op deze wijze beschikken BRPs maximaal over de mogelijkheden om hun eigen balanshandhaving te regelen. (cf Aanbeveling van de Europese Commissie in haar Impact Assessment¹⁸ inzake de Electricity Balancing Network Code: *“The closing of intra-day market must be no more than 1 hr ahead of the physical gate closure and the PTU moving to 15 minutes will help reduce balancing costs”*.)
- Het vermijden van onnodige beperkingen in de uitwisseling van reserves tussen een netbeheerder en een BSP. Het moet maw. mogelijk zijn om in de toekomst reserves aan te kopen van leveranciers buiten de eigen regelzone

Bovenvermelde pilootprojecten dienen tevens als referentie voor de andere Europese netbeheerders om de toekomstige Network Code inzake Electricity Balancing om te zetten in de praktijk. In juni 2012 heeft ELIA daartoe met de Nederlandse hoogspanningsnetbeheerder TenneT een dergelijk pilootproject opgezet. Dit project heeft vnl. als doel om de mogelijkheid van synergiën te analyseren in het ontwerp van de markt voor aFRR en mFRR. Dit project zal in de loop van 2014 uitmonden in een haalbaarheidsstudie.

¹⁸ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/20130610_eu_balancing_master.pdf

Daarnaast participeert ELIA (onder testfase tot oktober 2013) aan de 1^{ste} module van het International Grid Control Cooperation (iGCC)- initiatief waarbij deelnemende netbeheerders in real-time systeemonbalansgegevens uitwisselen en zo tegengestelde activaties van secundair regelvermogen voorkomen. Dit resulteert in een vermindering van de eigen activaties en dit aan een lagere kost. De uitgewisselde energie wordt achteraf verrekend op basis van een systeem van opportuniteitsprijzen. Dit systeem heeft als doel de financiële voordelen op langere termijn gelijk te verdelen tussen de deelnemende TSOs. De andere deelnemende netbeheerders zijn, naast de 4 Duitse netbeheerders die als één blok deelnemen, de netbeheerders van Denemarken, Nederland, Tsjechië en Zwitserland. De mogelijke verlenging van de iGCC-participatie is onderworpen aan de ENTSO-e beslissing aan het einde van de test fase alsmede een goedkeuring van het ingediende voorstel voor verdere deelname door de CREG.

Een uitbreiding naar module 2 maakt het voorwerp uit van een ander Europees pilootproject. Module 2 houdt in dat de participanten elkaar assistentie verlenen ingeval van onvoldoende secundair regelmogelijkheden. Bijgevolg wordt het risico op systeemonevenwicht gedeeld onder de participerende netbeheerders. Dit resulteert in een verhoogde systeemzekerheid met gelijke hoeveelheid aan secundaire reserves.

In elk van bovenstaande pilootprojecten is het evenwel belangrijk een goede afweging te maken tussen de complexiteit bij het opzetten van het marktdesign en de effectieve voordelen hieraan verbonden. In elk geval zal deze Europese samenwerking ter realisatie van het target model aanzienlijk veel inspanningen en tijd vergen van de betrokken netbeheerders.

5 Besluit

De 3 onderscheiden segmenten van voorwaarden die een belangrijke contributie leveren in de efficiënte en verzekerde balanshandhaving van de ELIA-regelzone bestaan uit:

1. Balanshandhaving door de BRPs met het oog op reduceren van residuele onbalansen;
2. Maximale diversificatie in participerende energiebronnen in de balanshandhaving;
3. Grensoverschrijdende synergiën in balanshandhaving.

Deze voorwaarden zijn van toepassing op verschillende actoren actief in de geliberaliseerde elektriciteitsmarkt. Het spreekt voor zich dat, gezien de verschillende (zowel federale als regionale) beleidsmakers en regulatoren die hierin betrokken zijn, het een veelheid van gecoördineerde acties vergt, om verder te bouwen aan een efficiënte en verzekerde balanshandhaving.

Inzake balanshandhaving streeft ELIA naar een model waarbij de netbeheerder de BRPs aanspoort om hun onbalansen zoveel mogelijk zelf te corrigeren, zelfs in real time. In dit marktdesign ligt een grotere evenwichts- of balansverantwoordelijkheid bij de BRP. De keuze van ELIA voor dergelijk marktdesign impliceert ondermeer dat de BRPs een (pro-) actieve rol dienen aan te nemen in de balanshandhaving binnen hun portfolio. Gezien de benodigde hoeveelheid reserves die ELIA elk jaar dient te contracteren afhangt van de mate waarin de BRPs erin slagen om de residuele onbalansen te vermijden, is het belangrijk dat de BRPs:

1. Investeren in het voorspellen van variabele hernieuwbare (wind, zon) en decentrale (aangesloten op distributienetwerk) productie en belasting;
2. Inzetten op de ontwikkeling en het aanbieden van de flexibiliteit in hun portfolio met een maximale diversificatie in participerende energiebronnen (WKK, biomassa, wind en zon maar ook (decentrale) belasting);
3. Gebruik maken van de verschillende markten (zowel day-ahead als intraday) om enerzijds hun eigen balanshandhaving te verrichten en anderzijds om maximale liquiditeit te creëren voor het wegwerken van onbalansen voor andere BRPs;
4. Participeren aan de korte termijn aankopen van reserves.

Om de voorspellingen te verfijnen voor het deel verbonden aan de belasting annex productie op distributieniveau dienen de distributienetbeheerders verder in te zetten op smartmetering en smart profiling. De BRPs kunnen deze dan aanwenden om meer accurate voorspellingen te maken op dag- en intraday-basis.

Vanuit beleidstandpunt lijkt het aangewezen om volgende evoluties op te volgen:

1. Voorstel om alle onbalansvolumes onderhevig te maken aan de onbalansprijzen, dus ook de productie-afwijkingen van de offshore windparken en de ‘first firing’ injecties.
2. De ontwikkeling van intelligente ondersteuningsmechanismen of “smart support schemes” die een aantrekkelijk(er) kader creëren waarin HEB en WKK-eenheden kunnen deelnemen aan de levering van ondersteunende diensten en flexibiliteit tav ELIA.
3. Voorstel tot verplichte uitrusting ter levering van ondersteunende diensten (in casu primaire en secundaire regeling en spanningsregeling) voor alle nieuwe eenheden (>50MW) aangesloten op het Elia net.
4. Voorstel tot verplichte aanbieding van afregelvermogen (flexibiliteit) voor on- en offshore- windproductie alsook biomassa-productie op de onbalansmarkt.
5. De graduele uitbreiding van de korte termijn aankopen in 2015 middels het gepaste wettelijk en regulatorisch kader en mits positieve resultaten in 2014.
6. De mogelijkheid creëren voor nieuwe marktspelers, zoals aggregatoren, om ook te participeren aan de levering van ondersteunende diensten en flexibiliteit.

Bovendien neemt ELIA actief deel aan tal van onderzoeksprogramma's op zowel nationaal als internationaal niveau die erop gericht zijn om innovatieve oplossingen voor een betere balanshandhaving te ontwerpen. Gezien deze participatie aanzienlijk veel inspanningen en tijd vergen, is het belangrijk om hiervoor de nodige middelen te voorzien.

Op langere termijn dienen de mogelijke opties en haalbaarheid inzake opslag van energie (storage) verder onderzocht te worden, alsook de mogelijkheid dat ELIA zelf storage faciliteiten kan aanwenden in het kader van balanshandhaving, middels de creatie van een aangepast wettelijk en regulatorisch kader.

Finaal blijft ELIA in continu overleg en in nauwe samenwerking met haar stakeholders, verder initiatieven opzetten om aan bovenstaande voorwaarden voor een efficiënte en verzekerde balanshandhaving tegemoet te komen.
