

Nota

(Z)1835

28 september 2018

Nota over de maatregelen op korte termijn inzake marktwerking met het oog op de bevoorradingzekerheid van elektriciteit voor de winter 2018-2019

op basis van artikel 23, §2, 2de lid, 20° en 27° van de elektriciteitswet

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
EXECUTIVE SUMMARY.....	3
1. Situatie.....	5
2. Maatregelen op korte termijn inzake marktwerking	8
2.1. Maatregelen om de binnenlandse capaciteit te verhogen	8
2.1.1. Gascentrales uit de strategische reserve sneller naar de markt	8
2.1.2. Verder ontwikkelen van <i>demand response</i>	9
2.1.3. Backup-capaciteit inzetten op de markt	9
2.2. Maatregelen om de importcapaciteit te verhogen.....	10
2.2.1. Maximale import recent verhoogd naar 5.500 MW	11
2.2.2. Maximale transmissiecapaciteit voor import en export	12
2.2.3. Beperken van <i>loop flows</i> door België	12
2.2.4. Hanteren van de winterlimiet voor de bepaling van de transmissiecapaciteit	14

EXECUTIVE SUMMARY

Door de bijkomende onbeschikbaarheid van een aantal kerncentrales, komt de bevoorradingszekerheid de komende maanden mogelijks in het gedrang. De bevoorradingszekerheid is een bevoegdheid van de Minister van Energie. De markt kan echter een belangrijke rol spelen om de bevoorradingszekerheid (grotendeels) te garanderen. In deze nota worden een aantal maatregelen voorgesteld die op korte termijn mogelijk zijn opdat de markt deze rol ten volle kan spelen. Deze maatregelen betreffen de binnenlandse capaciteit en de importcapaciteit.

Maatregelen om de binnenlandse capaciteit te verhogen.

1. De gascentrales in de strategische reserve toelaten om sneller naar de markt terug te keren dan momenteel wettelijk toegelaten. Hiervoor zou een koninklijk besluit moeten genomen worden op basis van artikel 32 van de elektriciteitswet. Dit betekent dat in de periode van 20 tot 31 oktober 750 MW extra productiecapaciteit beschikbaar komt (dat is de gezamenlijke capaciteit van Vilvoorde en Seraing). Vanaf 1 november is dit een extra capaciteit van 265 MW (Vilvoorde). De centrale van Seraing was immers al voorzien om terug te keren naar de markt vanaf 1 november 2018.
2. Extra ontwikkelen van vraagbeheer. In de recente jaren heeft de wetgever, de netbeheerder en de CREG een aantal maatregelen genomen om de barrières te verlagen om vraagbeheer naar de markt te brengen. Het is aan de marktspelers om gebruik te maken van deze mogelijkheden om hun vraag en aanbod van elektriciteit in evenwicht te brengen.
3. Backup-capaciteit naar de markt brengen. Bij grote en middelgrote verbruikers in de verschillende sectoren (industrie, telecom, overheid, landbouw, ziekenhuizen,...) staat momenteel heel wat backup-capaciteit geïnstalleerd. Vaak kunnen deze installaties synchroniseren met het net. De bijkomende investeringen om deze productiecapaciteit naar de markt te brengen zijn dan ook beperkt. Bovendien kan ook gehuurde backup ingezet worden. De CREG schat het potentieel op verschillende honderden MW. Een recente enquête bij de ziekenhuizen door de CREG resulteerde in een totale geïnstalleerde capaciteit van ongeveer 200 MW.

De CREG stelt vast dat zeer recent reeds initiatieven genomen worden om de genoemde maatregelen om de binnenlandse capaciteit te verhogen en spoort alle marktspelers aan om dit verder te ontwikkelen.

Maatregelen om de importcapaciteit te verhogen. Momenteel kan België in principe tot 5.500 MW importeren. Om dergelijke hoge importniveaus te bereiken zijn minstens volgende maatregelen nodig.

1. Maximale transmissiecapaciteit voor import en export. Momenteel moet er minstens 20 procent van de capaciteit van elke transmissielijn in België en de buurlanden aan de markt aangeboden worden. Deze regel is geïmplementeerd sinds eind april en zou moeten gegarandeerd worden. Bovendien moet als volgende stap een verhoging van de 20 procent doorgevoerd worden in lijn met het voorstel dat de CREG in maart 2017 op tafel had gelegd.
2. De *loop flows* door België moeten maximaal beperkt worden. *Loop flows* worden gegenereerd door grote stromen binnen één land. Grote landen produceren grote *loop flows*. ACER, de Europese energieregulator, is van oordeel dat er geen *loop flows* door andere netten mogen stromen. De CREG verwacht dat het Belgische transmissienet de komende maanden vooral *loop flows* te verwerken krijgt door Duitse interne stromen van noord naar zuid. Deze kunnen oplopen tot boven 2.000 MW, waardoor de importcapaciteit van België sterk wordt beperkt.

Elia moet nagaan in welke mate de *loop flows* kunnen teruggedrongen worden, onder meer met behulp van de dwarsregeltransformatoren in België.

3. Winterlimiet toepassen tijdens de winter. De CREG heeft vastgesteld dat verschillende netbeheerders in de buurlanden in 2016 en 2017 op sommige belangrijke transmissielijnen de lagere zomerlimiet gebruiken tijdens de winter, in plaats van de gebruikelijke, hogere winterlimiet. Dit kan de importcapaciteit van België gevoelig beperken. Elia moet er bij de naburige netbeheerders op aandringen de winterlimiet te gebruiken. De CREG zal dit opnemen met de betreffende regulatoren uit de buurlanden.

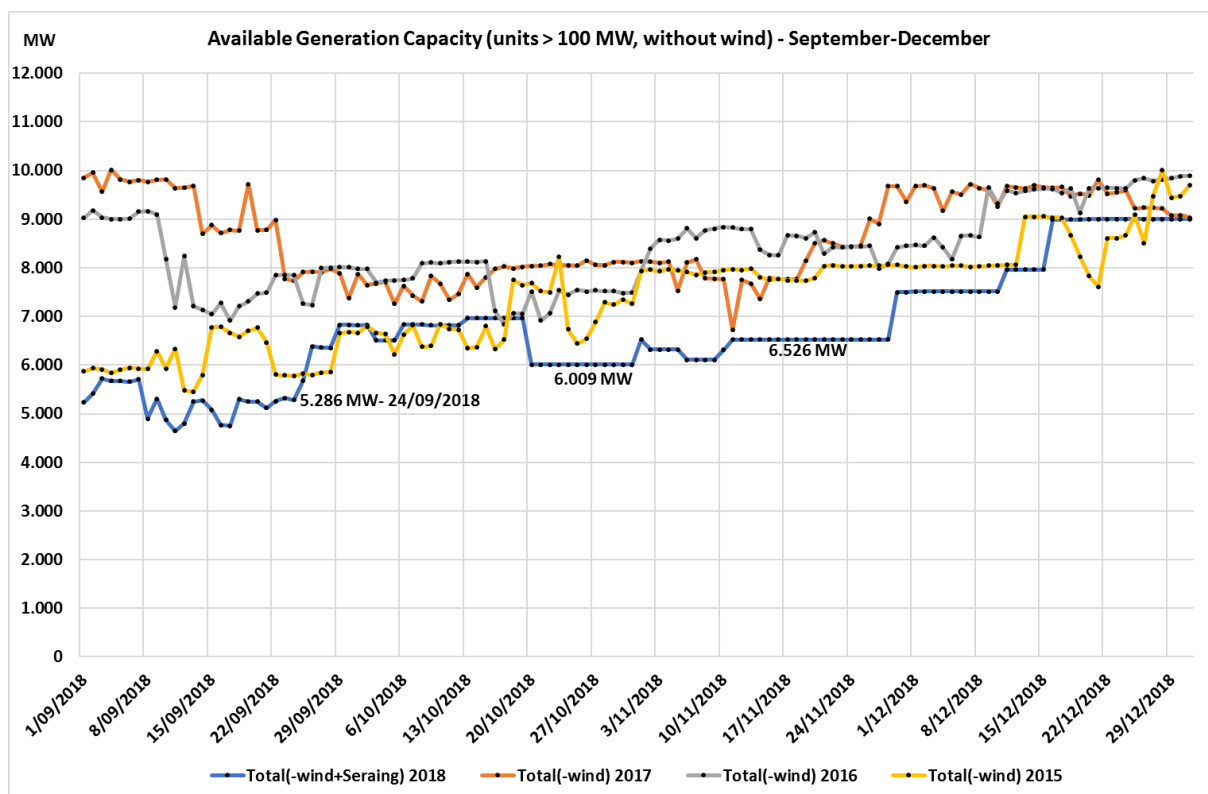
De opgesomde maatregelen inzake de importcapaciteit zijn geen uitzonderlijke maatregelen, maar zijn niet meer dan het verder implementeren van de regels van de interne markt voor elektriciteit. De CREG is ervan overtuigd dat indien de regels van de interne markt correct zouden toegepast worden op de elektriciteitsmarkt er, gegeven de informatie waarover de CREG momenteel beschikt over de analyses van Elia, onder normale omstandigheden geen noemenswaardig risico is op een tekort en dat het risico op een tekort bij extreme omstandigheden sterk zou verminderen.

Netbeheerders in Europa die de importcapaciteit van België beperken door voorrang te geven aan de binnenlandse handel maken misbruik van hun dominante positie. Dat is een inbreuk tegen artikel 102 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie. België zou er dan ook bij de Europese Commissie moeten op aandringen dat zij de regels van de interne markt afdwingt bij alle Lidstaten.

1. SITUATIE

1. Engie Electrabel communiceerde via haar transparantie-website op vrijdagmiddag 21 september 2018 dat Tihange 2 en Tihange 3 de komende winter niet meer zouden heropstarten¹. Het FANC had eerder gecommuniceerd dat er problemen waren met de bunkers. Dit betekent een verlies van ongeveer 2.000 MW productiecapaciteit, bovenop de eerder aangekondigde verlating van de terugkeer van Doel 1 en 2 (die pas midden december en begin januari terug beschikbaar zullen zijn).

2. De onderstaande figuur geeft de beschikbare stuurbare productiecapaciteit van grote eenheden (> 100 MW) voor de maanden september tot december, rekening houdende met de laatste gegevens, zoals gepubliceerd op de website van Elia². De figuur vergelijkt 2018 met de drie voorgaande jaren. Hieruit blijkt dat de beschikbaar productiecapaciteit vooral in september 2018 en in de periode van 20 oktober 2018 tot 28 november 2018 gevoelig lager is dan de voorgaande drie jaren. Deze gegevens houden geen rekening met kleinere eenheden, noch met windcapaciteit, noch met vraagbeheer en import, maar geven wel een goede basis om de beschikbare productiecapaciteit te vergelijken met de voorgaande jaren.

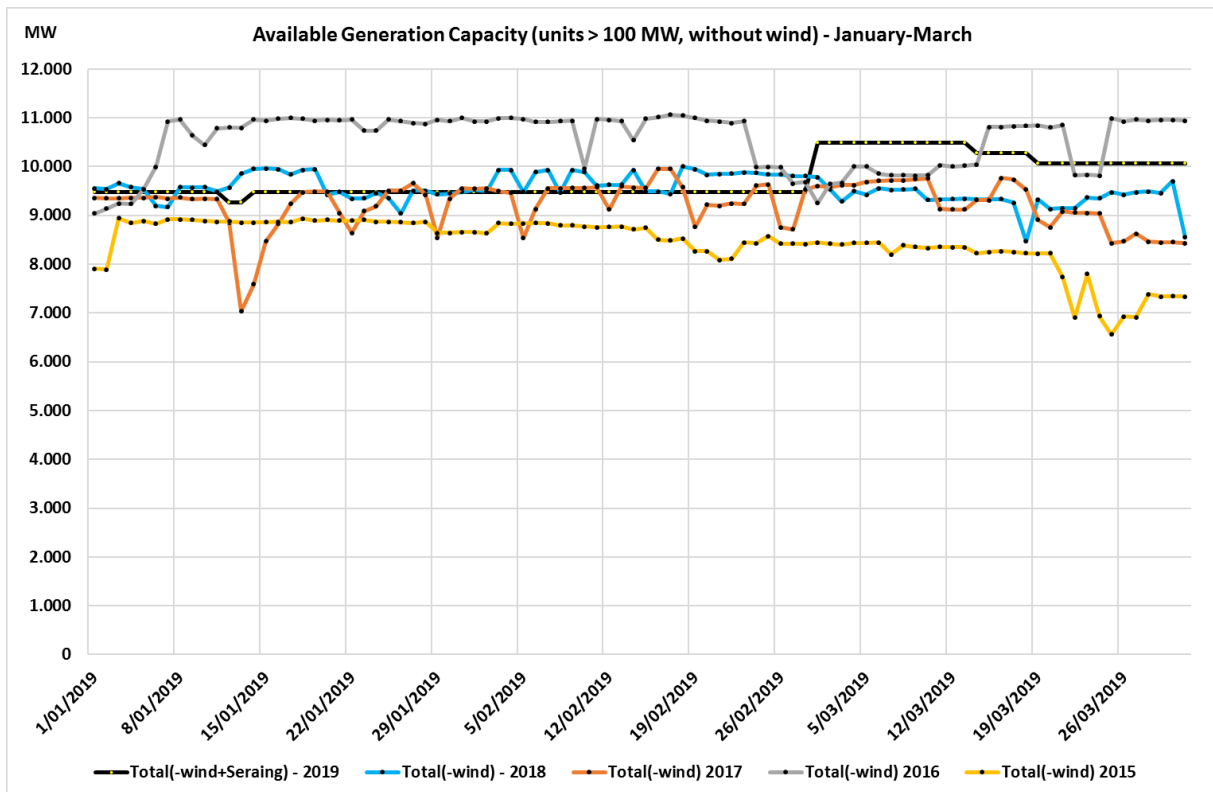


Figuur 1: beschikbare stuurbare productiecapaciteit van grote eenheden (> 100 MW) in België voor de periode september tot december

¹ Tihange 2 onbeschikbaar tot 1 juni 2019 en Tihange 3 onbeschikbaar tot 2 maart 2019 (zie ook <http://corporate.engie-electrabel.be/nl/nieuws/aanpassing-van-de-beschikbaarheid-van-tihange-2-en-tihange-3/> of <http://transparency.engie.com/>)

² De gegevens van Elia houden nog steeds geen rekening met de terugkeer van de STEG Seraing (485 MW) vanaf 1 november 2018, hoewel de terugkeer van Seraing reeds eind maart 2018 aangekondigd werd. In de figuur wordt deze eenheid wel meegerekend vanaf 1 november 2018.

3. De volgende figuur geeft dezelfde gegevens, maar dan voor de maanden januari tot maart en inclusief voor het jaar 2019. Uit deze gegevens blijkt dat de beschikbare productiecapaciteit voor de periode januari-maart 2019 op een gelijkaardig niveau zit dan in januari-maart 2018, en hoger dan in 2015. Let wel, dit is gebaseerd op de huidige planning en kan nog wijzigen indien bijvoorbeeld de terugkeer van Doel 1 en 2 of van Doel 4 niet verloopt zoals gepland. Deze nota zal zich voornamelijk op de periode oktober-december 2018 focussen.



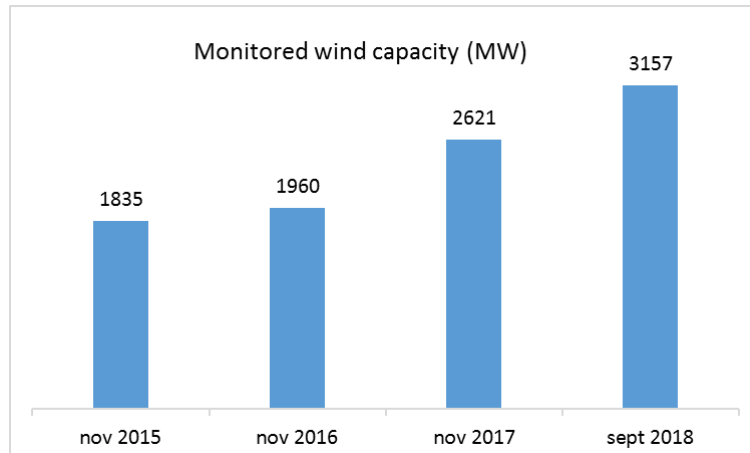
Figuur 2: beschikbare stuurbare productiecapaciteit van grote eenheden (> 100 MW) in België voor de periode januari tot maart

4. Ten gevolge van de aangekondigde nucleaire onbeschikbaarheid schoten de prijzen op de termijnmarkt voor levering tijdens de komende winter naar omhoog: een contract voor baseload levering tijdens het laatste kwartaal van 2018 noteerde 106,23 €/MWh; dat voor het eerste kwartaal 2019 93,7 €/MWh. Dat zijn zeer hoge prijsniveaus en niet meer gezien sinds tien jaar. Dit wijst op een erg ongewone situatie op de elektriciteitsmarkt.

5. De gespannen situatie is niet enkel zichtbaar op de termijnmarkt; ook de dagmarkt kende reeds een prijsspiek op maandag 24 september 2018 voor uur 21: toen piekte de prijs tot 411 €/MWh. Die dag was er een zeer lage productiecapaciteit beschikbaar die in de loop van de week met ongeveer 1.300 MW verhoogde. De beschikbare capaciteit op de grote productie-eenheden zal in de periode van 20 oktober tot 28 november 2018 normaal gezien 750 MW tot 1.250 MW hoger liggen dan op 24 september 2018.

6. De bovenstaande figuur geeft de beschikbare productiecapaciteit van grote eenheden zonder de windcapaciteit. De windcapaciteit is in vergelijking met voorgaande jaren sterk toegenomen. In november 2015 was dit 1.835 MW, terwijl er momenteel 3.157 MW windcapaciteit gemonitord wordt door Elia. Dat is een stijging met 1.322 MW of een stijging met 72 procent op drie jaar tijd. Tijdens

windrijke dagen is de kans op een tekort dan ook aanzienlijk kleiner, op voorwaarde dat de importcapaciteit niet te sterk wordt verminderd indien er veel wind is (zie infra).



Figuur 3: door Elia gemonitorde windcapaciteit

7. De bevoorradingszekerheid is een bevoegdheid van de Minister van Energie. De markt kan echter een belangrijke rol spelen om de bevoorradingszekerheid (grotendeels) te garanderen. In deze nota worden een aantal maatregelen voorgesteld die op korte termijn mogelijk zijn opdat de markt deze rol ten volle kan spelen.

2. MAATREGELEN OP KORTE TERMIJN INZAKE MARKTWERKING

2.1. MAATREGELEN OM DE BINNENLANDSE CAPACITEIT TE VERHOGEN

2.1.1. Gascentrales uit de strategische reserve sneller naar de markt

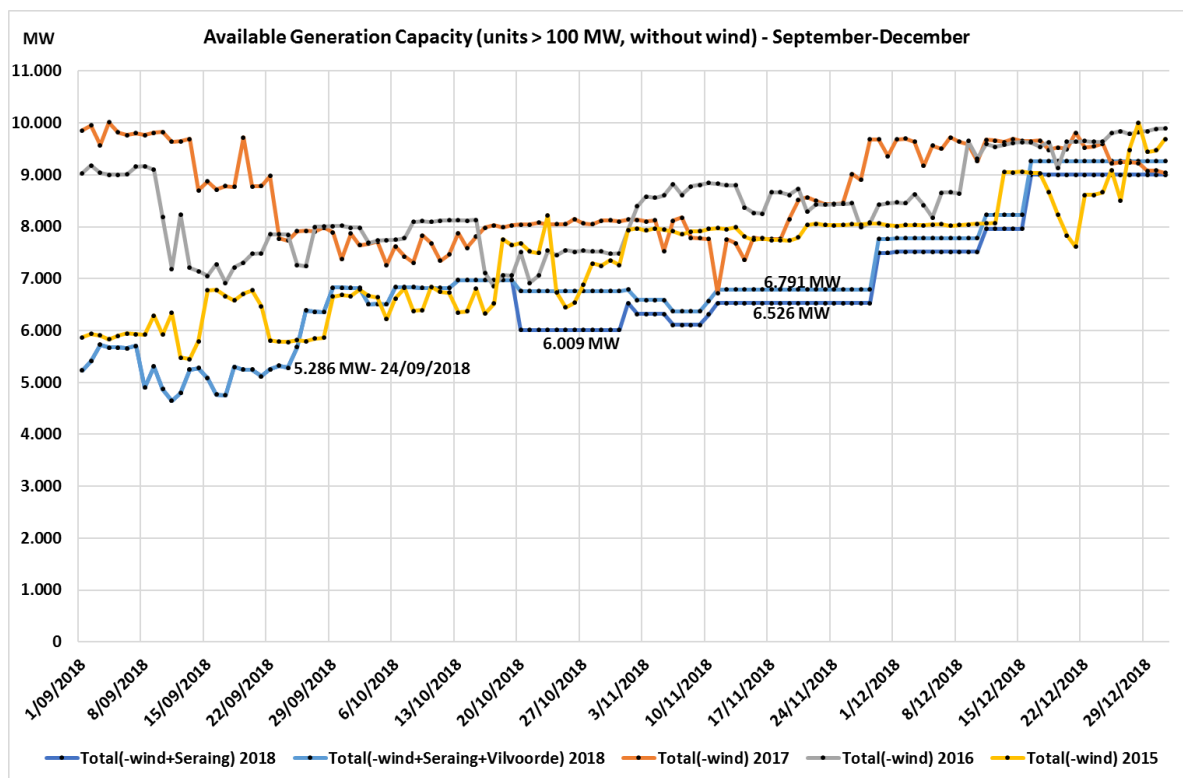
8. De beschikbare productiecapaciteit in België op de figuren 1 en 2 rekt van 1 november 2018 de STEG Seraing mee, met een capaciteit van 485 MW. Deze centrale was in de periode tussen 1 november 2014 en 31 oktober 2018 gecontracteerd in de strategische reserve, aangezien ze toen niet winstgevend werd beschouwd door de eigenaar. Op 29 maart 2018 heeft EDF-luminus de aankondiging van definitieve uitdienstneming van deze centrale ingetrokken. Bijgevolg kan deze centrale na de afloop van het contract van strategische reserve terug binnen de normale marktomgeving functioneren, namelijk vanaf 1 november 2018

9. Ook de gasgestookte centrale van Vilvoorde (265 MW), die op 1 december 2014 tot een open cyclus gasturbine werd omgevormd, zat gedurende die vierjarige periode in de strategische reserve, maar heeft haar terugkeer nog niet aangekondigd. De centrale van Vilvoorde heeft bijgevolg vandaag een statuut als “tijdelijk uitdienstgenomen eenheid”. Overeenkomstig de bepalingen van artikel 4bis van de elektriciteitswet, is een terugkeer naar de markt voor deze eenheid pas mogelijk vanaf 1 april 2019.

10. Zowel de centrales Seraing als Vilvoorde kunnen technisch gezien sneller naar de markt terugkeren, maar dat is wettelijk op dit ogenblik niet mogelijk vóór respectievelijk 1 november 2018 en 1 april 2019. Het is volgens de CREG nuttig om te onderzoeken of het mogelijk is dat deze centrales al vanaf 20 oktober 2018 terug toe te laten tot de markt, door bijvoorbeeld beroep te doen op artikel 32 van de elektriciteitswet. De beschikbare productiecapaciteit zou dan vanaf 20 oktober 2018 verhogen met 750 MW en vanaf 1 november met 265 MW in vergelijking met de actuele situatie, omdat de centrale van Seraing vanaf 1 november sowieso terugkeert naar de markt. De onderstaande figuur geeft dit visueel weer.

11. De CREG is van mening dat een terugkeer naar de markt van de centrale in Vilvoorde te verkiezen is boven het opnemen in de strategische reserve. Als de centrale in de markt zit, zal deze produceren als de marginale kost lager ligt dan de elektriciteitsprijs, die momenteel ongeveer op 100 €/MWh staat, terwijl de centrale in de strategische reserve enkel mag produceren als de elektriciteitsprijs op de dagmarkt 3.000 €/MWh bereikt (of als binnen de dag vastgesteld wordt dat de bevoorradingszekerheid in het gedrang komt). De gascentrale in de markt zal dus veel vaker kunnen draaien met een neerwaartse impact op de elektriciteitsprijs.

12. De aanwezigheid op of de terugkeer naar de markt is voor STEG-centrales en open cyclus gascentrales momenteel zeer winstgevend. Op basis van de forward prijzen van 21 september 2018 is de operationele winstgevendheid van een minder efficiënte tot zeer efficiënte centrale tijdens de winter van 2018-2019 tussen de 43 en 58 miljoen euro voor een STEG van 425 MW.



Figuur 4: beschikbare stuurbare productiecapaciteit van grote eenheden (> 100 MW) in België voor de periode september tot december, indien de gascentrales van Seraing en Vilvoorde versneld naar de markt terugkeren.

2.1.2. Verder ontwikkelen van *demand response*

13. Een tweede manier om de binnenlandse capaciteit te verhogen is via het verder ontwikkelen van *demand response*. Elke consument van wie de elektriciteitsafname gemeten wordt per kwartier kan via de eigen leverancier zijn elektriciteitsvraag verminderen wanneer de elektriciteitsprijzen hoog zijn en zo hiervoor betaald worden. Sinds afgelopen zomer kan dit bovendien ook via een andere partij dan de eigen leverancier, bijvoorbeeld via een aggregator. Daartoe is de wet gewijzigd om de zogenaamde *transfer of energy* mogelijk te maken.

14. Het is moeilijk om het openstaande potentieel aan vraagbeheer in te schatten, maar de marktomstandigheden geven onmiskenbaar opportuniteiten aan elektriciteitsafnemers die hun consumptie kunnen doen dalen, eventueel ook voor langere periodes door bijvoorbeeld onderhoud te verplaatsen naar november indien mogelijk. Op die manier kunnen ze hun eerder gecontracteerde elektriciteit terug verkopen op de groothandelsmarkt of minder aankopen op de dagmarkt.

2.1.3. Backup-capaciteit inzetten op de markt

15. Een derde mogelijkheid die de CREG ziet om op korte termijn de binnenlandse capaciteit te verhogen is het inzetten van backup-installaties. Verbruikers met een backup-installatie, vaak een diesel-generator, kunnen deze in principe ook inzetten op de markt; dit heeft geen negatieve impact op de functie van de installatie om backup te leveren, op voorwaarde dat er op elk moment voldoende brandstof aanwezig is. Er zijn al heel wat spelers, bij de industrie, maar ook reeds een aantal ziekenhuizen, die hun backup-installatie inzetten om zo de bevoorradingszekerheid mee te ondersteunen tegen een gepaste vergoeding. Bovendien kan er op sommige bestaande productiesites bijkomende backup-capaciteit aangesloten worden.

16. De CREG heeft enkele maanden geleden een enquête gestuurd naar de Belgische ziekenhuizen. Meer dan 90% van de ziekenhuizen reageerden. Op basis van deze gegevens schat de CREG de geïnstalleerde backup-capaciteit bij de ziekenhuizen op 218 MVA, wat neerkomt op iets minder dan 200 MW. De installaties kunnen grotendeels synchroniseren met het net en kunnen in principe zonder veel bijkomende investeringen in de markt gezet worden. De CREG weet van slechts 2 ziekenhuizen in België dat ze dit ook effectief doen, terwijl in Nederland tientallen ziekenhuizen hun backup-installaties diensten laten leveren aan het net, wat de bevoorradingszekerheid ten goede komt.

17. De CREG voert momenteel ook een enquête uit bij de elektriciteitsafnemers aangesloten aan het transmissienet. De verwachting is dat de geïnstalleerde backup-capaciteit een veelvoud is van deze bij de ziekenhuizen. Verder zijn er ook nog backup-installaties in de telecom-sector, de landbouw, de overheid, de financiële wereld en bij de netbeheerders zelf. Ook het tijdelijk huren van backup-capaciteit kan hiervoor ingezet worden.

18. De CREG bekijkt het inzetten van backup-installaties van grotere verbruikers als een structurele en efficiënte oplossing, ook en vooral na de nucleaire phase-out. Nu en zeker in de toekomst zal de intermitterende wind- en zonnecapaciteit ertoe leiden dat piekcapaciteit nodig blijft wanneer er weinig wind en zon is in Europa. Analyses van Elia tonen aan dat dit slechts voor maar een paar tientallen uren per jaar nodig zal zijn, of minder dan 1% van de tijd. De reeds aanwezige backup-capaciteit kan hier dan voor ingezet worden, gezien de bijkomende investeringskosten erg laag zijn. Deze installaties hebben bovendien door de hoge marginale productiekost (ongeveer 200 €/MWh) een natuurlijke, economische barrière om veel uren te draaien, wat ook voordelig is voor de emissies. De CREG verwijst voor een uitgebreidere uiteenzetting hierover naar haar monitoringrapport van 2017³.

19. De huidige prijzen op de forward markt zijn erg hoog, waardoor de kans op prijsspieken groot is. Dit is een sterke prikkel om extra *demand response* te ontwikkelen en om de bestaande of nieuwe backup-capaciteit in de markt te zetten. Zo kan een backup-dieselgenerator die op de markt wordt ingezet tijdens 20 uren met een elektriciteitsprijs van 3.000 €/MWh een kwart van de investeringskost terugverdienen.

20. De onbalansprijzen kunnen nog hoger gaan dan 3.000 €/MWh. De CREG heeft de prijslimiet van 13.500 €/MWh goedgekeurd voor de onbalansstarieven. Gezien er geen strategische reserve wordt aangelegd, zullen de onbalansprijzen niet op administratieve wijze gezet worden, maar zullen ze het resultaat zijn van de biedingen die bij de netbeheerder ingegeven worden. De CREG zal toezien of deze biedingen marktconform zijn.

2.2. MAATREGELEN OM DE IMPORTCAPACITEIT TE VERHOGEN

21. Het belang van de importcapaciteit tijdens de komende periode kan niet onderschat worden. De voorbije jaren zijn er een aantal belangrijke stappen in de goede richting gezet. De CREG is ervan overtuigd dat als de bestaande netwerkcapaciteit efficiënt wordt gebruikt, het risico op tekorten voor de komende maanden sterk gereduceerd wordt.

22. Uit recente analyses van Elia blijkt dat er in extreme omstandigheden tot 5.000 MW moet ingevoerd worden om de bevoorradingszekerheid te garanderen. Een dergelijk importniveau is hoog en was tot voor kort niet mogelijk voor België. In de loop van 2018 zijn er echter een aantal belangrijke verbeteringen aangebracht zodat deze import mogelijk is. Zo werd er op dinsdag 25 september 2018 tot 4.900 MW ingevoerd (met een gemiddelde voor die dag van 4000 MW), wat een nieuw record is.

³ Zie sectie 1.2 (vanaf pg 5) in het monitoringrapport over de groothandelsmarkt van elektriciteit in 2017: <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1734EN.pdf>

Toch acht Elia het blijkbaar weinig waarschijnlijk dat België een dergelijk importniveau haalt tijdens de komende maande, gezien ze rekent op ongeveer 700 uren dat er een tekort zal zijn onder extreme omstandigheden.

23. Bovendien blijkt uit de recente analyse van Elia dat in normale omstandigheden er maximaal 3.000 MW moet ingevoerd worden om de bevoorradingszekerheid te garanderen, maar dat ook in dit geval de bevoorradingszekerheid niet gegarandeerd kan worden. Er zou ook in normale omstandigheden een tekort van ongeveer 500 uren zijn. Dat betekent dat Elia stelt dat ook het importniveau van 3000 MW tijdens normale omstandigheden tijdens minstens 500 uren niet kan gegarandeerd worden. Dit bevestigt voor de CREG nogmaals de inefficiënte werking van de marktkoppeling, met nu ook een ernstige impact op de bevoorradingszekerheid⁴.

24. Meer nog, de CREG is ervan overtuigd dat indien de regels van de interne markt correct zouden toegepast worden op de elektriciteitsmarkt er onder normale omstandigheden geen risico is op een tekort en dat dat risico sterk zou verminderen onder extreme omstandigheden.

25. In de volgende sectie wordt ingegaan op de verschillende maatregelen die genomen moeten worden om de importcapaciteit naar België te maximaliseren. Deze mogen niet beschouwd worden al uitzonderlijke maatregelen, maar zijn een verdere implementatie van de regels van de interne markt voor elektriciteit, zodat de marktkoppeling met de buurlanden efficiënt en niet-discriminatoire verloopt. Netbeheerders in Europa die de transmissiecapaciteit, en meer bepaald de importcapaciteit van België, in de marktkoppeling beperken door voorrang te geven aan de binnenlandse handel maken misbruik van hun dominante positie. Dat is een inbreuk tegen artikel 102 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie.

26. Ten slotte kan het zijn dat België niet het enige land is dat wil importeren in de CWE-regio. Ook Frankrijk heeft in het verleden in de maand november al moeten importeren. Uit recente berichten blijkt dat beschikbaarheid van nucleaire capaciteit in Frankrijk op haar hoogste niveau in vier jaar staat. Indien Frankrijk echter wel moet importeren, zal er een competitie optreden tussen Belgische en Franse consumenten om de schaarse transmissiecapaciteit, wat de prijzen kan doen oplopen en de geïmporteerde volumes naar België kan doen dalen.

2.2.1. Maximale import recent verhoogd naar 5.500 MW

27. De importcapaciteit wordt beperkt door de maximale thermische capaciteit op de transmissielijnen in België en haar buurlanden. Een andere belangrijke beperking wordt opgelegd door de spanningsstabiliteit: door te hoge import kan deze in het gedrang komen. Tot voor een paar jaar werd de importcapaciteit van België door Elia beperkt tot 3.500 MW, wegens bezorgdheden omtrent de spanningsstabiliteit. Na kritiek van de CREG heeft Elia deze dan eerst verhoogd naar 4.500 MW en in de loop van 2018 naar 5.500 MW.

28. De verhoging van de maximale importcapaciteit heeft zijn effect al gehad. Er zijn sinds de verhoging al een paar uren geweest dat België meer dan 4.500 MW heeft ingevoerd, met het voorlopige maximum van 4.900 MW op 25 september 2018.

⁴ Zie ook de CREG-studie van 21 december 2017: "Functioning and design of the Central West European day-ahead flow based market coupling for electricity: Impact of TSOs Discretionary Actions". Deze studie is ook gestuurd naar de Europese Commissie, waarbij de CREG schreef dat "[T]he study shows that the current situation is heavily discriminating cross-zonal exchange in favor of internal trade, breaching the basic principles of the internal market and creating a serious threat for the energy transition." <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1687EN.pdf>

2.2.2. Maximale transmissiecapaciteit voor import en export

29. De reden dat de maximale importcapaciteit van 5.500 MW niet kan bereikt worden is dat er andere beperkingen optreden, vooral doordat de thermische capaciteit van de transmissielijnen in België en haar buurlanden beperkend optreedt. In 2016 en 2017 werd de importcapaciteit van België (en Frankrijk) vaak beperkt doordat de thermische capaciteit van interne transmissielijnen binnen Duitsland verzadigd was. Dat werd veroorzaakt doordat de binnenlandse handel binnen een land onterecht prioriteit krijgt: de binnenlandse handel mag de beschikbare transmissiecapaciteit eerst gebruiken, waardoor er tijdens sommige periodes nauwelijks nog transmissiecapaciteit overbleef voor de grensoverschrijdende handel. Hierdoor kon België slechts beperkt importeren vanuit Duitsland, maar evenmin vanuit Frankrijk of Nederland.

30. Onder druk van de Europese regulatoren en de Europese Commissie hebben de Duitse netbeheerders aanvaard om als eerste en tijdelijke maatregel minstens 20% van de lijncapaciteit voor te behouden voor de grensoverschrijdende handel. Deze maatregel is eind april 2018 geïmplementeerd door de transmissienetbeheerders van de centraal-westelijke Europese regio⁵ (CWE). Elia schat het effect van deze nieuwe regel op 500 MW extra importcapaciteit in extreme omstandigheden. Let wel, deze 20%-regel is niet gegarandeerd. Al minstens tijdens één dag hebben de Duitse netbeheerders deze regel niet toegepast. Dat is toegelaten als de operationele veiligheid van het net in het gevaar komt, met een sterke verlaging van de importcapaciteit voor België tot gevolg.

31. Deze minimale 20%-regel is volgens de CREG een belangrijke stap in de goede richting, maar nog onvoldoende. Het werd dan ook goedgekeurd als tijdelijke maatregel met de vraag om een verhoging van de 20%-regel te onderzoeken in lijn met het voorstel⁶ dat de CREG in maart 2017 op tafel had gelegd. In dit voorstel werd als volgende stap een minimale lijncapaciteit voorgesteld van 40% tot 50%. De betrokken netbeheerders zijn hier niet op ingaan en hebben vervolgens gezamenlijk voorgesteld om de 20%-regel te behouden, ondanks het feit dat de analyses toonden dat een verhoging van de minimale lijncapaciteit een aanzienlijke verbetering van de marktwerking zou betekenen.

32. Voor de CREG is dit niet aanvaardbaar, omdat met het huidige mechanisme de facto prioriteit gegeven wordt aan de binnenlandse handel ten nadele van de grensoverschrijdende handel. Deze discriminatie is tegen de regels van de interne markt (artikel 102 VWEU) en tegen de bepalingen van de Europese Verordening 714/2009.

2.2.3. Beperken van *loop flows* door België

33. De importcapaciteit kan ook beperkt worden doordat *loop flows* de lijncapaciteit innemen. *Loop flows* worden veroorzaakt door grote uitwisselingen binnen een land: die grote uitwisselingen genereren “zij-stromen” door andere landen, die momenteel prioriteit krijgen, omdat ze niet worden meegenomen in de marktkoppeling. België krijgt in haar transmissienet vooral *loop flows* vanuit Duitsland te verwerken. Grote uitwisselingen binnen Duitsland, vooral van noord naar zuid, veroorzaken soms erg grote *loop flows* door België, wat dan een negatieve impact heeft op de importcapaciteit van België.

34. Hoge *loop flows* resulteren in lage lijncapaciteit voor grensoverschrijdende handel en dus voor lage importcapaciteit voor België. Dit was bijvoorbeeld het geval op 24 september 2018. Toen piekte de prijs op de dagmarkt tot 411 €/MWh op uur 21. Tijdens dat uur waren de *loop flows* door het Belgische transmissienet hoger dan 2.000 MW. Op één transmissielijn van het netwerk was de *loop*

⁵ Dit zijn de landen België, Nederland, Frankrijk, Duitsland, Luxemburg en Oostenrijk.

⁶ Zie het CREG-voorstel “CREG proposal for the adaptation of the CBCO selection method and the base case definition in the CWE- flow-based market coupling” <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1687annex1.pdf>

flow 900 MW op een lijncapaciteit van 1.650 MW. Dat betekent dat meer dan de helft van de lijncapaciteit wordt gebruikt om de binnenlandse handel binnen vooral Duitsland toe te laten. Dat leidde in Duitsland tot een prijs van 70 €/MWh, terwijl de Belgische import werd beperkt tot 3.500 MW met een prijsniveau van 411 €/MWh als gevolg. Indien de *loop flows* lager waren geweest, had België meer kunnen importeren en waren de prijzen lager geweest. Duitsland exporteert op die manier haar netwerkproblemen naar de andere landen, waaronder België, waardoor België minder kan invoeren de komende november zelfs het probleem van de bevoorradingszekerheid fors wordt versterkt.

35. Dit wijst bovendien op een discriminatie, omdat in dit geval de Belgische transmissiecapaciteit prioritair gebruikt wordt om de Duitse consument te voorzien van stroom en pas daarna de Belgische consument. Het is bovendien inefficiënt omdat de door *loop flows* gebruikte transmissiecapaciteit veel nuttiger kan gebruikt worden voor import naar België; dat is nog veel sterker het geval als de bevoorradingszekerheid van België in het gedrang komt.

36. Deze praktijk gaat in tegen de regels van de interne markt (artikel 102 van VWEU) en tegen de bepalingen van de Europese Verordening 714/2009.

37. Het is dus niet ondenkbaar dat België een probleem heeft met de bevoorradingszekerheid, met prijzen van 3.000 €/MWh, omdat de Belgische importcapaciteit maar beperkt voor eigen gebruik kan ingezet worden, en de rest van de transmissiecapaciteit wordt ingenomen door prioritaire *loop flows*. Enkel door overmatig gebruik te maken van de Belgische netwerkcapaciteit kan Duitsland de elektriciteitsprijs veel lager houden voor haar consumenten.

38. Op basis van data van de voorbije jaren stelt de CREG vast dat België enkel prijsspieken heeft als *loop flows* boven 500-1000 MW uitkomen. De CREG streeft naar een niveau van *loop flows* van maximaal 300 MW. ACER wil dat de loop flows zelfs herleid worden naar nul⁷.

39. *Loop flows* kunnen met behulp van dwarsregeltransformatoren (beter bekend als 'phase shifting transformers' of 'PSTs') teruggedrongen worden. Dat betekent niet dat deze stromen verdwijnen: ze worden dan "teruggeduwd", meer bepaald naar Duitsland.

40. Elia moet nagaan in welke mate de *loop flows* kunnen teruggedrongen worden, onder meer met behulp van de dwarsregeltransformatoren in België. Verder dringt de CREG erop aan dat de Europese Commissie afdwingt dat de regels van de interne markt worden gevolgd door alle Lidstaten.

41. Naast het gebruik van de PSTs door Elia, kunnen de loop flows ook bij de bron worden aangepakt. Een van de mogelijkheden hiertoe is dat de transmissienetbeheerders in de CWE-regio de remediërende acties die nodig zijn om de minimale capaciteit ter beschikking te stellen (zie randpunt 28), expliciet opnemen in het gemeenschappelijk netwerkmodel. Op dit moment gebeurt dit niet systematisch en wordt de minimale capaciteit vaak slechts boekhoudkundig ter beschikking gesteld door middel van de zogenaamde Flow Adjustment Value (FAV). Dit betekent dat transmissienetbeheerders niet de maatregelen in rekening brengen die nodig zijn om de stromen op bepaalde netwerkelementen effectief te reduceren. Op die manier worden ook de loop flows niet effectief gereduceerd en blijven ze beslag leggen op de Belgische interconnectiecapaciteit. De CREG pleit daarom om het structureel gebruik van FAVs uit de CWE FBMC drastisch in te perken. Op termijn zal dit ook de kwaliteit van de gemeenschappelijke netwerken ten goede komen, wat zich kan vertalen

⁷ In haar Aanbeveling 2016/02 van november 2016 schreef ACER het volgende:

"(...) bidding zones, should be configured in such a way that:

a) congestion appears only on the borders between bidding zones and there is no congestion inside bidding zones;
b) internal exchanges inside bidding zones do not create loop flows through other bidding zones (creating congestion in those bidding zones and reducing the capacity between zones)." (eigen onderlijning)

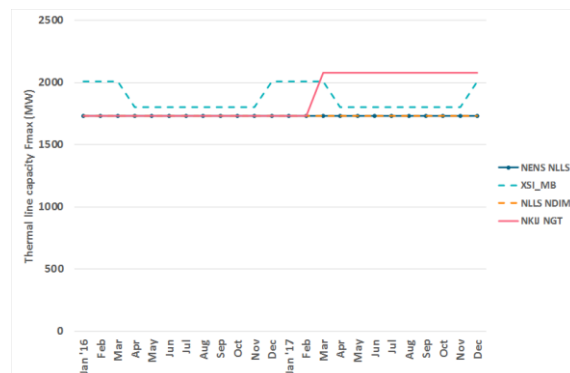
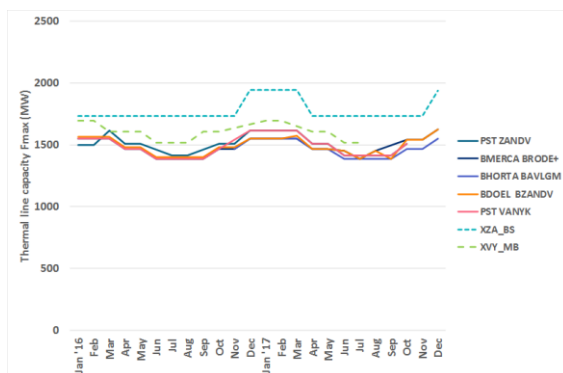
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2002-2016.pdf

in kleinere veiligheidsmarges en dus meer importcapaciteit. Ter illustratie, de veiligheidsmarge op de PST in Zandvliet bedraagt vandaag 284 MW. Dit is 21% van de thermische capaciteit in de zomer. Er is dus nog heel wat marge om de beschikbare capaciteit op de PSTs vergroten door de onzekerheid op de voorspellingen te reduceren. Het in rekening brengen van de benodigde remediërende acties in plaats van het gebruik van FAVs, is hiertoe een noodzakelijke stap.

2.2.4. Hanteren van de winterlimiet voor de bepaling van de transmissiecapaciteit

42. De maximale capaciteit van transmissielijnen hangt af van de atmosferische condities. Indien de omgevingstemperatuur laag is, verhoogt de transmissiecapaciteit. Netbeheerders hanteren dan ook seizoenslimieten: dit zijn statische limieten die per seizoen wijzigen. In de winter kan de transmissiecapaciteit tot 20 procent en meer verhoogd worden in vergelijking met de zomer.

43. De CREG heeft echter vastgesteld dat er in de CWE-regio transmissienetbeheerders zijn die geen winterlimiet gebruiken op haar transmissielijnen en lagere zomerlimieten blijven hanteren⁸. De figuren hieronder geven voor een aantal belangrijke transmissielijnen het verloop van de gemiddelde lijnkapaciteit in 2016 en 2017. De figuur links geeft de lijnen van Elia, waar het seizoensgebonden karakter duidelijk is. De figuur rechts geeft de lijnen van Tennet NL, de Nederlandse netbeheerder, waarbij dit niet voor alle lijnen het geval is. De CREG heeft dit probleem reeds met haar Nederlandse collega aangehaald en zal dit in de loop van oktober in een bilateraal overleg verder bespreken.



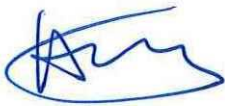
⁸ Zie sectie 4.2 (vanaf pg 56) in het monitoringrapport over de groothandelsmarkt van elektriciteit in 2017: <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1734EN.pdf>

44. Het is belangrijk dat alle transmissienetbeheerders in de CWE-regio de maximale transmissiecapaciteit gebruiken, omdat beperkingen in de naburige netwerken ook de importcapaciteit van België sterk kunnen beperken.

45. Overigens moet er volgens de CREG nog een stap verder gegaan worden en de maximale transmissiecapaciteit op dynamische wijze, met name uur per uur, bepaald worden op basis van de atmosferische condities (instraling, wind en temperatuur), de zogenaamde *dynamic line rating* (DLR). Elia gebruikt deze dynamische methode reeds vanaf 2017 om de beschikbare transmissiecapaciteit voor de markt te verhogen.

46. Het onterecht niet gebruiken van winterlimieten en het niet ontwikkelen van DLR komen volgens de CREG neer op het inhouden van capaciteit, wat onwettig is volgens Europese verordening REMIT.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Koen LOCQUET
Wvd. Voorzitter van het directiecomité