



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel.: 02/289.76.11
Fax: 02/289.76.09

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

NOTA

(Z)160527-CDC-1532

over

“de studie van Elia over de nood aan ‘adequacy’ en aan flexibiliteit in het Belgische elektriciteitssysteem voor de periode 2017-2027”

uitgevoerd met toepassing van artikel 23, §2, tweede lid, 2°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

27 mei 2016

INHOUDSOPGAVE

EXECUTIVE SUMMARY	3
INLEIDING	5
I. DE NOOD AAN 'ADEQUACY' EN AAN FLEXIBILITEIT IN HET BELGISCHE SYSTEEM	6
I.1 Methodologie	6
I.2 Hypotheses en scenario's.....	7
I.3 Resultaten	12
II. MOGELIJKE PISTES VOORGESTELD DOOR ELIA.....	18
II.1 Afwachtende houding m.b.t. de implementatie van een vergoedingsmechanisme voor de capaciteit (CRM) op korte termijn (2017-2021).....	18
II.2 Verbeteringen aan de Strategische Reserve.....	20
III. PISTES VOORGESTELD DOOR DE CREG	21
III.1 Responsabiliseren van ARP's door gericht af te schakelen.....	21
III.2 Scarcity pricing	24
III.3 Liquiditeit intraday en forward markten verbeteren.....	25
IV. Conclusie.....	26

EXECUTIVE SUMMARY

De studie van Elia over de nood aan 'adequacy' en aan flexibiliteit in het Belgische elektriciteitssysteem voor de periode 2017-2027, maakt een inschatting van de behoeften inzake bevoorradingszekerheid over middellange termijn.

De door Elia gebruikte methodologie is een verbetering in vergelijking met deze die voor de strategische reserve en de marktwerking tijdens de winterperiode 2014-2015 gebruikt werd en de studie wordt als een goede basis erkend voor verdere opvolging. Evenwel lijkt de inschatting van Elia inzake de gebruikte interconnectiecapaciteit nog steeds te conservatief. Na uitvoering van de verschillende investeringsprojecten voor het verhogen van de interconnectiecapaciteit schat Elia deze op slechts 6500 MW. Hierbij is duidelijk onvoldoende rekening gehouden met alle geplande projecten aan bijkomende interconnectiecapaciteit en met dynamic line rating. Verder zou rekening moeten worden gehouden met efficiëntiemaatregelen, zoals dwarsregeltransformatoren of Europese regelimplementatie (afbakening van de prijszones) die de gebruiksgraad van de interconnectiecapaciteit dienen te verhogen (momenteel Europees geschat op minder dan 50%). De CREG meent ook dat de hypothesen inzake vraagparticipatie zeer conservatief zijn.

De CREG heeft geen toegang gekregen tot het door Elia gebruikte berekeningsmodel en kan zich derhalve niet uitspreken over de kwaliteit hiervan. De eerder aangekondigde aanpassing van artikel 7bis van de elektriciteitswet voorziet deze toegang en garandeert een transparantere werkwijze bij de evaluatie van de behoeften. De CREG dringt er dan ook op aan om met het oog op de verdere werkzaamheden deze aanpassing snel door te voeren. Gezien de hypothesen die werden gebruikt voor België en voor de andere beschouwde ons omringende landen, per definitie een onzekerheid inhouden, stelt de CREG voor om deze studie regelmatig (tweejaarlijks) te updaten.

Elia stelt in haar studie dat met de huidige structuur van het productiepark en de bestaande mechanismen er zich geen problemen zouden mogen stellen tot 2025. Hierbij dient opgemerkt te worden dat, mocht in tussentijd evenwel blijken dat op basis van een tweejaarlijkse update, de structuur van het productiepark drastisch wijzigt, desgevallend maatregelen dienen genomen te worden teneinde de bevoorradingszekerheid te waarborgen. Deze eerder voorzichtige houding ligt in lijn met de studie 1422 van de CREG over "de maatregelen die moeten worden genomen teneinde over voldoende conventionele productiemiddelen te beschikken om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België te waarborgen" van de CREG. Hierin wordt aan de regering voorgesteld om bij de invoering

van instrumenten voor de evaluatie van de capaciteitsbehoeften op korte en middellange termijn, rekening te houden met het feit dat op dat moment (i) de onzekerheden op korte en middellange termijn over het kernenergieprogramma weggenomen moeten zijn en (ii) België over nieuwe interconnectiecapaciteit zal beschikken, waarvan de bijdrage aan de bevoorradingszekerheid moet worden geanalyseerd in overleg met de buurlanden.

Om het debat te objectiveren, raadt de CREG aan om de studie van Elia aan te vullen met een globale benadering waarin alle aspecten van het Belgische en Europese energiebeleid vervat zitten.

Naast de door Elia voorgestelde pistes stelt de CREG zelf ook een aantal aanvullende pistes voor, vertrekkende van de wijzigende marktomstandigheden waar een flexibele respons noodzakelijk, decentrale en kleinschalige productie een feit en een hogere consumentenbetrokkenheid de toekomst zijn. Hierbij pleit de CREG voor het responsabiliseren van de evenwichtsverantwoordelijken en het verbeteren van de liquiditeit op de *intraday*- en *forward*-markten. Een piste die nog verder onderzoek behoeft, is het invoeren van *scarcity pricing*, een methode om piekcapaciteit marktgebaseerd te vergoeden.

INLEIDING

Op 21 december 2015 heeft de Minister voor Energie, mevrouw Marie-Christine Marghem aan Elia twee opdrachten gegeven. Een eerste opdracht had betrekking op het opmaken van een studie die de nood aan regelbare capaciteit inschat om te voldoen aan de wettelijke criteria inzake bevoorradingszekerheid voor de periode 2017-2027. Een tweede opdracht betreft het voorstellen van mogelijke opties of van een marktmechanisme dat aan de geïdentificeerde noden tegemoet kan komen.

Op 15 april 2016 ontving de CREG per e-mail de vraag van het kabinet om een analyse te maken over de studie van Elia

Op 18 april 2016 werd de studie over de nood aan 'adequacy' en aan flexibiliteit in het Belgische elektriciteitssysteem door Elia aan de Minister voor Energie overgemaakt (hierna de studie van Elia).

Deze nota vormt een antwoord op de vraag van 15 april 2016 en bestaat uit 3 delen. In het eerste hoofdstuk geeft de CREG haar bedenkingen en opmerkingen over de methodologie, de hypothesen en de scenario's en de resultaten van de studie van Elia. In het tweede deel worden de door Elia voorgestelde pistes nader geanalyseerd. In het derde en laatste deel stelt de CREG enkele aanvullende pistes voor.

Deze nota werd door het Directiecomité goedgekeurd op zijn vergadering van 27 mei 2016.

I. DE NOOD AAN ‘ADEQUACY’ EN AAN FLEXIBILITEIT IN HET BELGISCHE SYSTEEM

1. De studie van Elia beantwoordt aan één van de essentiële aanbevelingen van de CREG in haar studie over “de maatregelen die moeten worden genomen teneinde over voldoende conventionele productiemiddelen te beschikken om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België te waarborgen” zijnde het opmaken van een studie op middellange termijn inzake bevoorradingszekerheid ¹.

2. In haar persmededeling van 30 september 2015 deelde de Minister van Energie, mee dat een wijziging van een nieuw artikel 7 bis van de elektriciteitswet, de verplichting zou invoeren aan de transmissienetbeheerder om de gebruikers en de CREG te raadplegen over de gebruikte hypothesen en methodologie bij de evaluatie van de behoeften. De CREG stelt vast dat het betreffende artikel nog niet werd gewijzigd.

I.1 Methodologie

3. De CREG merkt vooreerst op dat zij niet beschikt over het model dat Elia gebruikt bij haar simulaties en zich bijgevolg ook niet kan uitspreken over de kwaliteit van het model. Om hierover uitsluitsel te kunnen geven, heeft de CREG toegang tot het model nodig; deze toegang kan aan de CREG worden gegeven via een aanpassing van artikel 7bis van de elektriciteitswet.

a) “Structurele blok”

4. De toegepaste methodologie is ongebruikelijk, omdat de benodigde capaciteit wordt gesimuleerd zonder de bestaande gascentrales in rekening te brengen. Die gascentrales hebben een gezamenlijke capaciteit van zowat 4000 MW. De centrale van Twinerg, gelegen in het Groothertogdom Luxemburg maar momenteel in de regelzone van Elia, wordt niet in beschouwing genomen.

¹ Studie (F)150604-CDC-1422 over “de maatregelen die moeten worden genomen teneinde over voldoende conventionele productiemiddelen te beschikken om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België te waarborgen” van 4 juni 2015

Dat betekent dat de gesimuleerde resultaten met kennis van zaken moeten worden geïnterpreteerd. Indien er een tekort wordt aangeduid, is dit een tekort zonder de 4000 MW gascentrales mee te rekenen.

b) Simulaties

5. De methodologie voor de inschatting van het benodigde volume voor de strategische reserves wordt gebruikt voor de volumebepaling voor 2017-2027. De methodologie van Elia voor de volumebepaling van de strategische reserves voor de winter 2016-2017 is sterk geëvolueerd ten opzichte van de volumebepalingen voor de winters 2014-2015 en 2015-2016. Deze evolutie is een belangrijke stap in de ontwikkeling van de behoefteanalyse. Elia houdt nu rekening met vraag en aanbod, niet enkel in België, maar ook in de andere Europese landen. Ze baseert zich hierbij op de laatst beschikbare informatie. Gezien de complexiteit en diversiteit van de gegevens die de resultaten van de simulaties kunnen beïnvloeden, meent de CREG dat het nuttig is om deze analyse om de twee jaar te updaten.

6. Daarenboven houdt Elia rekening met meteorologische data, wat belangrijk is gezien de impact van hernieuwbare energie, die de komende jaren enkel zal toenemen. Daartoe gebruikt Elia een historiek van meteorologische data die tot 40 jaar teruggaat, en dit voor alle beschouwde landen.

7. De CREG stelt zich de vraag of een historiek van temperatuursgegevens die tot veertig jaar teruggaat wel nuttig is, gezien de klimaatwijziging ook in België en in Europa de temperatuur doet stijgen. Te ver in de tijd teruggaan kan dan mogelijks een te pessimistisch beeld geven van zeer koude winters.

8. Verder blijkt uit de simulaties dat er nagenoeg enkel bevoorradingsproblemen kunnen verwacht worden als er in heel Europa weinig wind is door een hogedrukgebied dat langere tijd stabiel is. Dat zou ook tot veel zon moeten leiden, een aspect waarmee Elia zegt rekening te houden. Echter, de elektriciteitsvraag voor verwarming is ook gecorreleerd met wind, met een hogere verwarmingsbehoefte bij veel (koude) wind. Dit is – voor zover de CREG weet - niet meegerekend in het model.

I.2 Hypotheses en scenario's

9. De bepaling van de hypotheses is een cruciaal element bij de simulatie van het Belgische elektriciteitssysteem, waarbij de impact op de resultaten verschillend is voor elke hypothese. Gezien het een simulatie van toekomstige situaties betreft is iedere hypothese

behept met een bepaalde onzekerheid. Om rekening te houden met deze onzekerheden, worden dan ook sensitiviteitsanalyses uitgevoerd.

10. De CREG meent dat de meeste hypothesen die gebruikt werden in de studie van Elia aanvaardbaar zijn. Toch heeft de CREG bedenkingen bij volgende hypothesen.

a) Evolutie biomassa

11. De CREG meent dat de recente ontwikkelingen in Vlaanderen inzake het ondersteuningsbeleid voor biomassa wellicht de realisatie van de door Elia vooropgestelde groei aan biomassa-eenheden onmogelijk maken. Om het Nationaal Actieplan inzake het aandeel van hernieuwbare energieproductie te respecteren, zal de groei aan biomassa wellicht (gedeeltelijk) vervangen worden door andere, intermitterende hernieuwbare energieproductie die tijdens bepaalde periodes de elektriciteitsprijzen onder druk zet en de rendabiliteit van bestaande baseloadcentrales vermindert. De CREG stelt zich bij deze gedachtegang ook de vraag of de nucleaire eenheden op termijn nog rendabel kunnen blijven rekening houdende met hun gebrek aan flexibiliteit.

12. Een ander effect van de komst van meer intermitterende energieproductie zou kunnen zijn dat de winstgevendheid van de bestaande gascentrales verbetert, gezien de lagere vaste operationele kosten van gascentrales ten opzichte van steenkool en zeker ten opzichte van nucleaire centrales.

b) Interconnectiecapaciteit

13. De belangrijkste opmerking van de CREG betreft echter de interconnectiecapaciteit. Deze wordt door Elia geschat op 6500 MW na de uitvoering van de verschillende investeringsprojecten voor het verhogen van de interconnectiecapaciteit, met name de versterking met Nederland (Brabo), de DC-lijn met Duitsland (ALEGrO) en met Groot-Brittannië (Nemo), en de interconnectie met Duitsland via het Groothertogdom Luxemburg (BeDeLux).

Dat Elia rekent met een interconnectiecapaciteit van 6500 MW is een verhoging ten opzichte van eerdere aannames door Elia voor de volumebepaling van de strategische reserves.

De CREG denkt echter dat Elia, ondanks deze verhoging, nog steeds een te conservatieve aanpak hanteert. De redenering van de CREG is de volgende.

14. Op dit ogenblik kan de Belgische regelzone volgens Elia maximaal 4500 MW invoeren². Op het eerste gezicht is dit veel te weinig, omdat zowel op de grens met Nederland en als met Frankrijk de netveilige capaciteit ongeveer 4000 MW bedraagt. In het systeem van *flow-based* marktkoppeling zou België in principe dus nu al maximaal 8000 MW moeten kunnen importeren (indien de stromen op de grenzen evenredig verdeeld kunnen worden over de verschillende transmissielijnen, wat min of meer mogelijk moet zijn of gemaakt kan worden met dwarsregeltransformatoren).

Dat de invoercapaciteit door Elia toch fors beperkt wordt tot 4500 MW is niet het gevolg van de fysische capaciteit van de lijnen, maar wordt verklaard door de spanningsstabiliteit. Indien te veel wordt ingevoerd, kan de spanning op bepaalde punten in het net te laag worden, waardoor de spanningsstabiliteit niet kan worden gegarandeerd. Ook andere effecten kunnen bij hoge import een rol spelen.

15. Er zijn nog twee andere aspecten die de maximale theoretische importcapaciteit kunnen beperken. Ten eerste is er de locatie van de import. Als de import volledig uit één prijszone moet komen, bijvoorbeeld Nederland, dan is de interconnectiecapaciteit met Nederland de beperkende factor³. Bovendien zijn er ook nog stromen die via die interconnectie vloeien die veroorzaakt worden door energie-uitwisselingen in en tussen andere prijszones. Sommige daarvan, zoals *loop flows*, krijgen momenteel voorrang, wat een inefficiënte en discriminerende praktijk is. Onder meer dwarsregeltransformatoren en een betere afbakening van de prijszones kunnen deze inefficiënte en discriminerende stromen verminderen. Elia heeft sinds eind oktober 2015 een vierde dwarsregeltransformator geplaatst op de grens met Nederland. De afbakening van de prijszones wordt op Europees niveau bestudeerd.

16. Na de bouw van twee DC-lijnen (naar Duitsland en Groot-Brittannië) komt er 2000 MW extra importcapaciteit. De problemen met spanningsstabiliteit worden niet groter door invoer via DC-lijnen, omdat deze DC-lijnen ook reactief vermogen kunnen leveren (en bijgevolg de spanning kunnen ondersteunen). De 2000 MW extra invoercapaciteit kunnen dan ook bij de 4500 MW geteld worden, wat resulteert in 6500 MW.

² Elia plaatste de *external constraint* voor import voor de flow-based day ahead marktkoppeling op maximaal 4500 MW.

³ 4000 MW capaciteit met Nederland betekent dat België maximaal ongeveer 5333 MW uit Nederland kan invoeren: 4000 MW via het rechtstreeks pad (Nederland => België) en 1333 MW via het onrechtstreekse pad (Nederland => Duitsland => Frankrijk => België (en een stuk via Zwitserland, Italië,...)). Zie ook de CREG-studie 1520 over de prijspielen van 22 september en 16 oktober 2015.

17. De importcapaciteit van 6500 MW kan dan misschien een hoog niveau lijken, volgens de CREG zijn er sterke aanwijzingen dat deze capaciteit na 2020 eerder op 7500 MW of nog hoger kan liggen. De aanwijzingen zijn de volgende.

18. Een interconnectiecapaciteit van 6500 MW na 2020 kan bekeken worden als een verhoging van de huidige 4500 MW via AC-lijnen met de nog te bouwen DC-lijnen naar UK en Duitsland (elk 1000 MW). Het is duidelijk dat de investeringen op de Nederlandse grens (Brabo) en de interconnectie met Duitsland via Luxemburg dan niet meegerekend worden (400 MW extra). Bovendien wordt er ook geen rekening gehouden met *dynamic line rating*, namelijk het in reële tijd monitoren van de reële fysische capaciteit van de transmissielijnen: als het koud is of er is wind, ligt de reële capaciteit van een transmissielijn hoger; tijdens een koudegolf kan dit, ook bij weinig wind, een paar honderden MW extra capaciteit opleveren. Deze transmissielijnen worden, zoals aangegeven in het federaal ontwikkelingsplan van Elia, in de toekomst bovendien vervangen door hogetemperatuursgeleiders, die een hogere doorvoercapaciteit hebben. Indien met al deze verbeteringen en versterkingen rekening wordt gehouden, is het duidelijk dat 6500 MW een conservatieve inschatting is van de importcapaciteit.

19. Men zou kunnen argumenteren dat het limiteren tot 6500 MW kan verklaard worden door de spanningsstabiliteit en andere technisch fenomenen die belangrijk kunnen worden bij grote invoer. De CREG heeft momenteel een externe studie lopen bij een technische consultant om deze problematiek te onderzoeken. Er kunnen later nog maatregelen genomen worden die de invoerbeperving kunnen mitigeren.

20. Ter verduidelijking: de kritiek die de CREG uit op de interconnectiecapaciteit gaat enkel over de beschikbaarheid van het netwerk en niet over de effectieve mogelijkheid om elektriciteit te kunnen invoeren uit het buitenland. Wat dit laatste betreft, heeft Elia vraag en aanbod gesimuleerd in het buitenland. Dit vormt zo een apart onderdeel van de simulatie waarvoor Elia rekening gehouden heeft met de meest actuele informatie over de evolutie van de productieparken van de buurlanden.

21. Ten slotte merkt de CREG op dat er ook een onzekerheid bestaat wat betreft de timing van realisatie van de geplande interconnecties. De ervaring heeft aangetoond dat een vertraging in de realisatie van grote projecten niet mag worden uitgesloten. Hierbij dient opgemerkt te worden dat de belangrijkste vertragende factor het verkrijgen van de nodige vergunningen is. De CREG heeft via financiële prikkels in de tariefmethodologie Elia willen aanmoedigen om de timing van deze projecten te respecteren.

c) Efficiëntieverhogingen van het gebruik van interconnectiecapaciteit

22. Het jaarlijks monitoringrapport gepubliceerd in november 2015 door het Agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators (ACER) en de Council of European Energy Regulators (CEER), bevat een hoofdstuk waarin de manier wordt geëvalueerd waarop de berekening van grensoverschrijdende capaciteiten door de transmissienetbeheerders (TNB's) wordt toegepast op biedzonegrenzen. Uit de resultaten blijkt dat er een aanzienlijke ruimte is om elektriciteitstransmissienetwerken efficiënter te gebruiken en op die manier meer grensoverschrijdende verhandelbare capaciteiten beschikbaar te maken voor de markt. Zo zijn in bijna 70 procent (33 van de 48) van alle geëvalueerde grenzen de thermische capaciteiten ten minste twee keer zo hoog als de commerciële capaciteit. Het verslag concludeert dat het gebrek aan gecoördineerde en efficiënte capaciteitsberekeningsmethoden één van de belangrijkste ontbrekende schakels is om tot een efficiënt gebruik van de netwerkinfrastructuur en de interne energiemarkt (IEM) in het algemeen te komen.

23. Overeenkomstig de bevindingen van eerdere marktmonitoringverslagen zijn *unscheduled allocation flows* (UAF's) een uitdaging voor de verdere integratie van de IEM. Het feit dat ze nog steeds bestaan vermindert de verhandelbare grensoverschrijdende capaciteit, wat een invloed heeft op de marktefficiëntie en de veiligheid van het netwerk. Welvaartsverliezen ten gevolge van UAF's, berekend met een geactualiseerde methodologie, laten een toenemende trend tussen 2011 en 2013 zien, terwijl er in 2014 een lichte daling wordt opgetekend. Ondanks de daling van vorig jaar bedroegen de sociale verliezen elk jaar ongeveer een miljard euro.

24. De impact van *unscheduled allocation flows* (UAF's) kan worden gematigd met verdere coördinatie tussen transmissienetbeheerders in capaciteitsberekening en -toewijzing (implementatie van stroomgebaseerde methoden), terwijl de impact van *loop flows* (LF's) op middellange termijn kan worden gematigd door de configuratie van de biedzone of het regelgevingskader voor het delen van de redispatchingkosten te verbeteren en, op langere termijn, door te investeren in het transmissienetwerk. Bovendien bieden de berekende welvaartsverliezen ten gevolge van LF's een startpunt voor het ontwikkelen van een kortetermijnoplossing voor het aanpakken van de distributie-effecten van LF's. Verder, en zoals vorig jaar vermeld, moet een verbeterde transparantie ervoor zorgen dat gegevens over versturende stromen zoals LF's kunnen worden opgespoord. Dat zou een belangrijke basis vormen om de welvaartsimpact van verminderingen in grensoverschrijdende capaciteiten nauwkeuriger te evalueren.

25. Over het algemeen illustreren de geïdentificeerde inefficiënties de dringende nood om het *European Target Model* volledig te implementeren. Er blijft met name een belangrijke ruimte tot verbetering in: i) de coördinatie en efficiëntie van capaciteitsberekeningsmethoden; ii) het gebruik van bestaande grensoverschrijdende capaciteit over verschillende tijdspannes (bijv. lange termijn ,day-ahead, intraday en balancing); iii) de configuratie van biedzones; iv) het vergemakkelijken van de vraagzijdeparticipatie; en v) het rekening houden met de efficiënte bijdrage van grensoverschrijdende interconnectoren aan de ‘adequacy’.

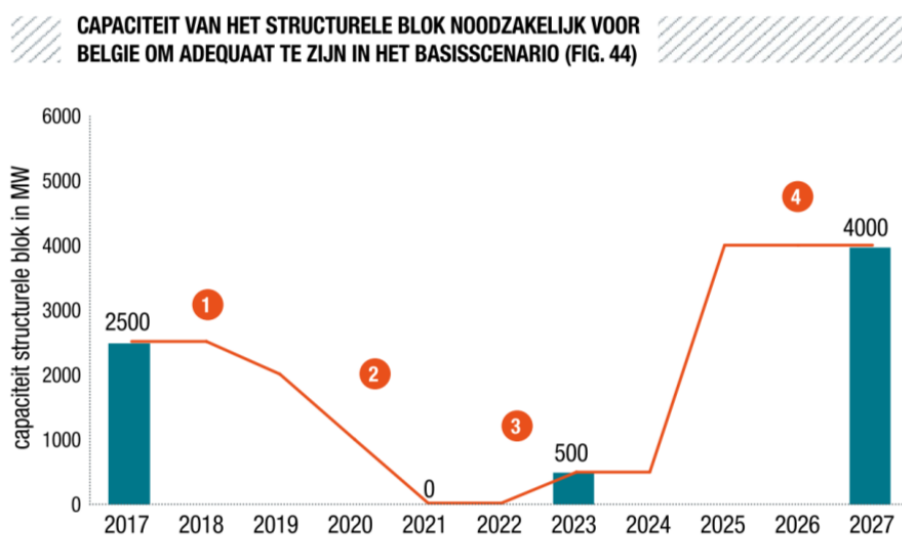
d) Veronderstellingen inzake de ontwikkeling en de deelname van de vraag en de opslag.

26. Ook hier vindt de CREG dat de veronderstellingen van Elia heel conservatief zijn. De deelname van deze capaciteiten aan de elektriciteitsmarkten zou sterker kunnen worden ontwikkeld als de barrières voor de toegang zouden worden weggewerkt. De CREG heeft in studie 1459 voorstellen voor wetswijzigingen in die zin geformuleerd. Aangezien deze capaciteiten zich op alle spanningsniveaus bevinden, zou de studie die op federaal niveau werd uitgevoerd, moeten worden aangevuld met overleg met de gewesten. Een tweejaarlijkse update van de studie van Elia, zoals de CREG het voorstelt, laat toe om de gebruikte hypothesen inzake vraagparticipatie regelmatig te actualiseren.

I.3 Resultaten

a) De resultaten volgens het basisscenario

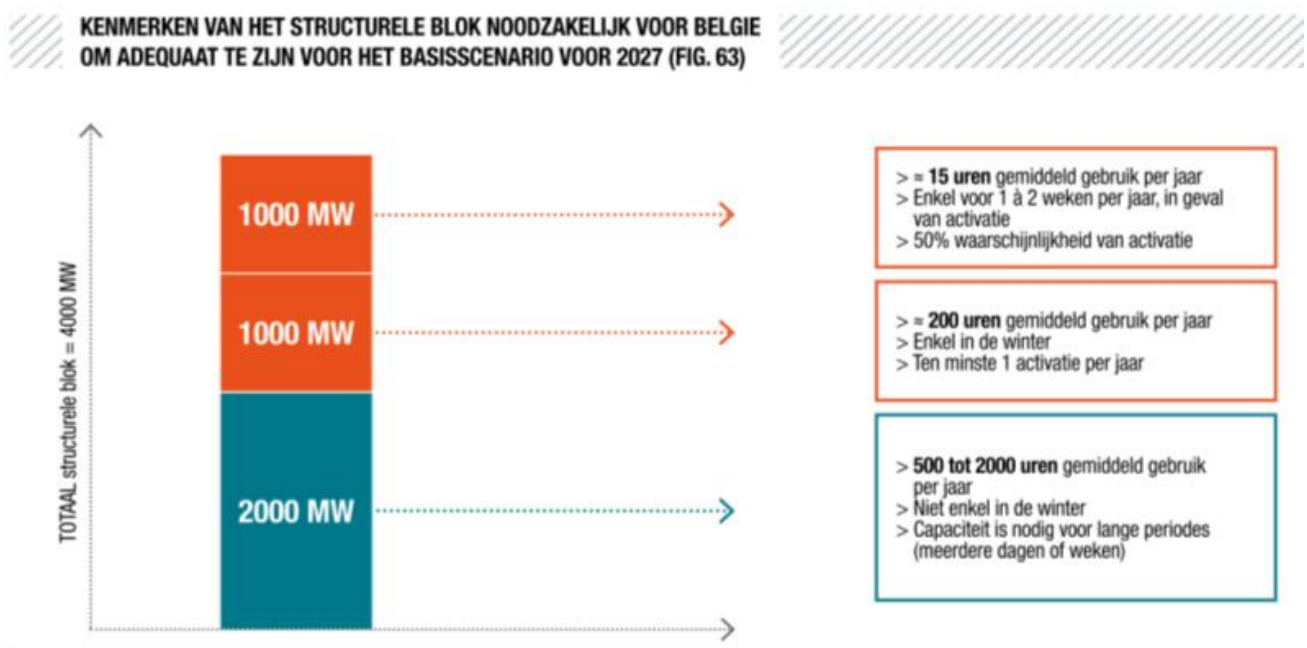
27. Onderstaande figuur uit de studie van Elia toont de capaciteit van het “structurele blok” dat noodzakelijk is opdat België adequaat zou zijn, volgens het basisscenario.



Bron: Elia

De figuur toont dat het “structurele blok” 2500 MW bedraagt in 2017 en 2018 om vervolgens te dalen tot 0 MW in 2021 en 2022. In 2023 en 2024 stijgt dit licht tot 500 MW. Pas in 2025 stijgt het structurele blok tot 4000 MW, ongeveer gelijk aan de capaciteit die vertegenwoordigd wordt door de bestaande grote gascentrales.

28. Op basis van het bovenstaande lijkt het behoud van het bestaande productiepark op het eerste gezicht de efficiëntste manier om de bevoorradingszekerheid ook na 2025 te garanderen. Dat is echter niet noodzakelijk het geval. Zo heeft Elia ook de gebruiksduur van het “structurele blok” gesimuleerd. De onderstaande figuur geeft hiervoor het resultaat voor 2027, volgens het basisscenario. De energiemarkt ondergaat een sterke evolutie met onzekerheden wat betreft de toekomstige ontwikkelingen. Daarom stelt de CREG voor dat Elia haar studie tweejaarlijks bijwerkt of na een grote wijziging in de capaciteiten van het elektriciteitssysteem (in België of in onze buurlanden).



Bron: Elia

29. Uit deze analyse blijkt dat Elia verwacht dat de helft van het “structurele blok” in 2027 gemiddeld 15 tot 200 uren wordt gebruikt. Van de laatste 1000 MW is men zelfs niet zeker dat er jaarlijks een activatie zal zijn. De vraag is dan ook of het efficiënt is om deze laatste 2000 MW door (bestaande) gascentrales te laten leveren. Meer nog, ook een deel van de overige 2000 MW heeft een geschatte gebruiksduur van 500 uren, wat misschien ook niet het efficiëntst door de bestaande gasgestookte centrales geleverd kan worden, gezien de relatief hoge vaste kosten van sommige van die centrales. Inderdaad, met meer hernieuwbare productie en sterke interconnecties zal het Belgische elektriciteitssysteem vooral flexibel moeten zijn. Deze flexibiliteit speelt op twee vlakken. Het zal snel moeten

kunnen af- en aanschakelen om de schommelingen van hernieuwbare energieproductie te kunnen opvangen, de zogenaamde technische flexibiliteit. Deze technische flexibiliteit kan geleverd worden door gascentrales, maar evengoed door opslag, vraagbeheer en interconnectiecapaciteit. Maar minstens even belangrijk is de winstgevendheid van die technische, flexibele capaciteit. Indien de gebruiksduur van bepaalde volumes slechts een paar honderd uren of minder per jaar is, dan is het belangrijk dat de vaste operationele kosten van deze capaciteit erg laag liggen, zodat er weinig geld wordt verloren op momenten dat de capaciteit niet nodig is.

Bijvoorbeeld vraagbeheer en gascentrales met een open cyclus, al dan niet decentraal, lijken dan geschikter dan gascentrales met gesloten cyclus. Het bestaande gasgestookte productiepark bestaat momenteel grotendeels uit centrales met een gesloten cyclus (met dus een extra stoomturbine).

30. Het is dus duidelijk dat een groot deel van het bestaande gasgestookte productiepark waarschijnlijk niet de meest efficiënte manier is om het “structurele blok” op te vullen in 2027. Dat er bestaande gascentrales uit het systeem verdwijnen, is dan ook naar alle waarschijnlijkheid efficiënt, en dit zonder dat de bevoorradingszekerheid in het gedrang komt. Onduidelijker is of het overige deel van het bestaande gasgestookte productiepark de meest efficiënte manier is om het deel van het “structurele blok” met een gebruiksduur van 500 uren of meer op te vullen.

31. Mogelijke maatregelen te nemen door de eigenaars, zijn onder meer een tijdelijke uitdienstname of een ombouw van een gesloten naar een open cyclus. De CREG stelt hier voor om een technologisch neutraal beleid te hanteren, waarbij het *level playing field* tussen de verschillende actoren dient te worden gerespecteerd.

32. De CREG meent dan ook dat men voorzichtigheidshalve de komende (technologische) evoluties moet blijven opvolgen zonder overhaaste maatregelen te nemen die in fine door de elektriciteitsconsument zouden moeten worden gefinancierd. De energietransitie is immers volop aan de gang, met allerlei belangrijke veranderingen tot gevolg. Er zijn verschillende veelbelovende technologische evoluties, zoals vraagbeheer (*demand response*), batterijen en stuurbare decentrale productie (zoals kleinere WKK's en gasmotoren). In de toekomst zal duidelijk worden of deze innovaties massaal zullen worden toegepast. Verdere opvolging dient te gebeuren tegen de achtergrond van het Belgische en Europese energiebeleid.

b) De sensitiviteitsanalyses voor 2027

33. Elia besteedt in haar studie erg veel aandacht aan de sensitiviteitsanalyses voor 2027. Nochtans zijn de resultaten van de simulaties voor 2027 (die ook min of meer gelden voor 2025) minder relevant voor vandaag, omdat ze zo ver in de toekomst kijken, dan de simulaties voor 2017 en 2021. Wat vooral belangrijk is, is dat tot 2025, een tijdsperiode van acht à negen jaar, de bevoorradingszekerheid zeer waarschijnlijk niet in het gedrang komt. De CREG pleit er evenwel voor om deze analyses op regelmatige basis te maken, bijvoorbeeld om de twee jaar.

34. De CREG heeft volgende specifieke opmerkingen bij de sensitiviteitsanalyses. Ten eerste wordt een sensitiviteitsanalyse gemaakt waarbij België volledig zelf instaat voor de eigen elektriciteitsbehoefte. De CREG is van mening dat dit een louter theoretische analyse is met een beperkte praktische bruikbaarheid en dat de kans dat deze situatie zich realiseert eerder nihil is. Economisch is het niet te verantwoorden om uitwisseling van energie, zeker van intermitterende energie waarvan de geografische spreiding zorgt voor een relatief lage correlatie van productie, te willen tegengaan. Het gaat ook volledig in tegen de principes van de Europese interne markt en de Energie Unie.

35. Elia verhoogt in de sensitiviteitsanalyse ook het aandeel van vraagbeheer (*demand response*). Momenteel wordt de impact van deze verhoging op de bevoorradingszekerheid echter relatief laag ingeschat, aangezien de periodes dat de bevoorradingszekerheid onder druk komt te staan niet zo zeer piekuren zijn, maar eerder piekdagen of zelfs piekweken. Dit wil zeggen dat de kans op een tekort zeer klein is, maar als ze gebeurt, het gevaar voor een tekort één tot vijf aaneensluitende dagen kan duren (zie ook figuur 62 uit de studie van Elia). De CREG is van mening dat het potentieel van *demand response* voor langere periodes maar met zeer uitzonderlijke activatie nog niet onderzocht is, omdat de vraag naar dergelijke producten momenteel niet bestaat.

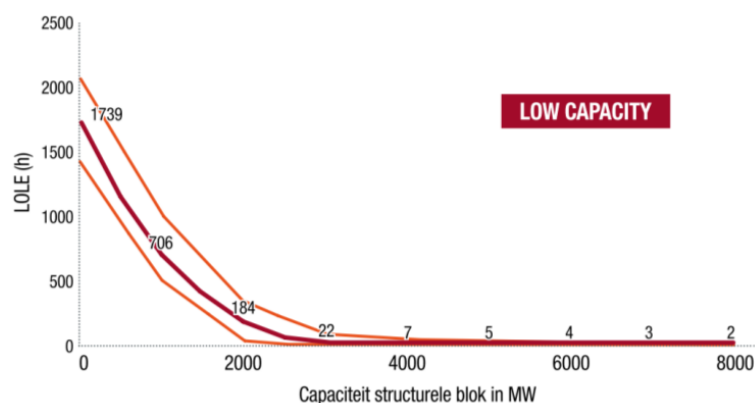
36. Dezelfde redenering geldt voor opslag. De kostenevolutie van de batterijtechnologie is veelbelovend. Ook over andere opslagtechnologieën, zoals opslag van elektriciteit onder de vorm van gas (methaan of waterstof) of vloeistof (ammoniak), zal de komende jaren meer duidelijkheid komen.

37. Het is ook onduidelijk wat de evolutie van de brandstofprijzen wordt. Recent is de winstgevendheid van gasgestookte centrales, ondanks een dalende groothandelsprijs voor elektriciteit, weer toegenomen omdat de gasprijs nog veel sterker gedaald is dan de elektriciteitsprijs. Dezelfde onduidelijkheid betreft de prijs voor CO₂-uitstoot, die momenteel

iets boven 5 euro/ton noteert. Indien de uitstootquota verminderd worden of een bodemprijs⁴ wordt ingevoerd, zal dit de winstgevendheid van gascentrales ten opzichte van steenkool- en bruinkoolcentrales verbeteren.

38. Dezelfde onduidelijkheid is er wat betreft de beschikbare capaciteit in het buitenland. Indien deze veel lager zou liggen dan in het basisscenario (scenario 'Low capacity'), dan stijgt het "structurele blok" tot 8000 MW.

De laatste 4000 MW hebben dan echter maar een gebruiksduur van gemiddeld 5 uur per jaar. Opmerkelijk hierbij is de onderstaande figuur 70 uit de studie van Elia. De dikke rode lijn geeft het verwachte aantal uren dat er een tekort is voor een gemiddelde winter. Uit de figuur blijkt dat de laatste 4000 MW van het "structurele blok" het gemiddelde tekort vermindert van 7 uur naar 2 uur. Dit is in elk geval erg veel capaciteit om het risico zeer beperkt te verlagen. De zeer korte gemiddelde gebruiksduur betekent ook dat productiecapaciteit hier waarschijnlijk niet aangewezen is en dat het beter is om in dit geval nog meer in te zetten op onder meer vraagbeheer en opslag.



Bron: Elia

39. Bovendien kan men zich afvragen wat de marktdynamiek in België zal zijn als er effectief veel minder capaciteit in de andere landen aanwezig is. Dat zal immers ook leiden tot hogere prijzen in die landen en kan dus opportuniteiten opleveren voor capaciteit in België. Het is niet duidelijk of en in welke mate Elia hiermee rekening gehouden heeft.

Bij alle onderzochte scenario's is België na de kernuitstap sterk afhankelijk van invoer. De hoge interconnectiegraad van België maakt dit mogelijk. Toch beschikt België over geen enkel middel om de beschikbaarheid te garanderen van de productiecapaciteit die nodig is om zijn bevoorradingszekerheid te verzekeren. Deze afhankelijkheid hangt wel af van de

⁴ Frankrijk wil een bodemprijs invoeren voor CO₂-uitstoot. Er is sprake van een prijsniveau van 30 €/ton en zou al in 2017 van kracht kunnen worden.

evolutie van de brandstofprijzen. De afhankelijkheid is een logisch gevolg van de keuze die Europa gemaakt heeft voor de realisatie van een Europese interne markt en de Energie Unie. Het ondersteunen van productiecapaciteit die niet competitief is, zal het hoge niveau aan geïmporteerde elektriciteit overigens niet significant verminderen. Daarom lijkt het voor de CREG onontbeerlijk om de studie van Elia regelmatig te updaten.

Om het debat te objectiveren, raadt de CREG aan om de studie van Elia aan te vullen met een globale benadering waarin alle aspecten van het Belgische en Europese energiebeleid vervat zitten. De CREG heeft haar analyse van de studie van Elia uitgevoerd vanuit het oogpunt van de marktwerking.

40. Ten slotte kan de rol van stuurbare decentrale productie veel belangrijker worden dan nu het geval is. Uit een eerste analyse van de CREG blijkt dat het plaatsen van stuurbare decentrale productie bij middelgrote consumenten (2-60 GWh per jaar) nu reeds (zeer) winstgevend kan zijn. Zo zou er nog heel wat potentieel kunnen zijn om WKK's bij consumenten in dit klantensegment te plaatsen. Ook het gebruik van diesel- en zeker gasmotoren zou rendabel kunnen zijn, indien de flexibiliteit die deze machines leveren optimaal zou worden benut. Ook deze evolutie kan de komende jaren opgevolgd worden. Dergelijke installaties bouwen duurt veel minder lang dan een STEG-eenheid bouwen.

41. De conclusie is dan ook dat de sensitiviteitsanalyse, hoewel interessant om een beeld te hebben van wat er binnen 10 jaar mogelijk zou kunnen zijn, te onzeker is en in de toekomst regelmatig moet worden geüpdatet.

c) Nood aan capaciteit voor flexibiliteit

42. Elia heeft ook een analyse gemaakt inzake de nood aan flexibele capaciteit voor de reserves voor het behoud van de netveiligheid. Aangezien deze reserves momenteel een capaciteitsvergoeding krijgen, zal de nodige capaciteit geleverd worden door de markt.

43. Het is echter niet noodzakelijk zo dat deze reserves zullen geleverd worden door grote gascentrales. Ook andere types capaciteit kunnen deze noden invullen, zoals onder meer opslag, decentrale productie, vraagbeheer en interconnectiecapaciteit. Meer nog, dit is nu reeds het geval, zowel in België, waar vraagbeheer, interconnectiecapaciteit en decentrale productie een niet onbelangrijk deel van de flexibiliteit leveren, als in andere landen, waar bijvoorbeeld batterijen nu al primaire reserves leveren. Het aandeel aan flexibiliteit dat niet door gascentrales wordt geleverd zal wellicht in de toekomst nog groeien.

II. MOGELIJKE PISTES VOORGESTELD DOOR ELIA

44. Hoofdstuk 7 van de studie van Elia bespreekt een aantal mogelijke maatregelen als antwoord op de 'adequacy' problematiek. In dit deel analyseert de CREG deze maatregelen. In het volgende deel van deze nota stelt de CREG zelf een aantal bijkomende maatregelen voor.

II.1 Afwachtende houding m.b.t. de implementatie van een vergoedingsmechanisme voor de capaciteit (CRM) op korte termijn (2017-2021)

45. Zoals de CREG reeds had uiteengezet in haar studie 1422, is ze van mening dat de invoering van een vergoedingsmechanisme voor capaciteit (CRM) enkel mogelijk is indien een betrouwbare analyse van de behoeften op middellange termijn aantoont dat veel nieuwe capaciteiten van grote omvang nodig zijn. Zoals Elia stelt, is een afwachtende houding op korte termijn hier te verantwoorden. Te vroeg beslissen om de rendabiliteit van de bestaande centrales te verzekeren, zou nadelig zijn voor de marktwerking en de Belgische economie: de overcapaciteit zou een bijkomende kost voor de eindverbruiker betekenen.

46. Door niet overhaast te beslissen zou:

- de markt de kans krijgen om innovatieve oplossingen te ontwikkelen (opslag, vraagbeheer, nieuwe fotovoltaïsche technologieën, ontwikkeling van de gedecentraliseerde productie) terwijl een onmiddellijke beslissing om gasgestookte productiecentrales te steunen deze innovatie voor verschillende jaren zou afremmen;
- er meer duidelijkheid zijn over de criteria waaraan de CRM's moeten voldoen om de deelname van de grensoverschrijdende capaciteiten mogelijk te maken en over de criteria waaraan ze inzake staatssteun moeten voldoen. De Europese Commissie voert over dit onderwerp momenteel een sectoranalyse uit om een nieuwe Europese wetgeving uit te werken.

47. Het is moeilijk om momenteel te voorzien welk deel van dit structurele blok op langere termijn, als de kerncentrales stilliggen, door de Energy-Only-Market (EOM) zal

worden geleverd. Er zal in elk geval slechts één performant productiepark nuttig gerangschikt kunnen worden in de *merit order* van de zone. Een deel van het Belgische thermische productiepark is verouderd en zou de productie van de nucleaire eenheden niet kunnen overnemen omwille van de hoge marginale kosten en de beperkte flexibiliteit. De eigenaars van deze capaciteiten moeten dan ook vrij kunnen beslissen om ze definitief te sluiten. Het voorbeeld van het Engelse vergoedingsmechanisme voor de capaciteit toont bovendien aan dat een CRM de toekenning van een vergoeding aan de bestaande productie-eenheden niet garandeert.

48. Er moet een evenwicht gevonden worden tussen de drie doelstellingen verbonden met de productie van elektriciteit, namelijk de doelstelling op het vlak van milieu, economie en bevoorradingszekerheid.

Om de milieudoelstelling te bereiken, heeft België de intermitterende hernieuwbare productie gesubsidieerd en afgezien van steenkooleenheden. Om de economische doelstelling te bereiken, investeert ze in interconnectiecapaciteiten waardoor ze over goedkope, vanuit het buitenland ingevoerde, elektriciteit kan beschikken. Daardoor krijgt het Belgische thermische productiepark echter te maken met concurrentie die ze niet aankan. Aangezien de bevoorradingszekerheid niet op Europees niveau wordt gecoördineerd, en er geen garantie is dat de capaciteit van de interconnecties beschikbaar is, zou de bevoorradingszekerheid van België in periodes van stress (koudegolf) niet meer kunnen worden gegarandeerd door de markt, ook al is die gekoppeld aan de strategische reserve.

De CREG stelt vast dat volgens Elia de huidige marktstructuur (EOM + strategische reserve) toch volstaat en er geen beslissing moet worden genomen om op dit ogenblik een ander mechanisme in de plaats te stellen. Zoals eerder in deze nota wordt vermeld, meent de CREG dat een tweejaarlijkse update van de studie nuttig zou zijn.

In dit kader is de CREG van mening dat als de tweejaarlijkse analyse van de behoeften op middellange termijn aantoont dat nieuwe capaciteiten van grote omvang nodig zijn, de invoering van een CRM samen met de buurlanden moet worden bestudeerd, en enkel kan worden overwogen ter vervanging van de strategische reserve.

II.2 Verbeteringen aan de Strategische Reserve

49. De CREG is er niet van overtuigd dat het huidige mechanisme van de strategische reserve zorgt voor een *'slippery slope effect'*. Bij gebrek aan een vergoeding voor de reeds gedane investering, door enkel de vaste exploitatiekosten die strikt noodzakelijk zijn voor de deelname aan de strategische reserve te dekken en door het feit dat de exploitant, voor de activering, niet de marktprijs (van 3.000 EUR/MWh of van 4.500 EUR/MWh) ontvangt, maar wel een bedrag dat contractueel is vastgesteld en bedoeld is om de variabele kosten ervan te dekken, wordt aan de exploitant inderdaad de garantie gegeven dat zijn vaste exploitatiekosten gedekt worden, maar ontnemt het hem alle inkomsten op de markt. Het mechanisme is dan ook enkel interessant voor eenheden die geen economische waarde meer hebben voor de exploitanten ervan, hetzij omdat ze er door hun hoge variabele kosten niet meer in slagen om nuttig gerangschikt te worden in de *merit order* hetzij omdat ze investeringen vereisen (groot onderhoud,...) die bij de huidige marktomstandigheden niet kunnen renderen⁵.

50. De CREG vindt dat de strategische reservecapaciteiten als de marktomstandigheden verbeteren, naar de markt zouden moeten kunnen terugkeren zodat ze geen kunstmatige prijsspieken genereren door hun capaciteiten in te houden. Door de terugkeer op de markt te verhinderen is het daarnaast moeilijk om van het mechanisme af te stappen. Het is wel belangrijk dat erop wordt toegezien dat de terugkeer naar de markt niet gebeurt ten voordele van één evenwichtsverantwoordelijke, met het oog hierop zou de capaciteit verplicht op de markt moeten kunnen worden aangeboden.

51. De CREG heeft er daarentegen voor gepleit om de veilingen voor strategische reserve open te stellen voor nieuwe productiecapaciteit. Momenteel kunnen enkel de vraagzijde en de centrales waarvoor de stillegging werd aangekondigd aan de strategische reserve deelnemen in het kader van contracten van maximum één tot drie jaar (de contractduur voor de vraagzijde is één jaar). Indien een perspectief op langere termijn gegeven zou worden, zouden nieuwe productie-eenheden aan de veilingen kunnen deelnemen (*level playing field*). Door een mechanisme voor de terugbetaling van de dekking van de investeringskosten zouden deze eenheden bovendien naar de markt kunnen terugkeren.

⁵ Onder deze voorwaarden is de strategische reserve strikt genomen geen vergoedingsmechanisme voor de capaciteit, aangezien zij geen economische waarde toekent aan de capaciteit. Het biedt eerder een soort van bescherming die wordt aangeboden voor werkende eenheden die op korte termijn onrendabel worden geacht, maar waarvoor op middellange of lange termijn nog steeds een uitzicht op rentabiliteit bestaat.

Om te vermijden dat de nieuwe investeringen enkel op die manier kunnen gebeuren, zou er bij de bepaling van het strategisch reservevolume eveneens rekening moeten gehouden worden met een criterium van economische rendabiliteit en het volume ervan zou over verschillende jaren begrensd kunnen worden.

52. De CREG is ingenomen met het idee van Elia om de strategische reserve ter beschikking te stellen van de marktspelers na een langere periode met prijsspieken. Ze vindt echter dat elke marktspeler op termijn zijn eigen blootstelling aan het prijsrisico vrij zou moeten kunnen bepalen (cfr. vrijheid van keuze van financiële beleggingen). Op deze manier zou de markt zijn eigen producten voor de dekking van risico's van prijsspieken kunnen ontwikkelen waardoor reservecapaciteiten via een marktmechanisme zouden kunnen worden vergoed. Bij gebrek aan een blootstelling van alle verbruikers aan de marktprijs, zou een sterkere responsabilisering van de evenwichtsverantwoordelijken (cf. infra) een eerste stap in die richting zijn.

III. PISTES VOORGESTELD DOOR DE CREG

III.1 Responsabiliseren van ARP's door gericht af te schakelen

53. In het elektriciteitssysteem is de rol van de evenwichtsverantwoordelijke of Access Responsible Party (hierna: "ARP") essentieel voor het behoud van het evenwicht op het net. Elke ARP moet ervoor zorgen dat hij voor elk kwartier van de dag evenveel op het net injecteert dan hij ervan afneemt.

54. In de praktijk zijn er altijd tijdelijk kleinere en grotere afwijkingen, doordat de ARP onvoldoende de injectie of afname kan voorspellen of doordat er onverwachte onbeschikbaarheden kunnen optreden bij productie-eenheden in de perimeter van de ARP. Om die tijdelijke, onvoorspelbare⁶ kleine en grotere onevenwichten weg te werken die het kwartier overschrijden, heeft de netbeheerder tertiaire reserves tot haar beschikking om het netevenwicht ten allen tijde te behouden.

⁶ De onvoorspelbaarheid (op uurbasis) betreft hier maximaal een uur op voorhand, omdat de marktspeler in principe een uur op voorhand zijn positie op de intraday-markt nog kan aanpassen.

55. Dat betekent dat, afgezien van de tijdelijke onvoorspelbare onevenwichten, een ARP in theorie altijd in evenwicht moet zijn na afloop van het kwartier. Het betekent ook dat als elke ARP hieraan voldoet er nooit een probleem van bevoorradingszekerheid kan zijn: als elke ARP in evenwicht is, dan is ook het net in evenwicht en is er nooit een productietekort (of –overschot).

56. De vrees dat de bevoorradingszekerheid niet gegarandeerd zou zijn, impliceert bijgevolg dat men vreest dat er ARP's kunnen zijn die gezamenlijk een voldoende groot te voorspellen onevenwicht hebben, groter dan de beschikbare reserves waarover de netbeheerder beschikt, waardoor de strategische reserves en uiteindelijk zelfs het federale afschakelplan in werking moet treden.

57. De activering van het federaal afschakelplan in geval van schaarste leidt dus tot een niet-selectieve en onvrijwillige afschakeling van eindafnemers, terwijl slechts één ARP of een beperkt aantal ARP's te maken hebben met een belangrijk onevenwicht. De afschakeling is onvrijwillig omdat ze opgelegd wordt. Ze is niet-selectief omdat ook klanten die bij een ARP zitten die wel in evenwicht is, en dus niet mee aan de oorzaak ligt van de activatie van het afschakelplan, afgeschakeld worden.

58. Het niet-selectief en onvrijwillig afschakelen moet zoveel mogelijk selectief en vrijwillig gemaakt worden. Het is een principe dat de CREG reeds in haar studie 1352⁷ over de groothandelsmarkt bij stroomschaarste en stroomtekort schreef. Dat principe wordt hierna kort toegelicht.

59. Binnen de geliberaliseerde markt mag elke consument vrij zijn of haar leverancier kiezen. Met die vrijheid komt ook een zekere verantwoordelijkheid, namelijk het kiezen van een goede leverancier, zowel wat prijs als leveringszekerheid betreft.

60. Volgens de huidige regels is het rationeel voor elke consument om enkel te kijken naar de prijs. Immers, als de levering bij piekverbruik niet gegarandeerd is, is de kans om onvrijwillig afgeschakeld te worden bij activatie van het afschakelplan onafhankelijk van het feit of de eigen leverancier in evenwicht is of niet. De negatieve effecten van het afschakelplan dat door één leverancier veroorzaakt wordt, wordt dan uitgespreid over alle consumenten. Dat zorgt voor verkeerde prikkels, omdat de consument dan zelf onverschillig staat tegenover de leveringszekerheid die zijn leverancier kan garanderen.

⁷ Zie paragraaf 286: <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1352NL.pdf>

61. Deze marktfaling, namelijk het bestaan van negatieve externaliteiten, legitimeert dat de overheid tussenkomt om de marktfaling op te lossen of op zijn minst te mitigeren. Dat gebeurt nu al door een hoge onbalansprijs van 4500 €/MWh in te stellen indien de markt het netevenwicht niet kan garanderen (en de strategische reserve moet geactiveerd worden).

62. Deze hoge onbalansprijs wordt echter klaarblijkelijk niet bekeken als een voldoende goede prikkel opdat leveranciers en ARP's te allen tijde in evenwicht zouden zijn; er wordt immers ook voorzien in een strategische reserve en een afschakelplan. De aanpak van de marktfaling kan echter nog verder doorgezet worden door, voordat het afschakelplan geactiveerd wordt en dus niet-selectief klanten afgeschakeld worden, eerst de klanten van de leveranciers (of ARP's) af te schakelen die aan de oorzaak liggen van de activatie van het afschakelplan.

63. Het is een principe dat nu reeds van toepassing is op de gasmarkt.

Om de klanten van een ARP/leverancier die het afschakelplan veroorzaakt hebben te kunnen afschakelen is het nodig om in (quasi) reële tijd te weten welke ARP's effectief het afschakelplan veroorzaken. Dat is momenteel niet mogelijk. Hiervoor dient de transmissienetbeheerder meer informatie ter beschikking te krijgen, ook van de distributienetbeheerders. De CREG heeft hiervoor al overlegd met zowel met Febeg als Synergrid. Synergrid werkt momenteel aan een oplossing die een voldoende precieze real-time *balancing position* zou moeten opleveren.

64. Het is belangrijk te benadrukken dat afschakelbare klanten enkel onvrijwillig selectief zullen afgeschakeld worden indien hun ARP/leverancier in onevenwicht is en indien dit onevenwicht (mede) de oorzaak is van de activatie van het afschakelplan. Als de ARP/leverancier van een consument niet in (groot) onevenwicht is en bijgevolg niet de oorzaak is van de activatie van het afschakelplan, kan er nooit een selectieve, onvrijwillige afschakeling gebeuren.

65. De niet-selectieve afschakeling wordt zo maximaal een selectieve afschakeling.

III.2 Scarcity pricing⁸

66. De CREG heeft via een externe studie⁹ de implementeerbaarheid van een methode laten onderzoeken die reserves op een adequate manier zou kunnen financieren. De in deze studie gevolgde methode werd voorgesteld door William Hogan (op basis van de Operational Reserve Demand Curve of ORDC) en geïmplementeerd in Texas. In een notendop verstrekt deze methode of dit mechanisme schaarsteprijzen die alle eenheden vergoeden die actief zijn in periodes van schaarste via de toevoeging van een *price adder* bij de onbalansprijs in periodes van schaarste. Marktspelers kunnen dan worden vergoed voor schaarste zonder dat ze worden gedwongen schaarste in hun biedingen te weerspiegelen.

67. De idee van een *price adder* bij schaarste is infrequente en onvoorspelbare zeer hoge prijspielen te vervangen door kleinere, maar meer frequente schaarstesignalen. Dit kan de participatie van de vraag aan het flexibiliteitsmechanisme stimuleren.

68. Het is gebaseerd op de veronderstelling dat, hoewel het moeilijk is vereisten voor geïnstalleerde capaciteit vele jaren op voorhand te voorspellen (zoals gevraagd voor de meeste vergoedingsmechanismen voor de capaciteit), het voor een TNB gemakkelijker is om vereisten inzake exploitatiereserve en beschikbaarheid voor het volgende ogenblik of gedeelte van een uur te voorspellen.

69. ORDC kan worden gezien als een alternatief voor vergoedingsmechanismen voor de capaciteit, waarbij een cruciaal voordeel gekoppeld is aan een mogelijke grensoverschrijdende implementatie in het kader van een geïntegreerde Europese energiemarkt.

70. De externe studie is een eerste stap in het onderzoek naar deze methode en zal de komende tijd verder uitgediept worden, in samenspraak met andere overheidsorganen, academici, de netbeheerder en de marktspelers. Ook een grensoverschrijdende implementatie wordt idealiter bijkomend onderzocht. Het bijkomend onderzoek en de eventuele nationale implementatie van dit mechanisme kan ten vroegste in 2018 gerealiseerd worden.

⁸ In een periode van schaarste is de prijs van de marginale capaciteit hoger dan de marginale kost ervan, waardoor de houder een schaarsterente krijgt.

⁹ Zie CREG-nota 1527 over "Scarcity pricing applied to Belgium" en de bijhorende externe studie uitgevoerd door Université catholique de Louvain (UCL).

III.3 Liquiditeit intraday en forward markten verbeteren

71. De CREG is voorstander om de liquiditeit op de *intraday* en *forward* markten te verbeteren. Wat betreft de *intraday* markt zullen in 2016 verschillende verbeteringen geïmplementeerd worden. Zo worden het aantal *gates* voor de *intraday* markt verhoogd van 12 naar 24 zodat er sneller en korter tegen reële tijd nog energie kan uitgewisseld worden. Ook wordt er nu een herberekening van de *intraday* interconnectiecapaciteit uitgevoerd op de grens met Frankrijk, wat al het geval was op de grens met Nederland. De Franse *intraday* markt zal na de zomer ook impliciet gekoppeld worden met de Belgische en de Nederlandse markt.

72. Al deze maatregelen moeten de liquiditeit op de *intraday* markt verbeteren. Echter, voor de CREG is dit niet voldoende: de *intraday* interconnectiecapaciteit moet op dezelfde manier berekend worden als voor *day ahead*, namelijk gebaseerd op de stromen. De CREG verwacht in de toekomst van de transmissienetbeheerders een voorstel in die zin.

73. Wat de *forward* markt betreft, is het duidelijk dat de liquiditeit op de beurs erg beperkt is. Dit kan voor sommige producenten een probleem zijn om zich vlot te kunnen indekken tegen de prijsvolatiliteit. Om hier vooruitgang te boeken, zou het nuttig kunnen zijn om te werken met een *liquidity provider*, namelijk een marktspeler die een minimum volume aanbiedt voor koop en verkoop, tegen een zo klein mogelijk prijsverschil. Dit principe zou ook kunnen toegepast worden om een markt voor opties te creëren, zodat marktspelers zich kunnen indekken tegen prijsspieken en aanbieders van flexibiliteit via de markt vaste inkomsten kunnen genereren.

IV. Conclusie

74. De studie van Elia over de nood aan adequacy en aan flexibiliteit in het Belgische elektriciteitssysteem voor de periode 2017-2027, gebruikt een methodologie die als een goede basis kan gezien worden voor verdere opvolging. Niettemin, wordt gesteld dat op het vlak van de interconnectiecapaciteit en de vraagparticipatie de hypothesen in de studie te conservatief blijven.

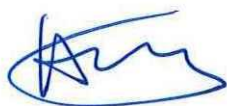
75. De discussie en bijkomende analyse dient op transparante en neutrale wijze verdergezet te worden. Dit wordt het best gegarandeerd binnen het hiertoe overeengekomen wettelijk kader. Dit dient toe te laten om de verschillende opties op een evenwichtige wijze te toetsen aan het Belgische en Europese energiebeleid. De CREG dringt er dan ook op aan om met het oog op de verdere werkzaamheden het artikel 7 bis aan te passen.

76. Het pleidooi voor een voorzichtige en doordachte aanpak, waarin het nemen van overhaaste beslissingen dient vermeden te worden, ligt in lijn met de bevindingen geformuleerd in de studie 1422 van de CREG. Hierin wordt aan de regering voorgesteld om bij de invoering van betrouwbare instrumenten voor de evaluatie van de capaciteitsbehoeften op korte en middellange termijn (na 2018), rekening te houden met het feit dat op dat moment (i) de onzekerheden op korte en middellange termijn over het kernenergieprogramma weggenomen moeten zijn en (ii) België over nieuwe interconnectiecapaciteit zal beschikken, waarvan de bijdrage aan de bevoorradingszekerheid moet worden geanalyseerd in overleg met de buurlanden.


77. De CREG meent dat er continue inspanningen dienen te worden geleverd door Elia om het gebruikte model, de methodologie en de hypothesen verder te verbeteren en te updaten.

78. De CREG is van mening dat een studie van de behoeften op middellange termijn, zoals de studie van Elia, best tweejaarlijks of in geval van een fundamentele wijziging in het park, wordt bijgewerkt Vertrekkende van de wijzigende marktomstandigheden waar een flexibele respons noodzakelijk, decentrale en kleinschalige productie een feit en een hogere consumentenbetrokkenheid, de toekomst zijn, pleit de CREG hierbij voor het responsabiliseren van de evenwichtsverantwoordelijken en het verbeteren van de liquiditeit op de *intraday*- en *forward*-markten. Een piste die nog verder onderzoek behoeft, is het invoeren van *scarcity pricing*.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitster van het Directiecomité