



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

ONTWERPBESLISSING

(B)141204-CDC-1390

over de

“aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia System Operator betreffende de uitzonderlijke procedure voor de berekening van de overdrachtcapaciteiten naar aanleiding van de stroomschaarste in België”

genomen met toepassing van artikel 15.2 van Verordening (EG) nr. 714/2009 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit en tot intrekking van verordening (EG) nr. 1228/2003, van artikel 23, §2, 38° van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en de artikelen 176, §2 en 180, §2, van het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe

4 december 2014

INHOUDSOPGAVE

I.	WETTELIJK KADER	5
I.1	Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 13 juli 2009 houdende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG	5
I.2	Verordening (EG) nr. 714/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit en tot intrekking van verordening (EG) Nr. 1228/2003.....	6
I.3	Richtsnoeren voor congestiebeheer en toewijzing van beschikbare overdrachtcapaciteit op interconnecties tussen nationale systemen	7
I.4	De elektriciteitswet.....	13
I.5	Het technisch reglement	14
II.	Antecedenten	17
III.	Beoordeling van het voorstel	24
III.1	Inleiding	24
III.2	Context en voornaamste karakteristieken van de voorgestelde aanpassing	24
III.3	Discriminatie	26
III.4	Doeltreffend gebruik van het transportnet	28
III.5	Geen toewijzing gebaseerd op de markt.....	29
III.6	Publicatie van het algemene plan voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de betrouwbaarheidsmarge.....	29
III.7	Tijdelijk en uitzonderlijk karakter van de voorgestelde maatregel.....	30
IV.	BESLISSING.....	31

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) onderzoekt hierna, op basis van artikel 15, §2 van Verordening (EG) nr. 714/2009 van het Europees Parlement en de Raad (hierna "de Verordening") van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit, van artikel 23, §2, 38° van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: de elektriciteitswet) en van artikelen 176, §2 en 180, §2 van het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe (hierna: het technisch reglement), het voorstel van de NV Elia System Operator (hierna "Elia") betreffende de "uitzonderlijke procedure voor de berekening van de capaciteiten naar aanleiding van de schaarste in België" (hierna "voorstel van Elia").

Artikel 23, §2, 38° van de elektriciteitswet bepaalt dat de CREG de volgende taak heeft: « keurt het algemeen plan goed voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en van de betrouwbaarheidsmarge van de transmissie vanuit elektrische en fysieke kenmerken van het net dat gepubliceerd wordt door de netbeheerder met toepassing van artikel 8, § 1, derde lid, 11°»

Artikel 176, §2 van het technisch reglement bepaalt dat de door de netbeheerder toegepaste methodes voor de evaluatie van de overdrachtcapaciteit worden gepubliceerd en ter kennis van de CREG gebracht.

Artikel 180, §2 van het technisch reglement bepaalt dat de methoden voor congestiebeheer en de veiligheidsregels door de netbeheerder voor goedkeuring ter kennis worden gebracht aan de CREG.

Artikel 15, §2 van de Verordening bepaalt dat de door de transmissienetbeheerders gehanteerde veiligheids-, operationele en planningsnormen worden openbaar gemaakt. De gepubliceerde informatie omvat een algemeen model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge, een en ander gebaseerd op de elektrische en fysieke eigenschappen van het net. Dergelijke modellen moeten door de regulerende instanties worden goedgekeurd.

Het voorstel betreffende de uitzonderlijke procedure voor de berekening van de capaciteiten naar aanleiding van de schaarste in België, werd door Elia ter kennis gebracht bij brief ontvangen op 26 november 2014.

Onderhavige beslissing spreekt zich enkel uit over de wijzigingen die Elia via haar voorstel aanbrengt aan het algemeen model voor de berekening van de dagelijkse overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge op de Belgische Noord- en Zuidgrens (voorwaardelijk en voor een beperkte termijn goedgekeurd door de CREG in de beslissing (B)141009-CDC-1296 van 9 oktober 2014). De wijzigingen worden beschreven in bijlage van het “algemeen model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge; model van toepassing op de Belgische grenzen voor dagcapaciteiten”, namelijk “bijlage 1: specifieke procedure mbt de de gecoördineerde aanpassing van de capaciteiten met het oog op het vermijden van afschakelingen in België”. Voor de beslissing over de andere onderdelen van het “algemeen model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge; model van toepassing op de Belgische grenzen voor dagcapaciteiten” wordt verwezen naar de CREG beslissing (B)141009-CDC-1296 van 9 oktober 2014.

Deze beslissing is opgesplitst in vier delen. Het eerste deel is gewijd aan het wettelijke kader. In het tweede deel worden de antecedenten van de beslissing toegelicht. Het derde deel gaat over de beoordeling van de voorgestelde uitzonderlijke procedure. Het vierde deel ten slotte bevat de eigenlijke beslissing.

Een kopie van het voorstel van Elia wordt als bijlage bij deze beslissing gevoegd.

Op 4 december 2014 keurde het Directiecomité van de CREG onderhavige ontwerpbeslissing goed.

////

I. WETTELIJK KADER

I.1 Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 13 juli 2009 houdende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG

1. Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 houdende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van richtlijn 2003/54/EG (hierna "richtlijn 2009/72/EG") legt in haar artikel 12.f) een algemene verplichting op volgens dewelke de netbeheerder de niet-discriminatie tussen gebruikers of categorieën van gebruikers van het net, meer bepaald ten gunste van zijn gelieerde maatschappijen, moet waarborgen.

Richtlijn 2009/72/EG benadrukt in het bijzonder het principe van de niet-discriminerende toegang tot het transmissiesysteem in artikel 32.1, dat bepaalt dat de Lidstaten erop dienen toe te zien dat voor alle in aanmerking komende afnemers een systeem voor toegang van derden tot de transmissie- en distributienetten wordt ingevoerd. Dit systeem, gebaseerd op bekendgemaakte tarieven, moet objectief worden toegepast, zonder onderscheid te maken tussen systeemgebruikers. Artikel 32.2 van richtlijn 2009/72/EG bepaalt onder meer dat de transmissienetbeheerder de toegang kan weigeren wanneer hij niet over de nodige capaciteit beschikt.

2. Artikel 37.6.c) van richtlijn 2009/72/EG heeft betrekking op de taken en bevoegdheden van de regulerende instanties en bepaalt dat ze bevoegd zijn voor de vaststelling of de voldoende ruim aan de inwerkingtreding voorafgaande goedkeuring van ten minste de methoden voor het berekenen of vastleggen van de voorwaarden inzake toegang tot grensoverschrijdende infrastructuur, inclusief de procedures voor de toewijzing van capaciteit en congestiebeheer.

3. Artikel 37.9 van richtlijn 2009/72/EG bepaalt dat de regulerende instanties het congestiebeheer van de nationale elektriciteitssystemen, inclusief interconnectoren, en de uitvoering van de regels inzake congestiebeheer monitoren en dat hiertoe de transmissiesysteembeheerders of marktdeelnemers hun congestiebeheersprocedures, inclusief de toewijzing van capaciteit, aan de nationale regulerende instanties ter

goedkeuring voorleggen. De nationale regulerende instanties mogen verzoeken om wijzigingen in deze procedures.

4. Artikel 37. 10. bepaalt het volgende: « De regulerende instanties zijn bevoegd om zo nodig van de transmissie- en distributiesysteembeheerders te verlangen dat zij de voorwaarden wijzigen, met inbegrip van de in dit artikel bedoelde tarieven of methoden, om ervoor te zorgen dat deze evenredig zijn en op niet-discriminerende wijze worden toegepast. »

5. Artikel 38.2.c) van richtlijn 2009/72/EG bepaalt dat de regulerende instanties ten minste samenwerken op regionaal niveau om de ontwikkeling van de regels inzake congestiebeheer te coördineren.

I.2 Verordening (EG) nr. 714/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit en tot intrekking van verordening (EG) Nr. 1228/2003

6. De CREG herinnert eraan dat, krachtens de bepalingen van artikel 249 van het Verdrag tot oprichting van de Europese Gemeenschap, de Verordening een algemene draagwijdte heeft, in al zijn elementen bindend is en rechtstreeks van toepassing is in iedere Lidstaat.

7. Artikel 15.2 bepaalt dat « de door de transmissiesysteembeheerders gehanteerde veiligheids-, operationele en planningsnormen worden openbaar gemaakt. Dit omvat tevens een algemeen model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transmissiebetrouwbaarheidsmarge, een en ander gebaseerd op de elektrische en fysieke eigenschappen van het netwerk. Dergelijke modellen moeten door de regulerende instanties worden goedgekeurd ».

8. Artikel 16.1 preciseert dat de congestieproblemen van het netwerk worden aangepakt met niet-discriminerende, aan de markt gerelateerde oplossingen waarvan voor de marktpelers en de betrokken transmissiesysteembeheerders efficiënte economische signalen uitgaan. Bovendien bepaalt dit artikel dat de netcongestieproblemen bij voorkeur moeten worden opgelost met van transacties losstaande methodes, d.w.z. methodes waarbij geen keuze moet worden gemaakt tussen de contracten van afzonderlijke marktpelers.

9. Artikel 16.3 bepaalt dat marktspelers de beschikking krijgen over de maximale capaciteit van de interconnecties en/of de maximale capaciteit van de transmissiesystemen waarmee grensoverschrijdende stromen worden verzorgd, in overeenstemming met de voor een bedrijfszekere exploitatie van het netwerk geldende veiligheidsnormen.

10. Artikel 16.4 betreft het tijdschema van de nomineringen en de herverdeling van de ongebruikte capaciteiten. Het bepaalt dat de marktspelers de betrokken transmissiesysteembeheerders voldoende lang vóór de aanvang van de betrokken exploitatieperiode in kennis moeten stellen van hun voornemen om de toegekende capaciteit al dan niet te gebruiken. Eventueel toegewezen capaciteit die niet gaat worden benut, wordt op een open, transparante en niet-discriminerende wijze weer op de markt gebracht.

11. Artikel 16.5 van de Verordening bepaalt dat de transmissiesysteembeheerders, voor zover dit technisch mogelijk is, de behoeften aan capaciteit voor elektriciteitsstromen in tegengestelde richting over de overbelaste koppellijn vereffenen, teneinde de capaciteit van deze lijn maximaal te benutten.

I.3 Richtsnoeren voor congestiebeheer en toewijzing van beschikbare overdrachtcapaciteit op interconnecties tussen nationale systemen

12. De bijlage van de Verordening bevat richtsnoeren voor congestiebeheer en toewijzing van beschikbare overdrachtcapaciteit op interconnecties (koppolverbindingen) tussen nationale systemen (hierna "Richtsnoeren"). De bepalingen van deze Richtsnoeren, die relevant zijn voor onderhavige beslissing, worden hierna weergegeven.

1. ALGEMEEN

[...]

1.6. Bij congestiebeheer wordt geen onderscheid gemaakt op basis van de transactie. Een specifiek verzoek voor een transmissiedienst wordt enkel afgewezen wanneer aan alle onderstaande voorwaarden wordt voldaan:

a) de extra fysieke elektriciteitsstromen die voortvloeien uit de aanvaarding van dit verzoek hebben tot gevolg dat de veilige exploitatie van het elektriciteitssysteem niet langer kan worden gegarandeerd, en

b) het met dat verzoek gemoeide bedrag aan geld in de congestiebeheerprocedure is lager dan alle andere voor aanvaarding bedoelde verzoeken om dezelfde dienst en voorwaarden.

1.7. Bij het definiëren van passende netwerkgebieden waarop en waartussen congestiebeheer van toepassing is, moeten de transmissiesysteembeheerders zich laten leiden door de beginselen van rendabiliteit en minimalisering van de negatieve gevolgen voor de interne markt voor elektriciteit. Met name mogen transmissiesysteembeheerders de interconnectiecapaciteit niet beperken om congestie binnen hun eigen controlegebied op te lossen, behalve om de hierboven vermelde redenen en redenen van operationele veiligheid (1). Indien een dergelijke situatie zich voordoet, moeten de transmissiesysteembeheerders ze beschrijven en alle systeemgebruikers hiervan op transparante wijze in kennis stellen. Een dergelijke situatie wordt alleen getolereerd zolang geen oplossing op lange termijn is gevonden. De methoden en projecten waarmee zo'n oplossing kan worden bereikt, worden door de transmissiesysteembeheerders beschreven en op transparante wijze aan de systeemgebruikers gepresenteerd.

1.8. Wanneer het netwerk in het controlegebied in evenwicht wordt gebracht via operationele maatregelen in het netwerk en via redispatching, moet de transmissiesysteembeheerder rekening houden met het effect van deze maatregelen op naburige controlegebieden.

[...]

1.10. De nationale regulerende instanties zullen regelmatig de methoden voor congestiebeheer evalueren, waarbij zij met name aandacht zullen besteden aan de naleving van de beginselen en regels die in deze verordening en deze richtsnoeren zijn vastgelegd en aan de voorwaarden die de regulerende instanties zelf hebben vastgesteld op basis van die beginselen en regels. In het kader van een dergelijke evaluatie moeten alle marktspelers worden geraadpleegd en moeten gerichte studies worden uitgevoerd.

2. METHODEN VOOR CONGESTIEBEHEER

2.1 Methoden voor congestiebeheer moeten op de markt gebaseerd zijn, zodat een efficiënte grensoverschrijdende handel wordt gefaciliteerd. Daarom zal capaciteit alleen worden toegewezen door expliciete (capaciteit) of impliciete (capaciteit en energie) veilingen. Beide methoden mogen worden gebruikt voor een en dezelfde interconnectie. Met betrekking tot intradaghandel is continuhandel mogelijk.

[...]

2.6. De transmissiesysteembeheerders stellen een passende structuur vast voor de toewijzing van capaciteit tussen verschillende tijdsbestekken. Hierin kan een optie zijn opgenomen om een minimumpercentage aan interconnectiecapaciteit te reserveren voor

dagelijkse of "intra-day"-toewijzing. Deze toewijzingsstructuur moet worden beoordeeld door de respectieve regulerende instanties. Bij het opstellen van hun voorstellen houden de transmissiesysteembeheerders rekening met:

- a) de kenmerken van de markten;*
- b) de exploitatieomstandigheden, zoals de gevolgen van de vereffening van vaste programma's;*
- c) het niveau van harmonisering van de percentages en tijdsbestekken die zijn goedgekeurd voor de verschillende geldende mechanismen voor de toewijzing van capaciteit.*

2.7. Bij de toewijzing van capaciteit wordt geen onderscheid gemaakt tussen marktspelers die gebruikmaken van hun recht om bilaterale leveringscontracten te sluiten en zij die een bod te doen op een energiebeurs. De capaciteit wordt toegewezen aan het hoogste bod, ongeacht of het een impliciet of expliciet bod binnen een gegeven tijdsbestek is.

[...]

3. COÖRDINATIE

3.1. De betrokken transmissiesysteembeheerders coördineren en implementeren de toewijzing van interconnectiecapaciteit aan de hand van gemeenschappelijke toewijzingsprocedures. Wanneer verwacht wordt dat de handel tussen twee landen (transmissiesysteembeheerders) een aanzienlijke invloed zal hebben op de fysieke stroom van elektriciteit in een derde land (transmissiesysteembeheerder), coördineren de betrokken transmissiesysteembeheerders hun congestiebeheermethoden via een gemeenschappelijke congestiebeheerprocedure. De nationale regulerende instanties en de transmissiesysteembeheerders zien erop toe dat geen congestiebeheerprocedures unilateraal wordt opgezet die aanzienlijke gevolgen heeft voor de fysieke elektriciteitsstromen in andere netwerken.

3.2. Uiterlijk op 1 januari 2007 moet tussen landen in de volgende gebieden een gemeenschappelijke gecoördineerde congestiebeheermethode en -procedure voor toewijzing van capaciteit aan de markt worden toegepast, en dit minstens voor de jaar-, maand- en "day-ahead"-toewijzing:

- a) Noord-Europa (Denemarken, Zweden, Finland, Duitsland en Polen);*
- b) Noordwest-Europa (Benelux, Duitsland en Frankrijk);*
- c) Italië (d.w.z. Italië, Frankrijk, Duitsland, Oostenrijk, Slovenië en Griekenland);*
- d) Centraal Oost-Europa (Duitsland, Polen, Tsjechië, Slowakije, Hongarije, Oostenrijk en Slovenië);*

e) Zuidwest-Europa (Spanje, Portugal en Frankrijk);

f) Verenigd Koninkrijk, Ierland en Frankrijk;

g) de Baltische staten (Estland, Letland en Litouwen);

In geval van een interconnectie waarbij tot meerdere gebieden behorende landen betrokken zijn mogen andere congestiebeheermethoden worden gebruikt ter verzekering van verenigbaarheid met de methoden die worden toegepast in de andere gebieden waartoe genoemde landen behoren. In dat geval stellen de betreffende transmissiesysteembeheerders de methode voor die ter beoordeling aan de betreffende regulerende instanties zal worden voorgelegd.

[...]

3.4. In de zeven bovenvermelde gebieden worden verenigbare congestiebeheerprocedures vastgesteld om een volledig geïntegreerde interne markt voor elektriciteit tot stand te brengen. De marktspelers mogen niet worden geconfronteerd met onverenigbare regionale systemen.

3.5. Ter bevordering van eerlijke en doeltreffende mededinging en grensoverschrijdende handel, dient de in punt 3.2 beschreven coördinatie tussen de transmissiesysteembeheerders binnen de gebieden alle stappen te bestrijken, gaande van capaciteitsberekening en optimalisering van toewijzing tot veilige exploitatie van het netwerk, en worden de verantwoordelijkheden duidelijk verdeeld. Deze coördinatie heeft met name betrekking op:

a) het gebruik van een gemeenschappelijk transmissiemodel dat doeltreffend omspringt met fysieke loop-flows en rekening houdt met de verschillen tussen fysieke en commerciële stromen;

b) de toewijzing en nominering van capaciteit om doeltreffend om te springen met onderling afhankelijke fysieke loop-flows;

c) het gelijk trekken van de verplichtingen van capaciteitshouders om informatie te verstrekken over het geplande gebruik van de capaciteit, d.w.z. de nominering van capaciteit (voor expliciete veilingen);

d) identieke tijdsbestekken en sluitingstijden;

e) identieke structuren voor de toewijzing van capaciteit tussen verschillende tijdsbestekken (bv. één dag, 3 uren, één week, enz.) en in termen van verkochte capaciteitsblokken (hoeveelheid elektriciteit in MW, MWh, enz.);

f) consequentheid wat het kader voor contracten met marktspelers betreft;

g) de verificatie van de stromen om te voldoen aan de eisen inzake netwerkbeveiliging voor operationele planning en realtime-exploitatie;

h) de verrekening en de uitvoering van maatregelen inzake congestiebeheer.

[...]

4. TIJDSHEMA VOOR MARKTOPERATIES

4.1. De toewijzing van de beschikbare transmissiecapaciteit dient voldoende lang van tevoren plaats te vinden. Vóór elke toewijzing maken de betrokken transmissiesysteembeheerders samen de toe te wijzen capaciteit bekend, indien nodig rekening houdend met de capaciteit die vrijkomt uit zekere transmissierechten en, voor zover relevant, de daarmee gepaard gaande vereffende nomineringen; ook het tijdsbestek waarbinnen beperkte of geen capaciteit beschikbaar zal zijn (bijvoorbeeld wegens onderhoud) wordt bekendgemaakt.

4.2. De nominering van transmissierechten dient, met volle aandacht voor de netwerkveiligheid, lang genoeg van tevoren plaats te vinden, en wel vóór de “day-ahead”-sessies van alle relevante georganiseerde markten en vóór de bekendmaking van de capaciteit die zal worden toegewezen op basis van het “day-ahead”- of het “intra-day”-toewijzingsmechanisme. Om doeltreffend gebruik te maken van de interconnectie, worden nomineringen van transmissierechten in de omgekeerde richting vereffend.

[...]

5. TRANSPARANTIE

5.1. Transmissiesysteembeheerders publiceren alle relevante gegevens met betrekking tot de beschikbaarheid van het netwerk, de netwerktoegang en het netwerkgebruik, inclusief een verslag waarin wordt nagegaan waar en waarom er sprake is van congestie, welke methoden worden toegepast om de congestie te beheren en welke plannen er bestaan voor congestiebeheer in de toekomst.

5.2. Transmissiesysteembeheerders publiceren een algemene beschrijving van de congestiebeheermethoden die in diverse omstandigheden worden toegepast om zoveel mogelijk capaciteit ter beschikking te stellen van de markt, alsook een algemeen systeem voor de berekening van de interconnectiecapaciteit voor de verschillende tijdsbestekken, gebaseerd op de werkelijke elektrische en fysieke toestand van het netwerk. Een dergelijk systeem moet door de regulerende instanties van de lidstaten worden beoordeeld.

[...]

5.5. De transmissiesysteembeheerders dienen alle relevante gegevens betreffende grensoverschrijdende handel te publiceren op basis van de best mogelijke voorspelling. De

betrokken marktspelers verschaffen de transmissiesysteembeheerders de nodige informatie, zodat die aan hun verplichting kunnen voldoen. De wijze waarop deze informatie wordt gepubliceerd, moet ter beoordeling aan de regulerende instanties worden voorgelegd. De transmissiesysteembeheerders moeten minstens de volgende gegevens publiceren:

a) jaarlijks: informatie over de langetermijnevolutie van de transmissie-infrastructuur en het effect ervan op de grensoverschrijdende transmissiecapaciteit;

b) maandelijks: maand- en jaarvoorspellingen van de voor de markt beschikbare transmissiecapaciteit, rekening houdend met alle relevante informatie waarover de transmissiesysteembeheerder beschikt op het ogenblik van de berekening van de voorspelling (bv. de gevolgen van zomer en winter op de capaciteit van de lijnen, onderhoud aan het net, beschikbaarheid van productie-eenheden, enz.);

c) wekelijks: voorspellingen van de voor de markt beschikbare transmissiecapaciteit voor de komende week, rekening houdend met alle informatie waarover de transmissiesysteembeheerder beschikt op het ogenblik van de berekening van de voorspelling, zoals de weersvoorspelling, gepland onderhoud aan het net, beschikbaarheid van productie-eenheden, enz.;

d) dagelijks: voor de markt beschikbare "day-ahead"- en "intra-day"-transmissiecapaciteit voor elke tijdseenheid van de markt, rekening houdend met alle vereffende "day-ahead"-nomineringen, "day-ahead"-productieschema's, vraagprognoses en gepland onderhoud aan het net;

e) totale reeds toegewezen capaciteit per tijdseenheid van de markt en alle relevante omstandigheden waarin deze capaciteit kan worden gebruikt (bv. de toewijzingsprijs op de veiling, de verplichtingen inzake de wijze waarop de capaciteit moet worden gebruikt, enz.), teneinde alle resterende capaciteit te identificeren;

f) de toegewezen capaciteit, zo snel mogelijk na elke toewijzing, en een indicatie van de betaalde prijs;

g) de totale gebruikte capaciteit, per tijdseenheid van de markt, onmiddellijk na de nominering;

h) zo dicht mogelijk bij de werkelijke tijd: verzamelde informatie over gerealiseerde commerciële en fysieke stromen, per tijdseenheid van de markt, inclusief een beschrijving van de effecten van eventuele corrigerende maatregelen (zoals beperking) die door de transmissiesysteembeheerders zijn genomen om problemen met het systeem of netwerk op te lossen;

i) informatie vooraf over geplande uitval en verzamelde informatie achteraf over geplande en niet-geplande uitval die de vorige dag heeft plaatsgevonden in opwekkingseenheden van meer dan 100 MW.

[...]

I.4 De elektriciteitswet

13. Artikel 8, § 1, 11° van de wet bepaalt dat de netbeheerder onder meer met de volgende taak wordt belast: het publiceren van normen voor het plannen, uitbaten en de veiligheid die worden aangewend, met inbegrip van een algemeen plan voor de berekening van het totale transfertvermogen en de betrouwbaarheidsmarge van de transmissie op basis van de elektrische en fysische karakteristieken van het net.

14. Artikel 15, § 1 van dezelfde wet bepaalt dat de in aanmerking komende afnemers een recht van toegang tot het transmissienet hebben tegen de tarieven vastgesteld overeenkomstig artikel 12 en dat de netbeheerder de toegang alleen kan weigeren wanneer hij niet over de nodige capaciteit beschikt, of wanneer deze toegang de behoorlijke uitvoering van een openbare dienstverplichting in het algemeen economisch belang ten zijne laste zou verhinderen en voor zover de ontwikkeling van de uitwisselingen niet wordt beïnvloed in een mate die strijdig is met de belangen van de Europese Gemeenschap. De belangen van de Europese Gemeenschap omvatten, onder meer, de mededinging met betrekking tot de in aanmerking komende afnemers overeenkomstig Richtlijn 2009/72/EG en artikel 106 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie.

15. Artikel 23, §2, 9° van de wet bepaalt dat de CREG de toepassing van het technisch reglement controleert en de documenten goedkeurt die door dit reglement worden beoogd, met name met betrekking tot de voorwaarden voor de aansluiting en de toegang tot het transmissienet.

16. Artikel 23, §2, 26° bepaalt dat de CREG moet « toezien op de implementering van de regels betreffende de functies en verantwoordelijkheden van de netbeheerder, van de leveranciers, de eindafnemers en de andere marktpartijen overeenkomstig Verordening (EG) nr. 714/2009 »;

17. Artikel 23, §2, 35° bepaalt dat de CREG, op voorstel van de netbeheerder, de methoden goedkeurt die gebruikt zijn om de toegang tot de grensoverschrijdende infrastructures mogelijk te maken, met inbegrip van de procedures voor de toewijzing van capaciteit en congestiebeheer. Deze methoden zijn transparant en niet-discriminerend. De commissie publiceert de goedgekeurde methoden op haar website;

18. Artikel 23, §2, 36° bepaalt dat de CREG moet « toezien op het congestiebeheer van het transmissienet, met inbegrip van de interconnecties, en de invoering van de regels voor het congestiebeheer. De commissie brengt de Algemene Directie Energie hiervan op de hoogte. De netbeheerder dient bij de commissie, ten behoeve van dit punt, zijn ontwerp van regels voor congestiebeheer in, met inbegrip van de toewijzing van capaciteit. De commissie kan hem op een met redenen omklede wijze verzoeken om zijn regels te wijzigen, met inachtneming van de congestieregels die werden vastgelegd door de buurlanden waarvan de interconnectie betrokken is en in samenspraak met het ACER »;

19. Artikel 23, §2, 38° bepaalt dat de CREG het algemeen plan goedkeurt voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en van de betrouwbaarheidsmarge van de transmissie vanuit elektrische en fysische kenmerken van het net dat gepubliceerd wordt door de netbeheerder met toepassing van artikel 8, § 1, derde lid, 11° »;

I.5 Het technisch reglement

20. Artikel 176 van het technisch reglement bepaalt: "§1. De netbeheerder bepaalt de methodes die hij toepast tijdens de evaluatie van de transmissiecapaciteit die hij aan de toegangsverantwoordelijken voor hun energie-uitwisseling met de buitenlandse netten ter beschikking kan stellen. §2. De methodes bedoeld in §1 worden door de netbeheerder gepubliceerd overeenkomstig artikel 26 van dit besluit en ter kennis van de commissie gebracht ».

21. Artikel 177 bepaalt: "§1. De methodes, bedoeld in artikel 176, hebben tot doel, een zo groot mogelijke capaciteit van verbindingen ter beschikking te stellen en dit op een transparante en niet-discriminerende wijze, en waarbij de veiligheid, de betrouwbaarheid en de efficiëntie van het net worden gewaarborgd. §2. Deze methodes zijn onder meer gebaseerd op de regels en de aanbevelingen die de wisselwerking van de Europese verbindingenetten en de energie-uitwisselingen tussen de regelzones beheersen. §3. Deze methodes houden zoveel mogelijk rekening met de invloeden van de elektriciteitsstromen die, in voorkomend geval, ontstaan door energie-uitwisselingen tussen de regelzones. §4. Deze methodes houden zoveel mogelijk rekening met de invloeden van de elektriciteitsstromen op de buitenlandse netten die, in voorkomend geval, ontstaan door de energie-uitwisselingen tussen de regelzones en deze netten".

22. Artikel 180, §1 van het technisch reglement bepaalt dat de netbeheerder op niet-discriminerende en transparante wijze de methodes voor het beheer van congestie die door hem zijn toegepast, moet bepalen.

Artikel 180, §2, preciseert dat de methodes voor congestiebeheer, alsook de veiligheidsregels, ter goedkeuring aan de CREG ter kennis gebracht moeten worden en gepubliceerd moeten worden overeenkomstig artikel 26.

Overeenkomstig artikel 180, §3, van het technisch reglement moet de netbeheerder er, bij de uitvaardiging en de inwerkingstelling van deze methoden, inzonderheid op toezien om:

1° zoveel mogelijk rekening te houden met de richting van de elektriciteitsstromen en in het bijzonder wanneer de energie-uitwisselingen effectief de congestie doen verminderen;

2° zoveel mogelijk betekenisvolle invloeden te vermijden op de elektriciteitsstromen in andere netten;

3° problemen van congestie op het net op te lossen bij voorkeur met methoden die geen selectie tussen de energie-uitwisselingen van de verschillende toegangsverantwoordelijken inhouden;

4° geschikte economische signalen te geven aan de betrokken netgebruikers.

Overeenkomstig artikel 180, §4, van het technisch reglement moeten deze methoden van congestiebeheer onder meer gebaseerd zijn op:

1° veilingen van de beschikbare capaciteit;

2° de coördinatie van de inschakeling van productie-eenheden aangesloten op de regelzone en/of, middels akkoord met de buitenlandse netbeheerder(s), door de gecoördineerde inschakeling van productie-eenheden aangesloten op de betrokken buitenlandse regelzone(s).

23. Krachtens artikel 181, §1, van het technische reglement hebben de methodes voor congestiebeheer onder meer als doel om:

1° elke beschikbare capaciteit aan de markt ter beschikking te stellen volgens transparante en niet-discriminerende methoden via, in voorkomend geval, veilingen waarin de capaciteiten kunnen worden verkocht met verschillende duurtijden en met verschillende karakteristieken (bijvoorbeeld wat betreft de verwachte betrouwbaarheid van de betreffende beschikbare capaciteit);

2° de beschikbare capaciteit in een serie verkopen aan te bieden die op een verschillende tijdsbasis gehouden kunnen worden;

3° bij elk van deze veilingen een bepaald gedeelte van de beschikbare capaciteit aan te bieden, met inbegrip van alle overblijvende capaciteiten die niet toegekend werden bij de vorige verkopen;

4° de commercialisering van de aangeboden capaciteit toe te laten.

Artikel 181, §2, bepaalt dat de methodes voor congestiebeheer, in noodsituaties, een beroep kunnen doen op de onderbreking van grensoverschrijdende energie-uitwisselingen, overeenkomstig op voorhand vastgestelde prioriteitsregels. Deze prioriteitsregels worden ter kennis gegeven aan de commissie en gepubliceerd overeenkomstig artikel 26 van dit besluit.

Paragraaf 3 preciseert dat, voor wat betreft de methodes voor congestiebeheer tussen de regelzones, de netbeheerder overleg dient te plegen met de netbeheerders van de betrokken buitenlandse regelzones.

24. Overeenkomstig artikel 184 van het technisch reglement beogen de methodes van toekenning van capaciteit onder meer:

1° in de mate van het mogelijke elk verschil in behandeling te minimaliseren bij het beheer van een congestie, tussen de verschillende soorten van grensoverschrijdende energie-uitwisselingen door fysieke wederkerige overeenkomsten of aanbiedingen op georganiseerde buitenlandse markten;

2° elke ongebruikte capaciteit aan andere marktdeelnemers ter beschikking te stellen;

3° de precieze voorwaarden van de garantiegraad van de aan de marktdeelnemers ter beschikking gestelde capaciteit te bepalen.

II. Antecedenten

25. In 2001 publiceert ETSO verschillende documenten betreffende de definitie¹ en de procedures² inzake de evaluatie van de grensoverschrijdende overdrachtcapaciteiten die overeenkomen met de ATC-methode ("Available Transmission Capacity" of beschikbare overdrachtcapaciteit). Deze documenten worden vandaag door verschillende TNB's, zoals ELIA³, nog steeds gebruikt als referentiedocumenten in het kader van een algemene beschrijving van hun methoden voor de berekening van capaciteit.

26. Eind 2005 richtten de Duitse, Belgische, Franse, Luxemburgse en Nederlandse regeringen het Pentlateraal Energieforum op (hierna "PLEF"). Dit forum bestaat uit drie ondersteunende groepen waarvan er één, Ondersteunende groep 1 (hierna "OG1"), belast is met de optimalisering van de beschikbare overdrachtcapaciteit van interconnecties en toewijzingsmechanismen.

27. Op 6 juni 2007 hebben de Ministers van Energie van de Benelux, Frankrijk en Duitsland, alsook de vertegenwoordigers van de netbeheerders, de elektriciteitsbeurzen, de regulatoren en de marktspelers een gemeenschappelijke intentieverklaring ondertekend ("Memorandum of Understanding" of "MoU")⁴ inzake de koppeling van de elektriciteitsmarkten en de bevoorradingszekerheid in de CWE-regio. Deze MoU beoogt de invoering van een marktkoppeling gebaseerd op de stromen tussen de vijf landen van de regio, alsook bijkomende stappen op het vlak van bevoorradingszekerheid van elektriciteit. Indien de invoering van een op de stromen gebaseerde oplossing te moeilijk blijkt te zijn, kunnen de partners van het project een minder geavanceerd koppelingsmodel onderzoeken, als een eerste stap in de richting van een oplossing op lange termijn⁵.

¹ ETSO-E: "Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets", april 2001, beschikbaar op: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/ntc/entsoe_transferCapacityDefinitions.pdf

² ETSO-E: "Procedures for Cross-border transmission capacity assessments", oktober 2001, beschikbaar op: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/ntc/entsoe_proceduresCapacityAssessments.pdf

³ <http://www.elia.be/en/products-and-services/cross-border-mechanisms/transmission-capacity-at-borders/calculation-methods>

⁴ http://www.benelux.int/pdf/pdf_nl/dos/dos14_PentalateralMoUMarketCouplingAndSecurityOfSupply.pdf

⁵ Memorandum Of Understanding of the Pentlateraal Energy Forum on market coupling and security of supply in CWE, p. 7: "flow-based market coupling is the sole acceptable enduring solution, considering the neighbouring regions as stated. Only if a resolution of the associated issues proves to take too long may the parties examine a less sophisticated market coupling as a first step towards the

28. Op 25 juni 2008 kondigen de partijen die betrokken zijn bij de verwezenlijking van het project inzake de koppeling van de CWE-regio, de invoering van een koppeling aan gebaseerd op een ATC-berekening van de capaciteiten in plaats van een mechanisme gebaseerd op de stromen. De CREG heeft deze eenzijdige ontwikkeling sterk bekritiseerd en heeft op 11 juli 2008 een brief gestuurd naar het “Joint Steering Committee of the CWE market coupling project”. Hierin deelde ze aan het comité mee dat ze sterk twijfelde aan de voorgestelde methode. De CREG meldde in het bijzonder dat, op basis van de inlichtingen waarover zij beschikt, een ATC-berekening discriminerend kan zijn, een negatieve impact zal hebben op de voorgestelde capaciteiten, inzonderheid op de zuidelijke grens, en dat deze methode op het vlak van de behandeling van de *loop flows* niet verenigbaar is met de richtsnoeren.

29. Op 19 maart 2009 publiceren de Regulators en de TNB's van de regio Centraal-West Europa een gemeenschappelijke mededeling, hierna “gemeenschappelijke mededeling”, ter attentie van Ondersteunende groep 1 van het PLEF⁶. Deze mededeling heeft onder andere betrekking op een gemeenschappelijk begrip over de tussenoplossing voor de berekening van de capaciteiten die zal worden voorgesteld in het kader van de koppeling, evenals op de door de TNB's voorgestelde gecoördineerde aanpassingsmethode.

30. Op 14 april 2010 publiceert de Commissie haar besluit inzake een procedure voor de toepassing van artikel 102 van het verdrag betreffende de werking van de Europese Unie en van artikel 54 van de EER-overeenkomst (Zaak nr. 39351 – Zweedse interconnecties)⁷. Dit besluit heeft betrekking op de beperking van de grensoverschrijdende elektriciteitsoverdrachtcapaciteit, uitgevoerd teneinde de interne congestie te verminderen, en omvat de verbintenis van de Zweedse onderneming Svenska Kraftnät om het Zweedse transmissienet op te splitsen in twee of meer prijsvormingszones en om dit net ten laatste vanaf 1 juli 2011 op basis hiervan uit te baten.

31. Op 24 juni 2010 vraagt de Europese Commissie aan 20 Lidstaten om de regels inzake de interne elektriciteitsmarkt⁸ onverwijld in te voeren en toe te passen. Wat België betreft, meldt de Europese Commissie dat haar voornaamste bekommernis inzake de Verordening betrekking heeft op het congestiebeheer en het gebrek aan een gecoördineerde

⁶http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ACTIVITIES/EER_INITIATIVES/ERI/Central-West/Meetings1/RCC_meetings/14supthsup%20CW%20RCC/DD/common%20communication%20to%20SG1%20050209%20_3_.pdf0050209%20_3_.pdf

⁷ http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1223_2.pdf

⁸

<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/10/275&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=fr>

gemeenschappelijke methode. In haar argumentatie volgt de Europese Commissie de CREG met betrekking tot de voorgestelde methodologie van capaciteitsberekening⁹.

32. Op 7 juli 2010, tijdens de 22^e vergadering van de Coördinatiegroep van de regio Centraal-West Europa (hierna "CWE RCC"), heeft de CREG uitgelegd waarom de huidige methoden voor de berekening van de capaciteiten discriminerend waren op het vlak van nationale transacties en grensoverschrijdende uitwisselingen. In de notulen van de vergadering staat dat "de CWE-regulators de vermoedelijke discriminatie tussen de interne en de grensoverschrijdende (handels)verrichtingen alsook de nood aan een oplossing op lange termijn erkennen". Om deze kwestie op te lossen, werd voorgesteld om een studie uit te voeren over de invloed van de grootte van de zones op het sociaal-economische welzijn op het vlak van de CWE-regio. In de notulen van de vergadering wordt ook verduidelijkt dat "de lancering van een dergelijke studie en de algemene erkenning van het feit dat geschikte maatregelen moeten worden gezocht zodat de huidige methoden voor de berekening van de capaciteiten en het congestiebeheer zouden overeenstemmen met de huidige Europese wetgeving, een doorslaggevende factor vormen in de zoektocht naar een oplossing voor deze kwestie."

33. Op 2 september 2010 ontvangt de CREG ter goedkeuring het voorstel van Elia inzake de implementatie van de marktkoppeling. Dit voorstel omvat onder andere een nieuwe versie van het algemene model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge, alsook een voorstel van modaliteiten betreffende de bepaling van de dagcapaciteiten als antwoord op de bezorgdheden van de CREG.

34. Op 26 oktober 2010 neemt de CREG beslissing (B) 101026-CDC-997 aan over de "aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia System Operator betreffende het algemeen model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge en betreffende de methodes voor congestiebeheer voor energie-uitwisselingen met het Franse en het Nederlandse net, zoals vastgelegd in het kader van de marktkoppeling van de Centraal West-Europese regio" (hierna "beslissing 997"). Met deze beslissing wijst de CREG het voorstel van Elia af. De CREG is namelijk van mening dat de voorgestelde methode in strijd is met de artikelen 6.1 en 6.3 van Verordening (EG) nr. 1228/2003 en met de artikelen 1.7, 1.8 en 3.5 van de richtsnoeren. Het document dat Elia heeft voorgelegd, voldoet ook inhoudelijk niet aan artikel 5, tweede lid van Verordening (EG) nr. 1228/2003 en aan artikel 5.2 van de richtsnoeren. Om de andere voordelen in verband

⁹ Zie onder andere deel 3 van de Richtsnoeren

met de uitvoering van een marktkoppeling binnen de Centraal West-Europese regio, uitgebreid naar de Scandinavische regio via de ITVC-koppeling, echter niet in het gedrang te brengen, en voor zover de CREG denkt dat de gecoördineerde reductiestrategieën geen negatieve impact op de markt zullen hebben gezien onder meer de verbintenissen van Elia, beslist de CREG om de toepassing van deze berekeningsmethode in het kader van de marktkoppeling toe te staan.

35. Op 15 september 2011 neemt de CREG beslissing (B)110915-CDC-1097 over de « aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia System Operator betreffende het algemeen model voor de berekening van de overdrachtcapaciteit voor jaar en maand en de transportbetrouwbaarheidsmarge en betreffende de methodes voor congestiebeheer voor energie-uitwisselingen met het Franse en het Nederlandse net, zoals vastgelegd in het kader van de Centraal West-Europese regio » (hierna « beslissing 1097 »). Met deze beslissing weigert de CREG om de voorgestelde berekeningsmethode goed te keuren en neemt uitsluitend akte van de toepassing ervan door Elia. Om die weigering te rechtvaardigen, baseert de CREG zich, *mutatis mutandis*, op dezelfde argumentatie als in beslissing 997 die werd genomen voor de overdrachtcapaciteit op D-1.

36. Tegen deze beslissing 1097 werd door Elia op 14 oktober 2011 beroep aangetekend bij het Hof van beroep van Brussel. In zijn arrest van 12 september 2012 wijst het Hof van beroep echter alle argumenten af die Elia in zijn verzoekschrift aanhaalt. Voor de CREG versterkt dit arrest, om dezelfde redenen, in aanzienlijke mate de argumentatie die het uiteenzet in beslissing 997.

37. Op 8 december 2011 keurt het directiecomité van de CREG studie (F)111208-CDC-1129 goed over de relatie tussen de fysische en commerciële interconnectiecapaciteit op de Belgische elektriciteitsgrenzen (hierna « studie 1129 »). In deze studie benadrukt de CREG het ontbreken van een statistisch verband tussen de vastgestelde commerciële congesties aan de grenzen van België, in het bijzonder met Nederland, en het gebruiksniveau van het transmissienet. Deze studie bevestigt dat de door Elia toegepaste methode voor de noordelijke grens (België - Nederland) niet de mogelijkheid biedt om de aan de marktspelers geboden capaciteiten te maximaliseren.

38. In het najaar van 2012 vat de CREG gesprekken aan met de Nederlandse regulator NMa (nu Autoriteit Consument & Markt, ACM), om Elia en TenneT - de Nederlandse netbeheerder - aan te sporen om voor de berekeningsmethode een betere oplossing te vinden.

39. Op 10 oktober 2012 organiseert Elia voor de CREG een eerste werkvergadering waarop het de methoden en instrumenten voor de berekening van de grensoverschrijdende capaciteiten uiteenzet. Op 5 en 9 november 2012 nemen Elia en de CREG deel aan nieuwe bilaterale vergaderingen waarop de verschillende fasen van het proces ter sprake komen, en dan vooral de kwestie van de kringstromen (*loop flows*). Tijdens deze vergaderingen maakt de CREG aan Elia duidelijk dat een voorafgaande arbitraire beperking van de bilaterale capaciteit op de noordgrens in strijd is met de elektriciteitswet en Verordening 714/2009, dat een verhoging van deze capaciteit een positieve impact zou hebben op de invoer- en uitvoercapaciteit, en dat er voor een permanente arbitraire voorziening van 1000 tot 1200 MW voor de loop flows geen enkele economische rechtvaardiging bestaat. Tijdens deze vergaderingen heeft de CREG aan Elia gevraagd om een aanvaardbare definitie van loop flows te leveren die dicht bij de fysieke realiteit ligt.

40. Tijdens de laatste bilaterale vergadering tussen Elia en de CREG van 14 november 2012 deelt Elia aan de CREG onder meer mee dat het van plan is om over te gaan tot een stapsgewijze verhoging van de maximale bilaterale capaciteiten op D-1, aangeboden op de grens met Nederland, om te komen tot een maximum van 1501 MW voor de dagmarkt, verhoogd met een eventuele toekenning van nog eens 200 MW voor de intradaymarkt. De modaliteiten van deze capaciteitsverhogingen worden toegelicht in een schrijven van 30 november 2012 dat Elia richt aan de CREG.

41. Op 17 december 2012 wordt een vergadering georganiseerd tussen Elia, TenneT en de Nederlandse regulator NMa en de CREG. Er wordt van gedachten gewisseld over de noodzaak van de invoering van een verbeterde methode op de grens met Nederland, over de kwestie van de loop flows, over het seizoensgebonden karakter van de capaciteit en over eventuele beperkingen van invoercapaciteit ter wille van de stabiliteit. Op deze vergadering kunnen de regulatoren ook hun visie geven op het beheer van de interconnectie.

42. Op 18 december 2012 stuurt de Nederlandse regulator, Energiekamer NMa (nu: ACM) een e-mail naar Elia en TenneT, namens NMa en de CREG, waarin hij terugkomt op de vergadering van 17 december 2012. Dit bericht bevat de verzoeken van de NMa en de CREG ten aanzien van Elia en TenneT.

43. Op 19 december 2012 stuurt de CREG een brief aan Elia, waarin de verzoeken van de CREG worden toegelicht. Deze verzoeken worden gecoördineerd met de NMa. Deze brief stemt in grote lijnen overeen met het e-mailbericht van 18 december 2012.

44. Elia beantwoordt de vragen van de CREG en de NMa tijdens het eerste semester van 2013. Op 3 juli 2013 doet Elia ter goedkeuring een nieuw voorstel van algemeen model

voor de berekening van de dagelijkse overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge, van toepassing op de Belgische grenzen (ontvangen op 4 juli 2013). Het dossier van 3 juli 2013 omvat ook een dossier met daarin de antwoorden van Elia op de verschillende door de CREG en NMa gestelde vragen.

45. De CREG reageert op 17 juli 2013 op het dossier van Elia in een eerste mail. Daarin herhaalt de CREG enkele belangrijke punten waarop Elia in zijn dossier niet lijkt te antwoorden.

46. Op 10 september 2013 organiseren de CREG en Elia een werkvergadering over de berekening van de interconnectiecapaciteit en meer bepaald over het dossier dat Elia op 3 juli 2013 heeft ingediend. De CREG herhaalt het probleem dat het meest zichtbaar is, namelijk het vastleggen van een maximale waarde aan de grens België - Nederland, dezelfde in beide richtingen. De CREG vraagt duidelijk aan Elia om de waarden die worden berekend met dezelfde methode als voor de grens België - Frankrijk, als input te gebruiken bij de berekening van de capaciteit in de CWE-regio. De CREG wil de beperkingen kennen die Elia oplegt voor de berekening van de capaciteit.

47. Op 16 september 2013 stuurt de CREG Elia een brief met de belangrijkste punten van de verzoeken van de CREG die tijdens de vergadering van 10 september 2013 besproken werden.

48. Op 10 oktober 2013 stuurt Elia de CREG een nota over de ontwikkelingen op het vlak van het beheer van de congestie op de intradaymarkt: « Intraday uitwisselingscapaciteiten: van berekening tot toekenning ». Deze nota beschrijft de ontwikkeling van een « Intraday Congestion Forecast » (IDCF), de uitdagingen voor de capaciteitsberekening op de intradaymarkt en de evolutie naar een impliciet gekoppelde intradaymarkt.

49. Op 17 oktober 2013 ontvangt de CREG het rapport van de studie die ze had besteld bij een externe consultant, « Checking the computational procedure used by ELIA to determine the maximum power import by Belgium ensuring stability of the transmission system » genaamd. Deze studie heeft als doel de controle van de door Elia toegepaste procedure voor de bepaling van het maximale vermogen dat het Belgische net kan invoeren, rekening houdend met de door de veiligheid van het systeem opgelegde beperkingen, en meer bepaald het dynamische antwoord ervan op belangrijke storingen. Dit rapport stelt onder meer dat de exploitatie van het Belgische systeem niet in sterke mate wordt beperkt door kwesties van stabiliteit of zelfs dynamiek. Het blijkt namelijk dat door de exploitatievoorwaarden te “stresseren”, de veiligheidscriteria betreffende de “steady state”

zullen worden geschonden voordat problemen van dynamische aard worden vastgesteld. Er wordt eveneens gezegd dat het niet redelijk lijkt om de hele complexiteit van de dynamiek van een elektrisch systeem te vatten in een enkel getal (bijvoorbeeld invoerlimiet) en dat andere elementen, zoals een andere dispatch van productie-eenheden, kunnen leiden tot sterk verschillende reacties van het systeem op storingen.

50. Op 22 oktober 2013 doet Elia ter goedkeuring een voorstel van algemeen model voor de berekening van de dagelijkse overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge, van toepassing op de Belgische grenzen (ontvangen op 24 oktober 2013). Dit voorstel vervangt het voorstel dat werd verzonden op 3 juli 2013.

51. Op 22 mei 2014 nam de CREG haar ontwerpbeslissing (B)140522-CDC-1296 over de “aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia System Operator betreffende het algemene model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge; methode van toepassing op de Belgische grenzen voor dagcapaciteiten”.

52. Op 9 oktober 2014 nam de CREG haar beslissing (B)141009-CDC-1296 over de “aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia System Operator betreffende het algemene model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge; methode van toepassing op de Belgische grenzen voor dagcapaciteiten”.

53. Op 26 november 2014 doet Elia ter goedkeuring een voorstel betreffende de uitzonderlijke procedure voor de berekening van de capaciteiten naar aanleiding van de schaarste in België.

III. Beoordeling van het voorstel

III.1 Inleiding

55. De methode voor de berekening van de overdrachtcapaciteit die momenteel door Elia toegepast wordt, was het onderwerp van de beslissing van de CREG (B) 141009-CDC-1296, genomen op 9 oktober 2014. Deze methode bevat zes stappen in totaal. De onderhavige beslissing is beperkt tot de wijziging van het normale procedure van coördinatie tussen netbeheerders, ingeschakeld na stap 1, na activering door een netwerkbeheerder - Elia – van de gecoördineerde optimalisatieprocedure van de NTC capaciteit met het oog op het beperken van afschakelingen in België, zoals beschreven in de aan deze beslissing bijgevoegde bijlagen 1 en 2 van het voorstel van Elia.

56. CREG verwijst ook naar de beslissing 997 voor wat betreft de stappen 2-6 van het voorstel van Elia, voor wat betreft het normale proces van coördinatie van de capaciteitsberekening ingesteld door de netbeheerders.

57. Na deze algemene presentatie van het Elia voorstel, ontwikkelt de CREG hieronder de criteria voor de beoordeling ervan.

III.2 Context en voornaamste karakteristieken van de voorgestelde aanpassing

58. In 2014 werd België geconfronteerd met het uitvallen van een aantal nucleaire productie-eenheden (Doel 3 voor 1006 MW en Tihange 2 voor 1008 MW in maart, Doel 4 voor 1047 MW in augustus), wat neerkomt op een onverwacht verlies van meer dan een derde van de productiecapaciteit in België.

59. Verschillende studies zijn uitgevoerd door de netbeheerders en de coördinatiecentra van de CWE regio om de gevolgen van dit verlies aan productie op de CWE regio te analyseren tijdens de winter 2014-2015.

60. Deze studies bevestigen dat een situatie zonder wind in de CWE regio en met een hoge belasting (bijvoorbeeld ten gevolge van een koudegolf in de regio) leidt tot de meest moeilijke situaties in termen van veiligheid van het elektriciteitssysteem. In een dergelijke situatie, belasten de Noord-Zuid-stromen aanzienlijk de interconnectie Nederland België.

61. Om de fysieke stromen op een aanvaardbaar niveau te houden, zijn de klassieke corrigerende maatregelen van de netbeheerders niet voldoende om de gebruikelijke niveaus van de NTC capaciteiten te garanderen. De NTCs die resulteren uit de klassieke CWE coördinatie kunnen leiden tot twee verschillende situaties:

- Ofwel laten de verkregen NTCs geen Belgische importniveaus toe die problemen van toereikendheid van productie-verbruik (adequacy) kunnen vermijden - (grote waarschijnlijkheid van een afschakeling in België).
- Ofwel leiden de verkregen NTCs tot een overtreding van de N-k veiligheidsregels in de waarschijnlijke richtingen van de markt (risico op afschakelingen in cascade)

62. Om de situatie te verzekeren, kunnen de stromen van het noorden naar het zuiden in de regio verminderd worden door een gecoördineerde aanpassing van NTCs in de CWE regio. Inderdaad, zou een verlaging van de NTCs op enkel de Belgische grenzen of via de normale gecoördineerde procedure ("red flag") leiden tot een significante kans op afschakeling in België door het gebrek aan import.

63. De netwerkbeheerders ELIA, RTE en TenneT stellen, in coördinatie met de andere netwerkbeheerders in de CWE regio, uitzonderlijke maatregelen voor voor deze winter om de hierboven gepresenteerde kritieke situaties aan te pakken. Deze maatregelen zullen alleen worden toegepast in uitzonderlijke gevallen, indien risico's voor de toereikendheid van productie-verbruik ("adequacy") gedetecteerd worden in België tot 31 maart 2015.

64. De overeengekomen regionale coördinatie is verspreid over verschillende horizonten tot het bereiken van real-time (maand, week, dag min twee, dag min één) om onnodige (overgedimensioneerde) ingrepen te voorkomen waar andere mogelijkheden beschikbaar zouden kunnen zijn in de volgende stappen wanneer meer specifieke informatie beschikbaar is.

65. Elia zal systematisch rekening houden met alle maatregelen en lokale topologische acties die beschikbaar zijn in België, vooraleer dit uitzonderlijke coördinatieproces in te schakelen. De strategische reserve, die zal worden geactiveerd voordat het bijzondere coördinatieproces wordt toegepast, maakt deel uit van de lokaal in België beschikbare maatregelen.

66. De overeengekomen gecoördineerde maatregelen omvatten onder meer een coördinatie een maand voor de real-time, met inbegrip van een mogelijke verlaging van de maandelijkse capaciteit voor het vrijgeven van flexibiliteit om congestie te beheren op D-2,

een coördinatie een week voor de real-time zodat Elia een probleem van productie-verbruik toereikendheid ("adequacy") in België ("adequacy flag") kan melden, een D-2 coördinatie om de NTC capaciteiten in de CWE regio te optimaliseren voor voldoende Belgische import. Deze berekeningen zijn gebaseerd op het feit dat, in uitzonderlijke situaties zonder wind, met een hoge belasting (koud weer) de overbelaste netwerkelementen het meest waarschijnlijk in België zullen liggen, vlakbij de grens met Nederland, vanwege de aanzienlijke Noord-Zuid-stromen. Over het algemeen zullen deze maatregelen tot doel hebben de Belgische import te laten toenemen via het zuiden van België.

67. Er werd overeengekomen dat de in te voeren procedure de toereikendheid productie-verbruik ("adequacy") in Frankrijk en Nederland niet mag ondermijnen.

68. Als capaciteitsverminderingen worden toegepast op een aantal grenzen en als daarna de situatie minder kritisch blijkt dan verwacht, zullen de toegepaste verlagingen teniet gedaan worden in D-1 of intraday. In alle gevallen zal de capaciteitsvermindering worden teniet gedaan voordat interne maatregelen, zoals de strategische reserve worden teniet gedaan.

III.3 Discriminatie

69. De voorgestelde optimalisatie van de importcapaciteit gaat alleen door coördinatie (en een reductie) van grensoverschrijdende capaciteiten en grensoverschrijdende energie-uitwisselingen, terwijl een betere coördinatie van de interne uitwisselingen (via market splitting en / of re-dispatching bijvoorbeeld) ook zeer effectief kan zijn.

70. De Noord-Zuid-stromen waargenomen op de grens België Nederland die aan de basis liggen van het instellen van dit gecoördineerd optimalisatieproces zijn het resultaat van de uitwisselingen tussen landen onderling, maar ook van uitwisselingen binnen de verschillende landen. Opnieuw worden de grensoverschrijdende uitwisselingen gediscrimineerd ten gunste van de binnenlandse uitwisselingen die niet worden beïnvloed door de voorgestelde optimalisatiemaatregel.

71. De CREG meent dat wat betreft de discriminatie van uitwisselingen tussen biedzones ten voordele van uitwisselingen binnen biedzones, het voorstel van Elia helemaal niets verandert aan de huidige methode.

72. De CREG vraagt Elia om, in samenwerking met andere netbeheerders, een overeenkomst voor uitzonderlijke situaties te ontwikkelen tot multilaterale re-dispatching (bijv. tussen Nederland en Frankrijk), tot redispatching binnen de landen alsook tot een betere coördinatie van de dwarsregeltransformatoren (PST). Het resultaat van deze onderhandelingen moet ten laatste op 12 januari 2015 aan de CWE regulatoren gepresenteerd worden.

73. In het algemeen, geeft de gebruikte methode voor de berekening van de capaciteit aan de Belgische grenzen voorrang aan uitwisselingen die zijn begrepen in het basisscenario, namelijk uitwisselingen binnen een land (of een biedzone) die de facto aanvaard worden, in tegenstelling tot grensoverschrijdende (of zone-overschrijdende) uitwisselingen, die ex-ante beperkt zijn tot de landsgrenzen (of zonegrenzen). Bijgevolg is de CREG van mening dat de gebruikte methode grensoverschrijdende uitwisselingen binnen de CWE-regio discrimineert ten voordele van interne uitwisselingen.

74. De CREG vindt dan ook dat de methode in strijd is met artikel 16.1 van de Verordening, die onder andere bepaalt dat de congestieproblemen van het net moeten worden verholpen met niet-discriminerende oplossingen. Daarnaast is een methode die voorrang geeft aan interne uitwisselingen en datgene wat overblijft toekent aan de interconnectiecapaciteit, eveneens in strijd met artikel 1.7 van de Richtsnoeren over de methoden voor het congestiebeheer. Dit artikel stelt onder meer dat de TNB's de interconnectiecapaciteit niet moeten beperken om een congestieprobleem op te lossen dat zich binnen hun eigen controlezone bevindt.

75. Voor een completere analyse van deze kwestie verwijst de CREG naar de argumentatie van haar beslissing 997, paragrafen 170 tot 177.

76. Ten slotte moet hier worden vermeld dat deze kwestie van discriminatie van grensoverschrijdende uitwisselingen ten voordele van interne uitwisselingen zal moeten worden behandeld in het kader van het geanticipeerde implementatieproject van de richtlijn over capaciteitstoewijzing en congestiebeheer (« CACM GL ») betreffende de herziening van de biedzones in de regio's Centrum-West, Centrum-Oost, Noord-Italië en Zwitserland.

77. De CREG vraagt aan Elia om aan deze studie mee te werken en er vooral op toe te zien dat er geen discriminatie bestaat tussen interne uitwisselingen en uitwisselingen tussen landen of tussen zones.

III.4 Doeltreffend gebruik van het transportnet

78. Het tweede criterium voor de beoordeling van de voorgestelde berekeningsmethode heeft betrekking op de doeltreffendheid van het gebruik van het transportnet dat voortvloeit uit de toepassing ervan (Artikel 16.3 van de Verordening).

79. De CREG begrijpt dat het voorstel van Elia voor de optimalisering van de NTC capaciteiten in geval van risico of afschakeling in België tot doel heeft de interconnectiecapaciteiten in lijn te brengen met de marktverwachtingen, meer bepaald met de verwachtingen van de Belgische markt in tijden van schaarste en een maximale benutting van de bestaande capaciteiten toe te laten.

80. Bijgevolg, en zelfs indien de optimalisering van de NTC capaciteiten op de verschillende grenzen in geval van risico op afschakeling geen efficiënt gebruik van het transportnet kan toelaten, zoals bij een methode gebaseerd op de stromen zou zijn, zou de voorgestelde optimalisatie in de meeste gevallen het gebruik van het netwerk moeten doen overeenstemmen aan de marktverwachtingen.

81. Bijgevolg is de CREG van mening dat de optimalisatie in het Elia-voorstel een verbetering van de huidige methode inhoudt in geval van risico op afschakeling in België.

82. De CREG is echter ook van mening dat de door Elia toegepaste methode in haar geheel niet toelaat om de maximale capaciteit van het transmissienetwerk aan de marktactoren toe te wijzen ten gevolge van de onvolkomenheden van de methode (coördinatie van een ATC methode) die waarden voor de capaciteiten afzonderlijk vastlegt van de waardering ervan door de marktactoren. De CREG verwijst ook naar beslissingen 997 en 1296.

83. De CREG herhaalt ten slotte dat een methode van congestiebeheer die is gebaseerd op niet-geoptimaliseerde biedzones eveneens tot vragen leidt over het doeltreffende gebruik van het transportnet. In de eerste plaats worden de interne congesties systematisch naar de grenzen verschoven en wordt de maximale waarde van de interconnectiecapaciteit niet aangeboden op de markt. De aanwezigheid van grote zones vergt vervolgens ook ruimere veiligheidsmarges.

III.5 Geen toewijzing gebaseerd op de markt

84. Het derde beoordelingscriterium dat op het Elia voorstel wordt toegepast, bestaat erin na te gaan of de toewijzing van de transportcapaciteiten gebaseerd is op de markt. De interconnectiecapaciteiten met elk buurland worden immers berekend zonder de economische waarde van de potentiële energie-uitwisselingen te kennen, ook al komt het meest waarschijnlijke scenario overeen met hoognodige energie-import in België en zou de voorgestelde oplossing moeten overeenkomen met een CWE welvaartsmaximalisatie.

85. Bijgevolg, en ook al is de verdeling van de capaciteiten op de verschillende grenzen niet gebaseerd op de markt, zoals een methode gebaseerd op de stromen zou zijn, zou de voorgestelde optimalisatie in de meeste gevallen overeen moeten komen met een welvaartsmaximalisatie. Dit behelst een verbetering vergeleken met de methode momenteel toegepast door Elia tijdens situaties waar er een verhoogd risico is op afschakelen in België.

86. Bovendien is de CREG van mening dat de huidige gebruikte methode voor de berekening van de capaciteit in strijd is met artikel 16.1 van de Verordening, dat stelt dat de congestieproblemen van het netwerk moeten worden behandeld aan de hand van oplossingen gebaseerd op de markt.

87. De CREG herhaalt dan ook aan Elia om haar zo snel mogelijk een voorstel van berekening van de capaciteiten te bezorgen dat gebaseerd is op de stromen en in overeenstemming is met de Richtsnoeren.

III.6 Publicatie van het algemene plan voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de betrouwbaarheidsmarge

88. Artikel 15, 2e lid van de Verordening en artikel 5.2 van de Richtsnoeren verplichten de netbeheerders ertoe om een beschrijving van het algemene systeem voor de berekening van de interconnectiecapaciteit voor de verschillende vervaldata te publiceren.

89. De CREG begrijpt dat de implementatie van de voorgestelde optimalisatiemethode in verschillende stappen gebeurt.

90. De CREG vraagt aan Elia dat de communicatie op de verschillende stappen van het optimalisatieproces zoveel mogelijk aan de verwachtingen van marktspelers zoals geformuleerd in de antwoorden op de nationale consultatie en die georganiseerd op CWE niveau voldoet.

91. CREG herhaalt haar vraag voor meer transparantie met betrekking tot de stromen over de Belgische grenzen waardoor de stromen die gekoppeld zijn aan de Belgische import, de stromen die voortvloeien uit uitwisselingen binnen de regio en de *loop flows*, kunnen worden onderscheiden. Dit werd gespecificeerd in de zesde voorwaarde van haar beslissing 1296.

III.7 Tijdelijk en uitzonderlijk karakter van de voorgestelde maatregel

92. De CREG begrijpt dat de procedure ter gecoördineerde aanpassing van de NTC-capaciteiten een uitzonderlijk karakter heeft, enkel betreffend op situaties waarbij het risico op afschakeling in België door Elia te hoog beschouwd wordt. De CREG begrijpt ook dat de coördinatie van de voorgestelde NTCs rekening zal houden met alle andere in België beschikbare maatregelen, waaronder de activatie van de strategische reserves.

93. De CREG begrijpt ook dat deze maatregel tijdelijk is en niet meer zou toegepast worden na 31 maart 2015.

94. Deze twee factoren zijn belangrijke elementen die de CREG toelaten om haar beslissing te nemen. De CREG duidt hier dat deze problemen in de toekomst zouden moeten aangepakt worden in het kader van de berekeningsmethode op basis van de stromen die momenteel wordt uitgewerkt.

95. De CREG begrijpt dat de voorgestelde maatregelen redelijk en niet-discriminerend zijn en de marktactoren in de CWE regio zouden moeten aanmoedigen een positieve bijdrage te leveren aan de bevoorradingszekerheid.

96. De CREG begrijpt ook dat de voorgestelde uitzonderlijke maatregelen alleen zullen worden geactiveerd als alle mogelijke nationale maatregelen zijn genomen, waaronder de inzet van de strategische reserve, dat deze maatregelen als veilig worden geacht door de netbeheerders van de CWE regio, dat de PSTs in rekening worden genomen om de Belgische import te maximaliseren en dat de bevoorradingszekerheid in gevaar is in België.

IV. BESLISSING

Gelet op artikel 15.2 van Verordening (EG) nr. 714/2009 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit en tot intrekking van verordening (EG) nr. 1228/2003;

Gelet op artikel 23, §2, 38° van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt;

Gelet op artikelen 176, §2 en 180, §2 van het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe;

De CREG kan, om de hierboven vermelde redenen, het voorstel van Elia niet onvoorwaardelijk aanvaarden. Het voorstel betreft de wijziging van de algemene methode voor de berekening van de totale overdracht capaciteit geïntroduceerd in de marktkoppeling van de CWE regio. De wijziging heeft betrekking op de optimalisatie van de NTC capaciteiten op verschillende grenzen van de CWE regio bij risico tot afschakeling in België.

De CREG is van oordeel dat de voorgestelde methode niet volledig in overeenstemming is met de artikelen 16.1 en 16.3 van de voornoemde Verordening en met de artikelen 1.7 en 3.5 van de Richtsnoeren. Bovendien voldoet het door Elia voorgelegde document op inhoudelijk vlak niet aan artikel 15, 2^{de} lid van de Verordening.

Echter, gezien de verbeteringen in de verdeling van de NTC capaciteiten op de verschillende grenzen in geval van risico van een afschakeling in België, beslist de CREG om voor een overgangperiode die begint op 14 december en eindigt op 31 maart 2015 het bovengenoemde voorstel goed te keuren, onder voorbehoud van vervulling van de voorwaarden hieronder vermeld:

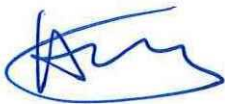
- 1) De voorgestelde uitzonderlijke maatregelen moeten redelijk en niet-discriminerend zijn en moeten de marktactoren in de CWE regio aansporen een positieve bijdrage te leveren aan de bevoorradingszekerheid
- 2) De buitengewone maatregelen kunnen alleen geactiveerd worden indien:
 - a. Elia heeft alle mogelijke nationale maatregelen genomen, waaronder de inzet van de strategische reserve

- b. Deze maatregelen worden als veilig beschouwd door de netbeheerders in de CWE regio
 - c. De PSTs werden in rekening gebracht voor het maximaliseren van de Belgische import.
 - d. De bevoorradingszekerheid is in gevaar in België
 - e. Voldoende transparantie wordt geleverd door de netbeheerders
- 3) De netwerkbeheerders ontwikkelen een overeenkomst voor uitzonderlijke situaties tot multilaterale re-dispatching (bijv. tussen Nederland en Frankrijk), tot redispatching binnen de landen alsook tot een betere coördinatie van de PSTs. Het resultaat van deze onderhandelingen moet ten laatste op 12 januari 2015 aan de CWE regulatoren gepresenteerd worden.

De CREG is van mening dat Elia bovengenoemde voorwaarden 1 en 2 tegen uiterlijk 14 december 2014 en de voorwaarde 3 tegen uiterlijk 12 januari 2015 in de praktijk moet brengen.

CREG herhaalt haar vraag voor meer transparantie met betrekking tot de stromen over de Belgische grenzen waardoor de stromen die gekoppeld zijn aan de Belgische import, de stromen die voortvloeien uit uitwisselingen binnen de regio en de *loop flows*, kunnen worden onderscheiden. Dit werd gespecificeerd in de zesde voorwaarde van haar beslissing 1296.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitster van het Directiecomité