



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

### **BESLISSING**

**(B)101026-CDC-997**

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’*

genomen met toepassing van artikel 5.2 van Verordening (EG) 1228/2003 en van 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

26 oktober 2010

# INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) onderzoekt hierna, op basis van artikel 5, §2, van Verordening (EG) 1228/2003 van het Europees Parlement en de Raad (hierna: de Verordening) van 26 juni 2003 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit 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 het algemeen plan voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge op basis van de elektrische en fysieke eigenschappen van het net.

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 methodes voor congestiebeheer, alsook de veiligheidsregels, de CREG ter goedkeuring worden ter kennis gebracht door de netbeheerder.

Artikel 5, §2, van de Verordening (EG) 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 regelgevende instanties worden goedgekeurd.

Het voorstel betreffende het algemeen model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge, dat aan de Belgische grenzen van toepassing is voor de dagcapaciteit, zoals vastgesteld in het raam van het CWE regionaal initiatief, werd door Elia ter kennis gebracht bij brief ontvangen op 2 september 2010.

Deze beslissing is opgesplitst in vijf delen. Het eerste deel is gewijd aan het wettelijke kader. In het tweede deel worden de antecedenten van de beslissing toegelicht. Het derde deel ontleedt de methodes voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge. Het vierde deel geeft de bezwaren van de CREG, de context van de beslissing en de afzwakkingsmaatregelen weer. Het vijfde deel, ten slotte, bevat de eigenlijke beslissing.

Een kopie van het voorstel van Elia betreffende het algemeen model voor de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge evenals het voorstel van nadere regels betreffende de bepaling van de dagcapaciteiten worden als bijlage bij deze beslissing gevoegd.

Deze beslissing werd op 26 oktober 2010 door het directiecomité van de CREG via schriftelijke procedure aangenomen.

////

I.	WETTELIJK KADER .....	6
I.1.	<i>Richtlijn 2003/54/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 26 juni 2003 houdende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van richtlijn 96/92/EG.....</i>	6
I.2.	<i>Verordening (EG) Nr. 1228/2003 van het Europees Parlement en de Raad van 26 juni 2003 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit .....</i>	7
I.3.	<i>Richtsnoeren voor het beheer en de toewijzing van beschikbare overdrachtcapaciteit op interconnecties tussen nationale systemen .....</i>	8
I.4.	<i>De elektriciteitswet .....</i>	14
I.5.	<i>Het technisch reglement.....</i>	14
II.	ANTECEDENTEN .....	17
III.	ANALYSE VAN DE METHODE VOOR DE BEREKENING VAN DE INTERCONNECTIECAPACITEITEN VOORGESTELD IN HET KADER VAN DE MARKTKOPPELING .....	23
III.1.	<i>Algemeen.....</i>	23
III.2.	<i>Theoretische beschouwingen.....</i>	25
III.2.1	<i>Vereenvoudigd voorbeeld.....</i>	25
III.2.2	<i>Commerciële uitwisselingen.....</i>	26
III.2.3	<i>Wetten van de fysica .....</i>	26
III.2.4	<i>Loop flow .....</i>	28
III.2.5	<i>De congestie en de prioriteit van de uitwisselingen.....</i>	28
III.3.	<i>Analyse van het eerste deel van de voorgestelde methode van capaciteitsberekening: bilaterale berekening .....</i>	30
III.3.1	<i>Beschrijving van de algemene ATC-methode .....</i>	30
III.3.2	<i>Methode toegepast op de Frans-Belgische grens.....</i>	35
III.3.3	<i>Methode toegepast op de Belgisch-Nederlandse grens.....</i>	38
III.3.4	<i>Voorbeeld ter illustratie van de toepassing van de bilaterale methode.....</i>	40
III.3.5	<i>Impact van de huidige methode op de grensoverschrijdende capaciteiten.....</i>	45
III.4.	<i>Analyse van het tweede deel van de voorgestelde methode voor</i>	

<i>capaciteitsberekening: gecoördineerde veiligheidscontrole.....</i>	<i>53</i>
<i>III.4.1 Inleiding .....</i>	<i>53</i>
<i>III.4.2 Het probleem van de vooraf gecongestioneerde scenario's.....</i>	<i>55</i>
<i>III.4.3 Beschrijving van de gecoördineerde controle.....</i>	<i>57</i>
<i>III.4.4 Toepassing van de gecoördineerde controle .....</i>	<i>60</i>
<b>IV. Beoordeling van de voorgestelde methode en temperende maatregelen.....</b>	<b>65</b>
<i>IV.1. Discriminatie .....</i>	<i>65</i>
<i>IV.2. Weinig doeltreffend gebruik van het transmissienet.....</i>	<i>67</i>
<i>IV.3. Geen toewijzing gebaseerd op de markt.....</i>	<i>68</i>
<i>IV.4. Onvoldoende regionale coördinatie.....</i>	<i>69</i>
<i>IV.5. Context en temperende maatregelen.....</i>	<i>71</i>
<i>IV.5.1 Invoering van een marktkoppeling gebaseerd op de stromen .....</i>	<i>71</i>
<i>IV.5.2 Voorstellen in verband met de modaliteiten voor de bepaling van de dagcapaciteiten.....</i>	<i>72</i>
<i>IV.5.3 Studie over de afbakening van de zones .....</i>	<i>73</i>
<i>IV.5.4 Controle van de berekening.....</i>	<i>74</i>
<i>IV.5.5 Publicatie van het algemene plan voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de betrouwbaarheidsmarge.....</i>	<i>75</i>
<b>BESLISSING .....</b>	<b>78</b>

# **I. WETTELIJK KADER**

## ***I.1. Richtlijn 2003/54/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 26 juni 2003 houdende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van richtlijn 96/92/EG***

1. Richtlijn 2003/54/EG van het Europees Parlement en de Raad van 26 juni 2003 houdende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van richtlijn 96/92/EG (hierna: richtlijn 2003/54/EG) legt in haar artikel 9.e) 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 2003/54/EG benadrukt in het bijzonder het principe van de niet-discriminerende toegang tot het transmissiesysteem in artikel 20.1, dat bepaalt dat de Lidstaten erop dienen toe te zien dat voor alle in aanmerking komende klanten een systeem van toegang voor derden tot de transmissie- en distributienetten wordt ingevoerd. Dit systeem, gebaseerd op gepubliceerde tarieven, moet objectief en zonder discriminatie tussen de gebruikers van het net worden toegepast.

Artikel 20.2 van richtlijn 2003/54/EG bepaalt onder meer dat de transmissienetbeheerder de toegang kan weigeren als hij niet over de nodige capaciteit beschikt.

Artikel 23.1.a) van richtlijn 2003/54/EG heeft betrekking op de regelgevende instanties en bepaalt dat ze, ten minste, verantwoordelijk moeten zijn voor het garanderen van non-discriminatie, daadwerkelijke mededinging en een doeltreffende marktwerking wat betreft de voorschriften inzake het beheer en de toewijzing van koppelingscapaciteit, in overleg met de regelgevende instanties van de Lidstaten waarmee een koppeling bestaat.

## ***1.2. Verordening (EG) Nr. 1228/2003 van het Europees Parlement en de Raad van 26 juni 2003 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit***

2. De CREG herinnert eraan dat, krachtens de bepalingen van artikel 249 van het Verdrag tot oprichting van de Europese Gemeenschap, verordening nr. 1228/2003 een algemene draagwijdte heeft, in al zijn elementen bindend is en rechtstreeks van toepassing is in iedere Lidstaat.

3. Artikel 5.2 bepaalt dat « de door de transmissienetbeheerders gehanteerde veiligheids-, operationele en planningsnormen worden openbaar gemaakt. Dit omvat tevens 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 regelgevende instanties worden goedgekeurd ».

4. Artikel 6.1 preciseert dat de problemen inzake congestiebeheer worden aangepakt met niet-discriminerende, aan de markt gerelateerde oplossingen waarvan voor de marktdeelnemers 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 marktdeelnemers.

5. Artikel 6.3 bepaalt dat marktdeelnemers de beschikking krijgen over de maximale capaciteit van de koppelverbindingen en/of de maximale capaciteit van de transmissiesystemen waarmee grensoverschrijdende stromen worden verzorgd, met naleving van de voor een bedrijfszekere exploitatie van het net geldende veiligheidsnormen.

6. Artikel 6.4 betreft het tijdschema van de nomineringen en de herverdeling van

de ongebruikte capaciteiten. Het bepaalt dat de marktdeelnemers de betrokken transmissienetbeheerders 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. Elke ongebruikte toegekende capaciteit wordt opnieuw aan de markt toegekend volgens een open, transparante en niet-discriminerende procedure.

7. Artikel 6.5 van verordening nr. 1228/2003 bepaalt dat, voor zover dit technisch mogelijk is, de transmissienetbeheerders de behoeften aan capaciteit voor elektriciteitsstromen in tegengestelde richting over de overbelaste koppellijn moeten vereffenen, teneinde de capaciteit van deze lijn maximaal te benutten.

### ***1.3. Richtsnoeren voor het beheer en de toewijzing van beschikbare overdrachtcapaciteit op interconnecties tussen nationale systemen***

8. Overeenkomstig artikel 8(4) van verordening nr. 1228/2003, besliste de Europese Commissie de in de bijlage van deze verordening nr. 1228/2003 opgenomen richtsnoeren voor het beheer en de toewijzing van beschikbare overdrachtscapaciteit op interconnecties (koppolverbindingen) tussen nationale systemen te wijzigen<sup>1</sup>. Aldus werd een nieuwe versie van de bijlage van kracht op 1 december 2006 (hierna: de nieuwe richtsnoeren).

De bepalingen van deze nieuwe richtsnoeren die relevant zijn voor onderhavige beslissing worden hierna weergegeven.

#### ***1. ALGEMEEN***

*[...]*

1.6. *Bij congestiebeheer mag geen onderscheid worden gemaakt op basis van de*

---

<sup>1</sup>Zie beslissing van de Commissie van 9 november 2006 tot wijziging van de bijlage van verordening (EG) nr. 1228/2003 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit, P.B.E.G., nr. L 312 van 11 november 2006, p. 59.



*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 zouden tot gevolg hebben dat de veilige exploitatie van het elektriciteitssysteem niet langer kan worden gegarandeerd, en*

*b) het met dat verzoek gemoeide bedrag aan geld in de congestiebeheer procedure 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 elektriciteitsmarkt. Concreet 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 gebruikers 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 gebruikers 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 regelgevende 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 de verordening en de richtsnoeren zijn vastgelegd, en aan de voorwaarden die de regelgevende 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 intra-day handel 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 respectievelijke regelgevende 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 mag geen onderscheid worden gemaakt tussen marktdeelnemers die gebruik maken 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 congestiebeheermethodes via een gemeenschappelijke congestiebeheerprocedure. De nationale regelgevende instanties en de transmissiesysteembeheerders zien erop toe dat geen congestiebeheerprocedure 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 congestiebeheermethode en -procedure voor toewijzing van capaciteit aan de markt worden opgezet, 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) VK, Ierland en Frankrijk,
- g) de Baltische staten (Estland, Letland en Litouwen).

In geval van een interconnectie waarbij tot meerdere gebieden behorende landen betrokken zijn mag een andere congestiebeheermethode 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 regelgevende instanties zal worden voorgelegd.

[...]

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

3.5. Ter bevordering van eerlijke en doeltreffende mededinging en grensoverschrijdende handel, dient de in punt 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 capaciteithouders 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. 1 dag, 3 uren, 1 week, enz.) en in termen van verkochte capaciteitsblokken (hoeveelheid elektriciteit in MW, MWh, enz.);*

*f) consequentie wat het kader voor contracten met marktdeelnemers betreft;*

*g) de verificatie van de stromen om te voldoen aan de eisen inzake netwerkbeveiliging voor operationele planning en real time 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, voorzover 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 regelgevende instanties van de betrokken lidstaat worden beoordeeld.*

*[...]*

*5.5. De transmissiesysteembeheerders dienen alle relevante gegevens betreffende de grensoverschrijdende handel te publiceren op basis van de best mogelijke voorspelling. De betrokken marktdeelnemers 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 regelgevende 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 (vb. 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***

9. Artikel 2, 7° van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: elektriciteitswet) verstaat onder “transmissienet” het nationaal transmissienet voor elektriciteit, dat de bovengrondse lijnen, ondergrondse kabels en installaties omvat die dienen voor het vervoer van elektriciteit van land tot land en naar rechtstreekse afnemers van de producenten en naar distributeurs gevestigd in België, alsook voor de koppeling tussen elektrische centrales en tussen elektriciteitsnetten.

10. 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 de aanvrager niet voldoet aan de technische voorschriften bepaald in het technisch reglement.

## ***I.5. Het technisch reglement***

11. Artikel 176 van het technisch reglement bepaalt: « §1. De netbeheerder bepaalt de methodes die hij toepast tijdens de evaluatie van de overdrachtcapaciteit 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 ».

12. Artikel 177 bepaalt: « §1. De methodes, bedoeld in artikel 176, hebben tot doel, een zo groot mogelijke capaciteit 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 verbindingnetten en de energie-uitwisselingen tussen de regelzones beheersen. §3. Deze methodes houden zo veel mogelijk rekening met de invloeden van de elektriciteitsstromen die, in voorkomend geval, ontstaan door energie-uitwisselingen tussen de regelzones. §4. Deze methodes houden zo veel 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 ».

13. Artikel 180, §1, van het technische reglement bepaalt dat de netbeheerder op niet-discriminerende en transparante wijze de door hem toegepaste congestiebeheermethodes moet bepalen.

Artikel 180, §2, preciseert dat de methodes voor congestiebeheer en 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 methodes, inzonderheid op toezien om,

- 1° zo veel mogelijk rekening te houden met de richting van de elektriciteitsstromen, en in het bijzonder wanneer de energie-uitwisselingen effectief de congestie doen verminderen;
- 2° zo veel mogelijk betekenisvolle invloeden te vermijden op de elektriciteitsstromen in andere netten;
- 3° problemen van congestie op het net op te lossen bij voorkeur met methodes 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 methodes van congestiebeheer onder meer gebaseerd zijn op:

- 1° procedures voor het in mededinging stellen 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).

14. Krachtens artikel 181, §1, van het technische reglement hebben de methodes voor congestiebeheer bepaald in artikel 180 onder meer tot doel:

1° elke beschikbare capaciteit aan de markt ter beschikking te stellen volgens transparante en niet-discriminerende methodes 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 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 vooraf vastgestelde prioriteitsregels die de CREG ter kennis zijn gebracht en gepubliceerd zijn overeenkomstig artikel 26 van dit besluit.

Zijn paragraaf 3 preciseert dat, wat de uitvaardiging en de inwerkingstelling van de methodes voor congestiebeheer betreft, de netbeheerder overleg dient te plegen met de netbeheerders van de betrokken buitenlandse regelzones.

15. Overeenkomstig artikel 184 van het technische reglement beogen de methodes van toewijzing van capaciteit onder meer:

1° in de mate van het mogelijke elk verschil in behandeling te minimaliseren 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

16. In 2001 publiceert de ETSO verschillende documenten betreffende de definitie<sup>2</sup> en de procedures<sup>3</sup> inzake de evaluatie van de grensoverschrijdende overdrachtcapaciteiten die overeenkomen met de ATC-methode (“Available Transmission Capacity” of beschikbare overdrachtcapaciteit). Deze documenten worden vandaag nog steeds gebruikt door verschillende TNB’s, zoals ELIA<sup>4</sup>, als referentiedocumenten in het kader van een algemene beschrijving van hun methoden voor de berekening van capaciteit.

17. Eind 2005 richten de Duitse, de Belgische, de Franse, de Luxemburgse en de Nederlandse regeringen het Pentalateraal Energieforum op (hierna PLEF). Dit forum omvat drie ondersteunende groepen waaronder één, de Ondersteunende groep 1 (hierna OG1), belast is met de optimalisering van de beschikbare overdrachtcapaciteit van interconnecties en toewijzingsmechanismen.

18. Op 11 november 2006 publiceert de Commissie haar besluit van 9 november 2006 tot wijziging van de bijlage bij Verordening (EG) nr. 1228/2003 betreffende de voorwaarden van toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit. Dit besluit voert belangrijke verduidelijkingen in op het vlak van congestiebeheer, onder andere wat betreft de niet-discriminatie tussen de verschillende soorten uitwisselingen, het beroep doen op marktgebaseerde methoden, de minimalisering van de negatieve gevolgen van deze methoden, de coördinatie die nodig is tussen de netbeheerders en het in rekening brengen van de “loop flows” (kringstromen).

19. In februari 2007 publiceren de regulatoren van de CWE-regio hun actieplan om de integratie van de markten van de regio Centraal-West Europa te versterken. Dit actieplan voorziet de uitvoering van een marktkoppeling gebaseerd op de stromen, vraagt een onderzoek naar minstens twee opties inzake het aantal zones (of “knopen” overeenkomstig de vroegere ETSO-terminologie) per land alsook een analyse van het nut van minimale capaciteiten.

---

<sup>2</sup> 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](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/ntc/entsoe_transferCapacityDefinitions.pdf)

<sup>3</sup> 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](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/ntc/entsoe_proceduresCapacityAssessments.pdf)

<sup>4</sup> <http://www.elia.be/repository/pages/f92c55f1e8be40c3b5be1c440f2fc76a.aspx>

20. 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”)<sup>5</sup> 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 oplossing gebaseerd op de stromen 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 termijn<sup>6</sup>.

21. Op 13 februari 2008 publiceren de netbeheerders en de beurzen van de CWE-regio betrokken in het project inzake marktkoppeling de oriëntatiestudie betreffende het design van een marktkoppeling gebaseerd op de stromen voor de CWE-regio (hierna oriëntatiestudie). Deze studie omvat onder meer een eerste beschrijving van de berekeningsmethode die zal worden ingevoerd en meldt de moeilijkheden waarmee men werd geconfronteerd in het kader van de uitwerking van de opbouw van het basisgeval (“base case”).

22. Op 25 juni 2008 kondigen de partijen betrokken 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 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.

23. Op 19 maart 2009 publiceren de Regulators en de TNB's van de regio Centraal-West Europa een gemeenschappelijke mededeling, hierna “gemeenschappelijke

---

5

[http://www.benelux.be/pdf/pdf\\_nl/dos/dos14\\_PentalateralMoUMarketCouplingAndSecurityOfSupply.pdf](http://www.benelux.be/pdf/pdf_nl/dos/dos14_PentalateralMoUMarketCouplingAndSecurityOfSupply.pdf)

<sup>6</sup> Memorandum Of Understanding of the Pentalateral Energy Forum on market coupling and security of supply in CWE, p. 7: “15. A 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 enduring solution”.

mededeling”, ter attentie van de Ondersteunende groep 1 van het PLEF<sup>7</sup>. Deze mededeling heeft onder andere betrekking op een gemeenschappelijk begrip van de tussenoplossing voor de berekening van de capaciteiten die zal worden voorgesteld in het kader van de koppeling, op de gecoördineerde aanpassingsmethode voorgesteld door de TNB's alsook op de minimale capaciteiten.

24. Op 28 oktober 2009 houdt de CREG een presentatie voor de Ondersteunende groep 1 van het PLEF waarin zij het belang van de invoering van minimale capaciteiten alsook de redenen die deze invoering rechtvaardigt, uiteenzet.

25. Tussen oktober 2009 en juli 2010 hebben de regulatoren van de regio het onderwerp van de minimale capaciteiten meermaals besproken tijdens de 18<sup>e</sup>, 19<sup>e</sup>, 20<sup>ste</sup> en 21<sup>ste</sup> vergadering van het coördinatiecomité van de regio Centraal-West Europa (Central West Europe Regional Coordination Committee – hierna CWE RCC).

26. Op 13 november 2009 ontvangt de CREG het voorstel van Elia in verband met het model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge voor de jaar- en maandcapaciteiten.

27. Op 10 december 2010 stelt de “Project Coordination Group” tijdens het Forum van Firenze het doelmodel voor het interregionale Europese congestiebeheer voor. Voor de organisatie van de markt in D-1 (“day-ahead market”) voorziet dit model de invoering van een marktkoppeling gebaseerd op de prijzen (“single price coupling”).

28. Op 1 april 2010 ontvangt de CREG van Elia een brief op datum van 31 maart in verband met een verzoek tot goedkeuring van de implementatie van de marktkoppeling van de regio Centraal-West Europa. Het dossier dat bij deze brief werd gevoegd, omvat onder andere een eerste beschrijving van het model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge alsook het “Project Document” op datum van januari 2010. Dit laatste document bevat tevens een beschrijving van de berekeningsmethode voorgesteld in het kader van de marktkoppeling en behandelt het onderwerp van de minimale capaciteiten. Uit dit document blijkt dat het informaticaproces voorgesteld door de TNB's toelaat rekening te houden met minimale capaciteiten op bepaalde grenzen. De netbeheerders melden ook dat, op basis van de simulaties uitgevoerd

---

<sup>7</sup> [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_INITIATIVES/ERI/Central-West/Meetings1/RCC\\_meetings/14supthsup%20CW%20RCC/DD/common%20communication%20to%20SG1%20050209%20\\_3\\_.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/Central-West/Meetings1/RCC_meetings/14supthsup%20CW%20RCC/DD/common%20communication%20to%20SG1%20050209%20_3_.pdf)

voor juli en augustus 2009, blijkt dat de niveaus van minimale capaciteiten zoals de CREG heeft gevraagd, nooit werden bereikt.

29. Op 12 april 2010 stuurt de CREG een brief naar Elia waarin zij stelt dat de voorstellen van Elia niet tegemoetkomen aan de bezorgdheden van de CREG op het vlak van minimale capaciteiten en dat de beschrijving van het model voor de berekening van de overdrachtcapaciteit de verschillen die tussen de noordelijke en de zuidelijke grenzen bestaan, niet juist weergeeft. De CREG vraagt Elia om te werken aan een reserveoplossing die een antwoord zou kunnen bieden op haar bezorgdheden.

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. COMP/39351 – Zweedse interconnecties)<sup>8</sup>. 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 22 april 2010 ontvangt de CREG van Elia in antwoord op haar brief van 12 april een schrijven op datum van 20 april. In haar antwoord stelt Elia dat, op basis van recente simulaties in verband met het gecoördineerde proces voor de berekening van de capaciteiten, de methode leidt tot dagcapaciteiten die de minimale waarden vermeld door de CREG naleven.

32. Op 27 april 2010 duiden de netbeheerders en de beurzen belast met de invoering van de koppeling van de CWE-markten de maand april 2012 aan als streefdatum voor de lancering van de marktkoppeling gebaseerd op de stromen.

33. Op 24 juni 2010 vraagt de Commissie aan 20 Lidstaten om de regels inzake de interne elektriciteitsmarkt<sup>9</sup> onverwijld te implementeren en toe te passen. Wat België betreft, meldt de Commissie dat haar voornaamste bezorgdheden inzake de Verordening betrekking hebben op het congestiebeheer en het gebrek aan een gecoördineerde gemeenschappelijke

---

<sup>8</sup> [http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec\\_docs/39351/39351\\_1223\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1223_2.pdf)

<sup>9</sup> <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/10/275&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=fr>

methode<sup>10</sup>.

34. Op 25 juni 2010 kondigt Elia samen met RTE in een persbericht de versterking van de elektrische interconnectie tussen Frankrijk en België aan. In bijgevoegd persdossier<sup>11</sup> melden de netbeheerders een stijging van ongeveer 10 à 15 % van de uitwisselingscapaciteit tussen Frankrijk en België.

35. Op 7 juli 2010, tijdens de 22<sup>e</sup> 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 het verslag 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.”

36. Op 16 juli 2010 heeft de CREG aan Elia haar opmerkingen overgemaakt in verband met de eerste versie van de beschrijving van de methode voor de berekening van de grensoverschrijdende capaciteit (“**Algemeen model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge – Model van toepassing op de Belgische grenzen voor dagcapaciteiten**”).

37. 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 (zie hoger paragraaf 29). Deze modaliteiten omvatten een

---

<sup>10</sup> Zie onder andere deel 3 van de richtlijnen

<sup>11</sup> [http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/900/2010\\_06\\_25\\_DP\\_RTE-ELIA\\_Moulaine-Aubange\\_FR.pdf](http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/900/2010_06_25_DP_RTE-ELIA_Moulaine-Aubange_FR.pdf)

verbintenis van Elia om op het vlak van interconnectiecapaciteiten op de Frans-Belgische grens in 2011 doelstellingen te bereiken die minstens evenwaardig zijn aan die vastgelegd voor 2010. Dit voorstel van Elia vervangt het voorstel van 31 maart 2010.

38. Tijdens de vergadering van 17 september 2010 over de opvolging van de implementatie van de "Interim Tight Volume Coupling" (hierna ITVC), wordt aangekondigd dat de marktkoppeling van de CWE-regio en de koppeling van de noordelijke ITVC-regio op 9 november 2010 zal plaatsvinden, onder voorbehoud van de laatste testen en de beslissingen van de regulatoren. Tijdens deze vergadering melden de regulatoren van de CWE-regio in een gemeenschappelijke presentatie over de nog onopgeloste kwesties dat zij het niveau van de capaciteiten scherp in het oog zullen houden en dat de TNB's de bereikte niveaus op een transparante en snelle manier zullen moeten rechtvaardigen indien deze zich onder de overeengekomen minimumwaarden zouden bevinden. De regulatoren van de CWE-regio vragen ook aan de netbeheerders om, in samenwerking met de andere betrokken partijen, een studie uit te voeren over de invloed van de grootte van de zones.

# **III. ANALYSE VAN DE METHODE VOOR DE BEREKENING VAN DE INTERCONNECTIECAPACITEITEN VOORGESTELD IN HET KADER VAN DE MARKTKOPPELING**

## ***III.1. Algemeen***

39. Door de vrijmaking van de elektriciteitsmarkt is er een nieuwe behoefte ontstaan op het vlak van toewijzing van de beschikbare commerciële (grensoverschrijdende) overdrachtcapaciteiten en van bepaling van het volume van de commerciële capaciteiten die aan de markt kunnen worden toegekend.

40. De CREG analyseert hierna de berekeningsmethode voorgesteld door Elia in het kader van de invoering van de marktkoppeling van de CWE-regio. De voorgestelde methode omvat twee fasen: in de eerste fase herneemt men de bepaling van de interconnectiecapaciteiten op een bilaterale basis zoals deze vandaag bestaat terwijl men in de tweede fase overgaat tot een gecoördineerde controle van de veiligheid van het net voortvloeiend uit het gebruik van deze bilaterale waarden. Deze tweede stap kan leiden tot een vermindering van de capaciteiten vastgelegd tijdens de eerste fase.

41. Onderstaande analyse berust op het voorstel van beschrijving van het algemene model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge ontvangen van Elia op 2 september 2010 in het kader van de implementatie van een CWE-marktkoppeling.

De beschrijving van de berekeningsmethode die door Elia ter goedkeuring aan de CREG werd voorgelegd, blijft echter algemeen en is op bepaalde essentiële punten niet duidelijk, ook al heeft de CREG specifiek gevraagd om verduidelijkingen (zie discussie onder punt IV.5.5.).

Om de berekeningsmethode voorgesteld door Elia alsnog grondig te kunnen analyseren, en om het alternatief van een beslissing tot weigering steunend op louter formele basissen te vermijden, heeft de CREG zich voor bepaalde aspecten van de berekeningsmethode gebruikt door de CREG ook moeten baseren op de volgende externe documenten:

- de algemene beschrijving van de methode voor de berekening van capaciteit zoals vóór 2 september 2010 door Elia op haar website werd gepubliceerd;
- de oriëntatiestudie die in februari 2008 door de partners van het project van CWE-marktkoppeling werd uitgevoerd;
- de documenten van het CWE MC-project die in april 2010 aan de regulatoren van de CWE-regio werden voorgelegd;
- de documenten in verband met de bepaling van de overdrachtcapaciteiten gepubliceerd door ENTSO-E op haar website.

Het is belangrijk de nadruk te leggen op het feit dat de beschrijving van de berekeningsmethode toegepast door Elia, die lager in onderhavige beslissing wordt opgenomen, niet als doel heeft volledig te zijn noch een gedetailleerde omschrijving te geven van alle stappen van de berekeningsmethode. In principe werd deze taak toevertrouwd aan de netbeheerder, die over alle nodige gegevens beschikt om dit uit te voeren.

De voornaamste kenmerken van de berekeningsmethode voorgesteld door Elia worden hieronder echter beschreven en besproken teneinde de bezwaren van de CREG in verband met bepaalde aspecten van de voorgestelde berekeningsmethode beter te kunnen plaatsen.

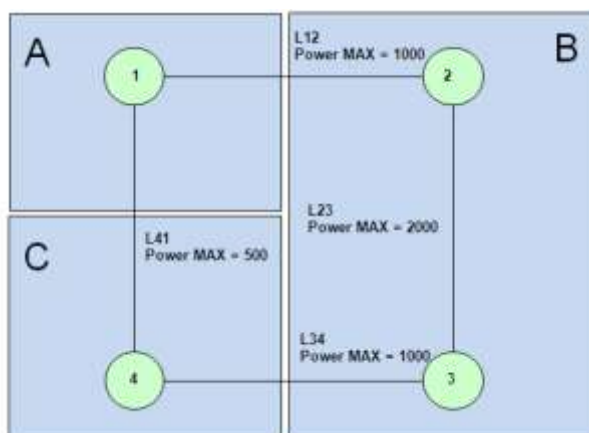


## III.2. Theoretische beschouwingen

42. Alvorens over te gaan tot een gedetailleerde beschrijving en een analyse van de werking van de voorgestelde en vandaag toegepaste methoden voor de berekening van de capaciteit, is het nuttig om de basisbeginselen van de wetten van de fysica te herhalen die de manier waarop elektriciteit in een vermaasd transmissienet stroomt, bepalen. Deze wetten van de fysica worden omschreven aan de hand van een groep vergelijkingen (2) die aan Kirchhoff worden toegekend. In dit hoofdstuk wordt een vereenvoudigd voorbeeld gebruikt om de werking van deze elektriciteitsnetten te verduidelijken. Hetzelfde voorbeeld zal verder in deze beslissing worden gebruikt om de toepassing van de voorgestelde methoden voor de berekening van capaciteit beter te begrijpen. De beginselen die hieronder synthetisch worden beschreven, worden ook toegepast in het deel van het net van ENTSO-E waarin het net van Elia zich bevindt.

### III.2.1 Vereenvoudigd voorbeeld

43. Het voorgestelde vereenvoudigde voorbeeld bestaat uit drie landen, waarvan twee landen A en C bestaan uit een knoop en een land B bestaat uit twee knopen, 2 en 3. Alle knopen zijn in een enkele lus met elkaar verbonden. De knopen vormen het enige punt waar een marktspeler elektriciteit in het net kan injecteren of van het net kan afnemen. De topologie van dit voorbeeld wordt in onderstaande figuur weergegeven.



44. Alle lijnen hebben dezelfde impedantie, maar de maximale (warmte-)capaciteiten van de vier lijnen verschillen. De lijnen L12 en L34 hebben een maximale capaciteit van 1000 MW, lijn L23 heeft een maximale capaciteit van 2000 MW en lijn L41 heeft een capaciteit van 500 MW.

## **III.2.2 Commerciële uitwisselingen**

45. Voor de grensoverschrijdende handel tussen landen onderling moet deze verrichting bij de TNB's worden gemeld. Deze aanmelding, die vaak "nominering" wordt genoemd, vindt plaats bij de twee TNB's die door een grens zijn betrokken en geeft het volume en het uurrooster van de voorziene uitwisselingen aan. Een marktspeler die elektriciteit wenst uit te wisselen tussen landen die geen gemeenschappelijke grens hebben, heeft meerdere mogelijkheden. De nauwkeurige sequentie van de nomineringen die hij zal uitvoeren, zal het contractuele traject van de commerciële elektriciteitstransactie bepalen.

## **III.2.3 Wetten van de fysica**

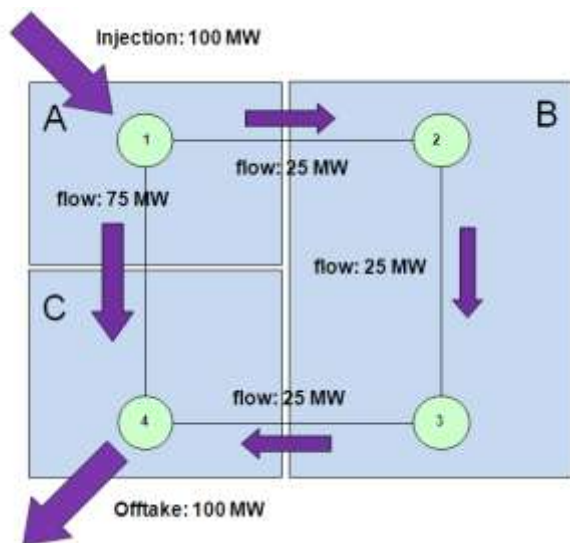
46. De toewijzing van elektriciteitsstromen, ook fysieke stromen genoemd, op het net zal echter niet overeenkomen met dit contractuele traject. Deze toewijzing volgt de wetten van Krichhoff. Het zal niet uitsluitend één traject volgen, maar eerder alle mogelijke trajecten, in functie van de weerstand van het traject ten opzichte van de stromen. Het grootste deel van de elektriciteit zal het kortste traject nemen, dat de zwakste weerstand vertoont. De langere trajecten of de trajecten waarvan de weerstand groter is, zullen slechts een klein deel van de elektriciteitsuitwisseling vervoeren.

47. Het deel van een elektriciteitsoverdracht dat een bepaald traject, een lijn of een interconnectie volgt, wordt bepaald door de elektriciteitsdistributiefactor, tevens "PTDF" of "DF" genoemd. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de distributiefactoren die overeenkomen met het vereenvoudigde voorbeeld. De waarde -0,75 van de cel op de eerste lijn van de tweede kolom betekent dat 75 % van de fysieke stromen voortvloeiend uit een transactie van knoop 2 naar knoop 1 de lijn L12 zal volgen. Het "min"-teken betekent dat de elektriciteit van knoop 2 naar knoop 1 stroomt, in de tegengestelde richting ten opzichte van de referentielijn. Knoop 1 wordt als referentie gebruikt.

**Matrix PTFD:**  
**Knoop/lijn**

Transacties (knoop naar hub)				
1 => 1    2 => 1    3 => 1    4 => 1				
Lijn				
L12	0	-0,75	-0,5	-0,25
L23	0	0,25	-0,5	-0,25
L34	0	0,25	0,5	-0,25
L41	0	0,25	0,5	0,75

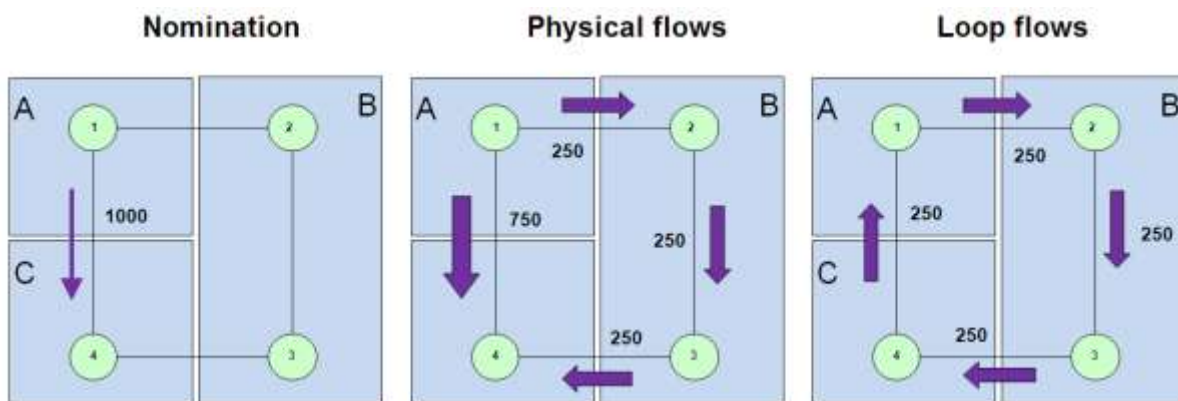
48. De gevolgen van de fysieke eigenschappen van ons net kunnen worden weergegeven aan de hand van de weerslag van een (commerciële) elektriciteitsuitwisseling van 100 MW van land A (knoop 1) naar land C (knoop 4) op de stromen in de transmissielijnen.



49. Dit voorbeeld toont aan dat een commerciële uitwisseling van land A naar land C een invloed heeft op de stromen van alle elektriciteitslijnen van het net: het grootste deel van de stromen (75 MW) volgt het kortste traject en neemt lijn L41 terwijl een significant deel (25 MW) van de elektriciteitsstromen het langste traject, dat bestaat uit de lijnen L12, L23 en L34, volgt.

### III.2.4 Loop flow

50. Voor een gegeven interconnectie komt het verschil tussen de fysieke stromen en de genomineerde commerciële stromen overeen met de *loop flows*. Hieronder worden de drie concepten weergegeven.



51. De vergelijking van de nomineringen op de grens en de waargenomen fysieke stromen kunnen worden verklaard door de aanwezigheid van een *loop flow*. De *loop flows* komen overeen met de fysieke stromen voor de grenzen waar geen nomineringen zijn.

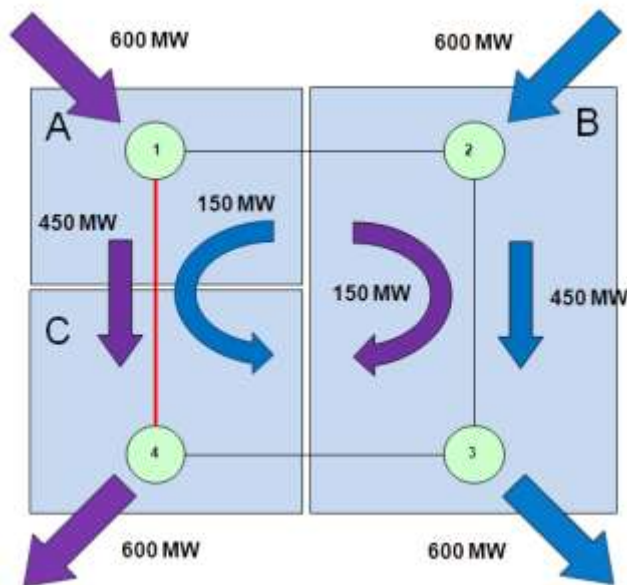
### III.2.5 De congestie en de prioriteit van de uitwisselingen

52. Wanneer een net niet op een veilige manier de fysieke stromen voortvloeiend uit handelsverrichtingen kan beheren, wordt gezegd dat het net “gecongestioneerd” is.

53. Indien een handelsverrichting van 1.000 MW nodig is van knoop 1 naar knoop 4, zullen de stromen van lijn L41 oplopen tot 750 MW, wat veel meer is dan de maximale capaciteit die de lijn zou kunnen beschadigen en de veiligheid van het net in het gedrang zou kunnen brengen. Bijgevolg zou een dergelijke handelsverrichting moeten worden geweigerd door de TNB. Deze taak is eenvoudig in geval van grensoverschrijdende uitwisselingen die ex ante moeten worden aangegeven (genomineerd) bij de TNB.

54. Dit punt wordt ingewikkelder indien er zowel interne als grensoverschrijdende uitwisselingen plaatsvinden, zoals in onderstaande figuur wordt weergegeven. In deze situatie veronderstelt men dat een interne uitwisseling van 600 MW (van knoop 2 naar knoop

3) in land B gelijktijdig voorkomt als een grensoverschrijdende uitwisseling van 600 MW van land A naar land C. De totale fysieke stromen op lijn L41 bedragen 450 MW, de “rechtstreekse” stroom voortvloeiend uit de grensoverschrijdende uitwisseling AC vermeerderd met de “loop flow” van 150 MW voortvloeiend uit de interne uitwisseling in land B, in totaal dus 600 MW. Lijn L41, waarvan de maximale (warmte-)capaciteit 500 MW bedraagt, wordt dus door deze waarde overbelast.



55. De taak van de methoden voor congestiebeheer bestaat er juist in de zeldzame overdrachtcapaciteit tussen meerdere handelsverrichtingen op een doeltreffende, niet-discriminerende en met de markt conforme manier toe te kennen. Dit voorbeeld stelt in het bijzonder de kwestie van de prioriteit tussen de twee soorten uitwisselingen aan de orde aangezien ze beiden een schaars openbaar goed gebruiken.

### **III.3. Analyse van het eerste deel van de voorgestelde methode van capaciteitsberekening: bilaterale berekening**

56. De eerste fase van de voorgestelde capaciteitsberekening komt overeen met de methoden toegepast op de grens tussen België en Frankrijk en op de grens tussen België en Nederland vóór het begin van de marktkoppeling. Deze twee methoden berusten op de ATC-methode, de meest voorkomende methode voor de berekening van capaciteit.

#### **III.3.1 Beschrijving van de algemene ATC-methode**

57. In de inleiding van het berekeningsmodel voorgesteld door Elia geeft Elia een algemene beschrijving van de de ATC-berekeningsmethode die ze toepast op het Belgische net. Daarnaast licht ze de meest gebruikte concepten kort toe.

58. De documenten betreffende de definitie en de procedures inzake de evaluatie van de grensoverschrijdende overdrachtcapaciteiten die overeenkomen met de ATC-methode ("Available Transmission Capacity" of beschikbare overdrachtcapaciteit) en die ETSO in 2001 heeft gepubliceerd, verstrekken hieromtrent meer details. Deze documenten worden vandaag nog steeds gebruikt door verschillende TNB's, zoals Elia, als referentiedocumenten in het kader van een algemene beschrijving van hun methoden voor de berekening van capaciteit<sup>12</sup>.

59. In het ETSO-document over de definitie van de overdrachtcapaciteiten staat dat de totale overdrachtcapaciteit ("Total Transfer Capacity" of TTC) overeenkomt met *"het maximale uitwisselingsprogramma tussen twee zones die conform zijn met de operationele veiligheidsnormen van toepassing op elk systeem indien de toekomstige netomstandigheden alsook de productie- en belastingsmodellen op voorhand volledig gekend waren.*

*De TTC is steeds verbonden met een gegeven scenario, namelijk een productieprogramma, een verbruiksschema en een beschikbaar net die samen de gegevens vormen die toelaten*

---

<sup>12</sup> Het is interessant om vast te stellen dat deze concepten nauw aansluiten bij de concepten voorgesteld in het document over de "Available Transmission Capability – Definition and Determination" dat reeds in 1996 door de North American Electric Reliability Council werd gepubliceerd.

*een wiskundig model van het elektrische systeem uit te werken (load-flow vergelijkingen). De oplossing van dit model leidt tot de kennis van de spanningen ter hoogte van de knopen van het net en van de elektriciteitsstromen binnen de elementen van het net, de parameters waarop een TNB let om de veiligheid van een systeem te evalueren. De oplossing van dit systeem is het zogenaamde basisscenario, het is het uitgangspunt voor de berekening van de TTC. Bijgevolg vereist de evaluatie van de TTC tussen twee elektrische zones het volgende:*

- *een scenario met een lokaal elektrisch systeem kiezen;*
- *een basisscenario dat de verdeling van alle inlichtingen tussen de TNB's inhoudt bepalen teneinde het globale load-flow model uit te werken;*
- *een overeengekomen procedure voor de uitvoering van de berekeningen naleven.*

*Als resultaat van deze procedure komt de TTC overeen met het maximale uitwisselingsprogramma tussen de twee zones in kwestie indien het productie- en belastingschema in deze zones en in andere zones die sterk geïnterconnecteerd zijn met deze twee zones, nauwkeurig overeenkomt met de hypothesen die in de evaluatiefasen werden gesteld, namelijk de impliciete hypothesen in het basisscenario.”*

60. Deze definitie geeft duidelijk aan dat de berekende TTC slechts in bepaalde, specifieke marktomstandigheden geldig is en dat ze, zoals hierboven vermeld, een bijkomende veiligheidsmarge vereist voor de *loop flows* en de coördinatie.

### **III.3.1.1 Basisscenario**

61. Naast de algemene beschrijving van de methode die in het document inzake de definitie van de overdrachtcapaciteiten werd opgenomen, wordt de opbouw van het basisscenario nader toegelicht in punt 3.1 van datzelfde document. In dit deel staat het volgende: *“Zoals in het voorgaande hoofdstuk werd opgemerkt, begint de berekening van de TTC's met de uitwerking van een basisscenario. Dit basisscenario zal alvast uitwisselingsprogramma's bevatten tussen elk paar aan elkaar grenzende controlezones. Het betreft de verschillende verrichtingen (van contracten op lange termijn tot spotcontracten) die, overeenkomstig wat in het verleden werd waargenomen, in de voorziene situatie zouden kunnen bestaan. Voor een gegeven paar aan elkaar grenzende controlezones A en B, waarvoor capaciteiten moeten worden berekend, geeft figuur 2 een globaal BCE-uitwisselingsprogramma weer (“Base Case Exchange” of uitwisseling van het basisscenario) dat in het basisscenario bestaat.”*

62. Deze paragraaf verwijst naar andere grensoverschrijdende uitwisselingen (op andere grenzen) die reeds in het basisscenario vervat zitten. Deze worden “uitwisselingen van het basisscenario” of BCE genoemd. Tegen D-1 kunnen deze uitwisselingen ook worden gevormd door de nomineringen op lange termijn<sup>13</sup>.

63. Punt 4.1 van hetzelfde document, over het fenomeen van de “parallelstromen”, gaat nog een stap verder en legt uit waarom en op welke manier het systeem al kan zijn belast (fysieke stromen in de transmissie-elementen), ook al vinden er geen (grensoverschrijdende) handelsverrichtingen plaats: *“In een sterk geïnterconnecteerd net als het UCTE-net stroomt de elektriciteit echter via de grensoverschrijdende verbindinglijnen tussen de twee aan elkaar grenzende zones A en B en kan het worden gezien als een superpositie van een directe stroom, dat toe te schrijven is aan uitwisselingen tussen A en B, en een parallelle stroom, dat toe te schrijven is aan alle andere uitwisselingen in het vermaasde net alsook aan de productiesite en de belasting in de verschillende netten. Bijgevolg zou er een parallelstroom bestaan, ook al zouden alle uitwisselingen binnen het geïnterconnecteerd systeem op nul worden gebracht.”*

Een voetnoot in verband met een van de laatste woorden van de paragraaf, met name het woord “nul”, legt het volgende uit: *“De uitwisselingen tussen A en om het even welk ander systeem dan B, tussen B en om het even welk ander systeem dan A, de uitwisselingen tussen om het even welk ander paar controlezones en wat soms de “natuurlijke stromen” worden genoemd, die zelfs optreden wanneer er geen uitwisselingen zijn tussen elk paar controlezones omwille van het productie- en belastingsschema van de netten.”*

64. De laatste zin van bovenvermelde paragraaf geeft duidelijk aan dat er zelfs zonder de minste grensoverschrijdende (handels-)verrichting grensoverschrijdende stromen kunnen zijn. Dit is een rechtstreeks gevolg van de wetten van de fysica (zie hoger paragraaf 47) die de elektriciteitsstromen in vermaasde netten beheersen. Deze stromen vloeien voort uit het feit dat de productie en de vraag zich niet op dezelfde plaats bevinden. Dit fenomeen wordt versterkt door de vrijmaking van de markt, het einde van de gecentraliseerde planning en de installatie van nieuwe productie-eenheden waar primaire energie beschikbaar is (gas, windenergie, enz.) zonder rekening te houden met de verplichtingen en de verliezen van het net. Recente berekeningen uitgevoerd door de TNB's in het kader van de invoering van de marktkoppeling in de CWE-regio hebben de extreme gevolgen van dit fenomeen verduidelijkt door middel van de problematiek van de “vooraf gecongestioneerde scenario's” (zie punt

---

<sup>13</sup> Hier dient te worden opgemerkt dat het basisscenario voor de uitwisselingen op lange termijn op deze grens geen grensoverschrijdende uitwisselingen omvat.



III.4.2 hieronder).

65. De hieronder beschreven procedure wordt ook door Elia gevolgd, maar dit is moeilijk af te leiden uit de tekst die de onderneming heeft voorgelegd. De hoofdstukken 1.1 en 1.2 beschrijven de opbouw van het basisscenario. In hoofdstuk 1.1 vermeldt Elia louter dat voor een “vergelijkbare netsituatie” wordt gekozen die als basis dient voor de berekening van de capaciteit. Voor elke typedag van de week die volgt (weekdag, zaterdag, zondag) wordt een referentiebestand gekozen. Deze geeft het volledige Belgische net in het verleden weer, rekening houdend met de specificiteiten van de week die volgt. Voor elke dag in het verleden is de historische situatie beschikbaar in de vorm van een bestand (in DACF-formaat). Dit bestand omvat inlichtingen over de topologie van het net, het productiepark, de belasting en de import/export per zone. Deze referentiebestanden worden vervolgens aangepast en verfijnd in functie van de situatie van het net voor de week die volgt (bijvoorbeeld rekening houdend met geplande onderbrekingen of gekozen buitendienststellingen). Vervolgens worden externe elementen in aanmerking genomen<sup>14</sup>.

66. De tekst die Elia heeft ingediend, vermeldt echter niet welke verrichtingen en stromen specifiek in het basisscenario werden opgenomen. Het document voorgelegd door Elia stelt dat het basisscenario eventueel moet worden aangepast door middel van de voorziene *loop flows*, die betrekking lijken te hebben op alle uitwisselingen in de regio. Desondanks vermeldt Elia niet of zij overgaat tot een annulering van de uitwisselingen op de grens die het voorwerp uitmaakt van deze studie.

67. Ook al wordt dit punt noch hierboven noch in de nota van Elia ter beschrijving van het algemene model (zie punt 1.1), duidelijk omschreven, toch moet uiteindelijk worden benadrukt dat, om op doelmatige wijze de maximale uitwisselingscapaciteit van een interconnectie te kunnen berekenen, men rekening moet houden met de uitwisselingen die reeds in het basisscenario aanwezig zouden kunnen zijn en ze indien nodig verwijderen. Inzonderheid wanneer het basisscenario bestaat uit een momentopname van de bestaande uitwisselingen op een welbepaald moment dat als typerend wordt gezien voor de bestudeerde toekomstige situatie (gebruik van het DACF-bestand: “Day Ahead Congestion Forecast”), dan gebeurt dit door de nomineringen opgenomen op de bestudeerde grens te annuleren. In geval van een bilaterale berekening op een grens, worden enkel de nomineringen op deze grens geannuleerd. Bij gebrek aan een geschikte coördinatie tussen

---

<sup>14</sup> De beschrijving van het berekeningsmodel zoals voorgelegd door Elia stelt dat de opbouw van het basisscenario van de referentiesituatie op verschillende momenten plaatsvindt (week-1, dag-2). Ook al kan het basisscenario later worden aangepast en verfijnd, toch blijft de gebruikte methode dezelfde.

de TNB's zijn de nomineringen die overeenkomen met de andere grensoverschrijdende uitwisselingen onbekend. In onderstaand punt III.4.3.1 zal men zien dat, in het kader van de CWE-marktkoppeling, alle grensoverschrijdende uitwisselingen binnen de regio worden verwijderd.

68. Kort samengevat toont dit deel aan dat, vóór het begin van de berekening van de grensoverschrijdende overdrachtcapaciteiten op een grens, het transmissienet al belast is met nationale handelsverrichtingen opgenomen in het basisscenario. Deze verrichtingen zouden grensoverschrijdende stromen naar de interconnecties zonder grensoverschrijdende handelsverrichting kunnen teweegbrengen. Daarnaast is het net ook reeds belast met andere grensoverschrijdende uitwisselingen op andere grenzen, die niet het voorwerp uitmaken van de berekening en waarvan de precieze eigenschappen vaak onbekend zijn.

### **III.3.1.2 Definitie van de NTC en de ATC**

69. Na figuur 2 onder punt 3.1 worden de volgende stappen voor de berekening van de capaciteit beschreven: "In het kader van de berekening van de TTC's van zone A naar zone B stijgt vanaf deze beginsituatie de productie in controlezone A stapsgewijs en daalt het in zone B, waardoor een elektriciteitsstroom ontstaat van zone A naar zone B. De productieschommelingen worden in figuur 2 respectievelijk voor de stijging en de daling aangeduid door  $\Delta E+$  en  $\Delta E-$ . Dit proces wordt gevolgd totdat de veiligheidsregels in systeem A of B worden overtreden ( $\Delta E_{max+}$  /  $\Delta E_{max-}$ ). De maximale uitwisseling van A naar B die verenigbaar is met de veiligheidsregels zonder rekening te houden met onzekerheden en onduidelijkheden, de TTC van A naar B (het gaat dan over  $BCE + \Delta E_{max+}$ : zie lager) komt overeen met de TTC van A naar B."

70. Ook al is hetgeen hieronder volgt niet absoluut noodzakelijk voor ondervermelde bewijsvoering, toch wordt de definitie van de overdrachtcapaciteiten volledigheidshalve in punt 2 van het document inzake de definitie afgerond door uitleg over de transportbetrouwbaarheidsmarge ("Transmission Reliability Margin" of TRM) waarmee rekening wordt gehouden om het hoofd te bieden aan "onzekerheden inzake de berekende TTC-waarden afkomstig van de volgende elementen: a) onopzettelijke afwijkingen van fysieke stromen tijdens de uitbating omwille van de fysieke werking van de regulering van de belastingsfrequentie, b) dringende uitwisselingen tussen TNB's om in realtime onverwachte onevenwichten te verhelpen en c) onduidelijkheden, bijvoorbeeld betreffende de ingezamelde gegevens en de metingen."

71. Vervolgens wordt de netto-overdrachtcapaciteit ("Net Transfer Capacity" of NTC)

gedefinieerd als  $NTC = TTC - TRM$ . Voor een bepaalde periode is de beschikbare overdrachtcapaciteit (“Available Transfert Capacity” of ATC) gelijk aan de NTC verminderd met de reeds toegewezen capaciteit (“Already Allocated Capacity” of AAC) tijdens de voorgaande periodes:

$$ATC = NTC - AAC$$

Deze berekening gebeurt vaak in D-1 op basis van de nomineringen opgenomen voor de producten op lange termijn.

In de inleiding van de tekst die Elia heeft voorgelegd, wordt ook een gelijkaardige definitie gegeven voor de TRM, de NTC en de ATC.

### ***III.3.2 Methode toegepast op de Frans-Belgische grens***

72. Over het algemeen komt de methode toegepast op de Frans-Belgische grens overeen met de algemene beschrijving van de ATC-methode omschreven onder punt III.3.1. Om de methode beter te begrijpen, worden echter bijkomende inlichtingen gegeven omtrent de uitwerking van basisscenario's en de coördinatie met andere TNB's.

#### **III.3.2.1 Opbouw van het basisscenario**

73. In het kader van de berekening van de overdrachtcapaciteit aan de Franse grens werkt Elia twee basisscenario's uit, een voor elke richting. De basisscenario's houden rekening met de geplande buitendienststellingen (zowel de elementen van het net als de productie-eenheden) en verschillen voornamelijk op het vlak van de hypothesen die worden gesteld met betrekking tot de waargenomen *loop flows* en de uitwisselingen op IFA (Interconnexions France – Angleterre), de DC-interconnectie tussen Frankrijk en Groot-Brittannië die deze grens aanzienlijk beïnvloedt.

74. Elke van deze hypothesen komen individueel overeen met kritische situaties. Volgens Elia zijn deze situaties individueel niet de meest dwingende situaties, maar stemmen ze overeen met de minst optimale situaties die zich, op basis van de ervaring van de TNB, redelijkerwijze zouden kunnen voordoen<sup>15</sup>.

75. Voor IFA komen deze kritische (maar toch realistische) situaties overeen met de

---

<sup>15</sup> Zie de beschrijving gegeven door Elia, p. 4

import of export van 1.500 MW op een totale capaciteit van de DC-verbinding van 2.000 MW.

76. Wat betreft de *loop flows* berusten de hypothesen op waarden die eerder werden waargenomen voor een vergelijkbare dag in de richting die in aanmerking werd genomen voor de berekening van de verwezenlijkte invoer- of uitvoercapaciteit. Het is niet ongebruikelijk dat het niveau in beide richtingen oploopt tot 1.000 MW.

77. De *loop flows* geven de andere grensoverschrijdende en nationale uitwisselingen die in de regio worden verwezenlijkt weer. De TNB's houden de grensoverschrijdende uitwisselingen nauwlettend in het oog en hun waarden, alsook de overeenstemmende *loop flows*, stijgen niet met de tijd<sup>16</sup>.

78. Dezelfde bewering is niet van toepassing op de interne of nationale uitwisselingen. De laatste jaren zijn de loop-flows in verband met nationale transacties zichtbaar gestegen. Deze tendens is te wijten aan het feit dat de lokalisatie van nieuwe productie-eenheden niet langer geassocieerd is met de lokalisatie van de belasting en met een doeltreffende uitbating van het net (minimalisatie van de verliezen), omwille van een gebrek aan doeltreffende locationele signalen<sup>17</sup>. Vandaag wordt de lokalisatie van productie-eenheden in verband gebracht met de beschikbaarheid van primaire brandstofbronnen (gas, wind, enz.), wat niet overeenstemt met de lokalisatie van de belasting en de congesties op het transmissienet. Deze handelswijze doet het volume van de *loop flows* en de congesties stijgen en toont het belang van locationele signalen voor de installatie van nieuwe productie-eenheden aan.

79. Om de impact van deze *loop flows* te beperken, heeft Elia onlangs drie dwarsregelaars geplaatst op de interconnectie met Nederland. Het doel hiervan is om beter te waken over de transitstromen die België doorkruisen en om ze beter te controleren.

80. Het is ook belangrijk te begrijpen dat de hypothesen gemaakt voor de berekening van de importcapaciteit niet identiek zijn aan de hypothesen in geval van export. Voor de berekening van de exportcapaciteit zijn de *loop flows* verondersteld van het noorden naar het zuiden te lopen, terwijl ze voor de berekening van de import verondersteld zijn in de tegengestelde richting te lopen. Dezelfde redenering wordt gevolgd voor de hypothesen gesteld op IFA: een exportwaarde (Frankrijk naar Groot-Brittannië) voor de berekening van de export en een importwaarde in geval van import.

---

<sup>16</sup> Dit punt wordt bevestigd door het eerste regionale CWE-opvolgingsverslag en door het document "Power to the People of Europe" van Georg Zachmann dat werd gepubliceerd door het studiecentrum Bruegel ([http://www.bruegel.org/uploads/tx\\_btbbreugel/1006-Electricity\\_Single\\_Market-PB.pdf](http://www.bruegel.org/uploads/tx_btbbreugel/1006-Electricity_Single_Market-PB.pdf)).

<sup>17</sup> Vóór de vrijmaking van de markt was dit het geval door middel van een gecentraliseerd planningsproces van de nieuwe productie-eenheden.

81. Deze conservatieve hypothesen kunnen worden verklaard door de grote afwijkingen van de *loop flows* tijdens de dag (3.000 MW is niet uitzonderlijk) en door het feit dat Elia dagelijks twee keer de capaciteit berekent.

82. Het gevolg van deze asymmetrische hypothesen is dat de transmissiecapaciteit die omwille van *loop flows* niet voor een richting is gegeven, ook niet wordt gegeven voor de tegengestelde richting. Deze benadering heeft als rechtstreeks gevolg dat de eventueel beschikbare commerciële interconnectiecapaciteit beperkt is. In principe zou een stijging van de interconnectiecapaciteit ten belope van de loop-flows in de tegengestelde richting voordelig kunnen zijn voor de interconnectiecapaciteit in een welbepaalde richting. In tegenstelling tot een berekeningsmethode gebaseerd op de stroom, laat een ATC-methode echter een dergelijke stijging van de interconnectiecapaciteit niet toe omwille van de veiligheid van het net. Bijgevolg is deze methode op dit punt minder dan optimaal.

83. Dit fenomeen van onderuitbating van de interconnectiecapaciteiten wordt versterkt door de hieronder voorgestelde fase van coördinatie van het berekeningsproces van de capaciteit.

### **III.3.2.2 Coördinatie met de buur-TNB's**

84. Naast de twee eerste, reeds geïdentificeerde, fasen van het berekeningsproces van de capaciteit, namelijk de uitwerking van een basisscenario en de berekening van de transmissiecapaciteit, omvat de praktische uitvoering van een benadering op basis van de ATC een derde fase met betrekking tot de nodige coördinatie met de buur-TNB's.

85. Op de Frans-Belgische grens komt deze coördinatie overeen met een vergelijking van de NTC-waarden berekend door beide TNB's voor dezelfde richting en, veiligheidshalve, met de weerhouding van de laagste van de twee waarden. De grensoverschrijdende transmissiecapaciteiten zijn bijgevolg beperkt voordat andere maatregelen worden overwogen.

86. In het kader van het berekeningsproces van de capaciteit wordt geen rekening gehouden met de redispatchingmaatregelen eigen aan een land<sup>18</sup>. Ze worden als maatregel wel in laatste instantie gebruikt.

87. Bovendien omvat de redispatching omwille van de huidige organisatie ervan een kost

---

<sup>18</sup> Vandaag de dag bestaat er geen enkele regionale coördinatie van de redispatching.

voor de TNB die op het geheel van de nationale gebruikers van het net wordt gesocialiseerd en die derhalve moet worden geminimaliseerd, ongeacht de doeltreffendheid ervan. Gedurende enkele uren kunnen de interne (of grensoverschrijdende) redispatchingacties namelijk grensoverschrijdende transmissiecapaciteit met een grotere sociaal-economische meerwaarde vrijmaken.

88. Tot slot dient nog te worden benadrukt dat de TNB's zich enkel aansprakelijk achten voor de veiligheid van hun eigen systeem en voor de berekening van de grensoverschrijdende capaciteiten op hun grenzen: ze houden geen (of op onvolledige wijze) rekening met wat in andere landen gebeurt ten gevolge van hun gedrag, ook al eisen de artikelen 1.7 en 1.8 van de richtsnoeren een betere evaluatie van de weerslag van het congestiebeheer op derde landen.

### **III.3.2.3 Conclusies**

89. Bovenstaande punten III.3.2.1 en III.3.2.2 hebben aangetoond dat het eerste deel van de methode voor de berekening van de capaciteit voorgesteld in het kader van de marktkoppeling<sup>19</sup> voorrang geeft aan de uitwisselingen opgenomen in het basisscenario, namelijk de uitwisselingen intern aan de landen.

90. Daarnaast is het ook duidelijk dat deze methode niet toelaat om de maximale interconnectie- en/of transmissienetcapaciteit die de grensoverschrijdende stromen treffen, ter beschikking te stellen van de marktspelers. Dit is te wijten aan de toename van de veiligheidsmarges waarmee rekening wordt gehouden in het kader van het berekeningsproces zoals de marges voor de *loop flows*, de kritische (maar nochtans realistische) situatie voor IFA, de minimale waarde aan weerszijden van de grens en de uitvoering van slechts twee berekeningen per dag.

### **III.3.3 Methode toegepast op de Belgisch-Nederlandse grens**

91. De methode toegepast op de grens met Nederland is totaal verschillend van de methode toegepast op de zuidelijke grens, ook al geeft Elia dit verschil niet altijd op een duidelijke manier weer. De capaciteiten op de noordelijke grens vloeien voort uit een akkoord tussen de TNB's afgesloten in 2001 met Elia Tennet, RWE en EON. Het voornaamste doel

---

<sup>19</sup> Wordt toegepast op de Frans-Belgische grens vóór het begin van de marktkoppeling.

was toen om de importcapaciteiten van Nederland te coördineren. De totale importcapaciteit, die toen 3.600 MW bedroeg en nu oploopt tot 3.850 MW<sup>20</sup>, wordt voor een derde toegewezen aan België en voor twee derde aan Duitsland. De toegewezen capaciteit is constant, behalve indien een interconnectielijn onbeschikbaar is.

92. In haar beschrijving van het model voor de berekening van de transmissiecapaciteit meldt Elia het volgende: “Voor de noordelijke grens bestaat er een regionaal contractueel kader dat de maximale waarden (1.401 MW) vastlegt. De mogelijkheid van deze maximale waarden wordt gecontroleerd door de veiligheid van het net te berekenen. Zo niet moeten deze waarden worden verminderd.”

93. Met andere woorden, de transmissiecapaciteiten op 24 uur worden niet berekend en de berekeningen uitgevoerd door Elia hebben meer weg van een ex post veiligheidscontrole (ten opzichte van de bepaling van de transmissiecapaciteit).

94. Bijgevolg is het niet verwonderlijk dat deze methode meestal identieke resultaten oplevert, ongeacht de periode van het jaar. Daarnaast is het ook niet verwonderlijk dat de voorgestelde transmissiecapaciteiten gemiddeld zeer laag zijn vergeleken met de waarden voorgesteld op de zuidelijke grens en dat de capaciteiten van het transmissienet slecht worden uitgebaat.

95. Aangezien de maximale waarden per definitie geplafonneerd zijn, kan deze methode onmogelijk conform zijn aan artikel 6.3 van de verordening, dat stelt dat de TNB's de maximale capaciteit van de transmissienetten ter beschikking moeten stellen van de marktspelers.

96. Omdat deze capaciteiten door een overeenkomst worden bepaald, volgt deze methode nochtans niet dezelfde tendens als de meer klassieke ATC-methode die op de zuidelijke grens wordt toegepast en die wordt gekenmerkt door een gemiddelde vermindering van de grensoverschrijdende capaciteiten voorgesteld aan de markt (zie tabel onder paragraaf 123).

---

<sup>20</sup> Zie het document “Transmissions Options for 2010” van TenneT, [http://www.tennet.org/english/images/transmission%20options%202010\\_tcm43-18437.pdf](http://www.tennet.org/english/images/transmission%20options%202010_tcm43-18437.pdf).

### **III.3.4 Voorbeeld ter illustratie van de toepassing van de bilaterale methode**

97. De werking van de berekeningsmethode van de ATC-capaciteit die op de zuidelijke grens wordt toegepast, wordt hieronder geïllustreerd door de methode toe te passen op het vereenvoudigde voorbeeld dat hoger onder punt III.2.1 werd voorgesteld. Er dient te worden vermeld dat onderstaand voorbeeld eenvoudigheidshalve geen rekening houdt met de “Transmission Reliability Margin” (hierna TRM) en met de beperkingen van de transmissiecapaciteit in verband met de “N-1”-voorwaarden. Deze elementen beperken nog meer de interconnectiecapaciteit zonder echter de beginselen van de methode te beïnvloeden. Bovendien stelt men hier als hypothese dat enkel dagtoewijzingen van de interconnectiecapaciteit op de grenzen van het voorbeeld worden verwezenlijkt en dat geen enkele telling van de maand- en/of jaarcapaciteiten nodig is<sup>21</sup>.

98. De drie verschillende fasen van de bepaling van de grensoverschrijdende capaciteit beschikbaar van land A naar land C, alsook in de tegengestelde richting, worden hieronder bestudeerd. Daarnaast wordt verondersteld dat deze berekening overeenkomt met de bepaling van de capaciteiten op 24 uur en dat geen enkele capaciteit op lange termijn wordt toegewezen.

#### **III.3.4.1 Basisscenario's**

99. Er moeten twee basisscenario's worden bepaald: een voor de export van land A naar land C en een voor de import.

100. Wat betreft de export van land A naar land C wordt verondersteld dat de hypothesen gesteld omtrent de uitwisselingen vervat in het basisscenario (hoofdzakelijk hypothesen betreffende de *loop flows* en over IFA in het kader van het Belgische netwerk) een *loop flow* van 333 MW opleveren in de zuidelijke richting. In dit vereenvoudigde voorbeeld komt dit overeen met een uitwisseling van 1.333 MW van knoop 2 naar knoop 3, dus intern aan land B. Deze uitwisseling veroorzaakt een directe stroom van 1.000 MW binnen land B, op lijn L23 (en een *loop flow* van 333 MW van knoop 2 => 1 => 1 => 4 => 3), zoals hieronder

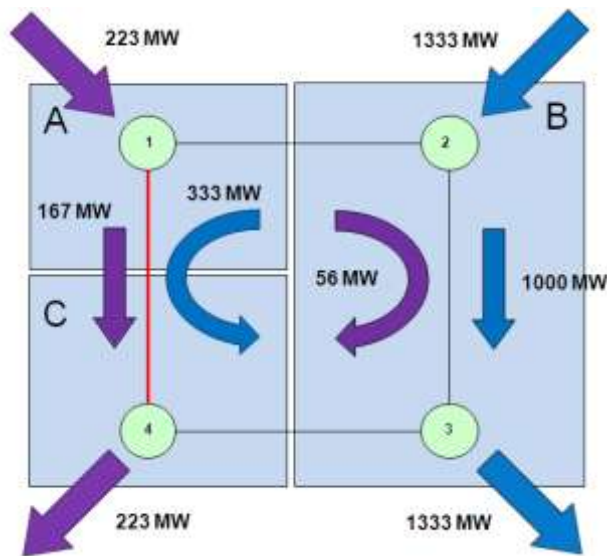
---

<sup>21</sup> Hier dient te worden opgemerkt dat hetzelfde geldt voor de bepaling van de capaciteiten op lange termijn die voortvloeien uit de bepaling van de grensoverschrijdende uitwisselingen die de veiligheid van het net niet in gevaar brengen voor alle mogelijke situaties van het net die zich tijdens het jaar kunnen voordoen.





uitwisseling van 223 MW, worden in onderstaande figuur geïllustreerd.



106. Volgens dezelfde redenering maar aan de hand van een ander basisscenario (zie hoger) zal de maximale bilaterale importcapaciteit in de tegengestelde richting  $500-200)/0,75 = 400$  MW bedragen.

107. Deze waarde verschilt volledig van de waarde die men zou hebben verkregen indien men het basisgeval van de tegengestelde richting zou hebben gebruikt. In dat geval zou de NTC gelijk zijn aan de interconnectiecapaciteit, 500 MW, vermeerderd (en niet verminderd) met de *loop flows* waarmee rekening werd gehouden in het basisgeval van de tegengestelde richting, dit wil zeggen 333 MW. In totaal loopt dit op tot 833 MW, een waarde dat nog moet worden verdeeld door de beïnvloedingsfactor van 0,75. Dit levert een waarde van 1.111 MW op voor de NTC<sup>22</sup>. De vergelijking van de waarden die voortvloeien uit deze twee benaderingen tonen aan hoe belangrijk de invloed is van het in overweging nemen van deze “minder optimale situaties” eigen aan elke richting op het resultaat van de berekeningen.

108. De beperking van deze methode in geval van vermaasde netten kan gemakkelijk worden begrepen: elke aanvulling op deze situatie van een uitwisseling intern aan land B van knoop 2 naar knoop 3 of van elke grensoverschrijdende uitwisseling van land B naar land C of van land A naar land B zal de lijn L41 overbelasten en zal de veiligheid van het systeem in gevaar brengen. Daarom passen de TNB's coördinatiemaatregelen toe met als doel rekening te houden met andere mogelijke uitwisselingen. Deze maatregelen leiden tot verminderingen

<sup>22</sup> Aangezien voor de berekening van de ATC's twee verschillende basisscenario's worden gebruikt, wordt geen rekening gehouden met de mogelijke positieve invloed die stromen in de tegengestelde richting zouden kunnen hebben op de interconnectiecapaciteit (zie paragraaf 107).

van de transmissiecapaciteit (zie deel hieronder).

### **III.3.4.3 Coördinatie met de TNB van land C**

109. Zoals beschreven in punt III.3.2.2 wisselen de buurlanden onder elkaar hun berekeningen in verband met de interconnectiecapaciteit uit en wordt de laagste waarde weerhouden om de veiligheid van het net te verzekeren. Merk hieromtrent echter op dat alle landen niet dezelfde hypothesen of dezelfde marges gebruiken.

110. Om het coördinatieproces tussen de landen A en C te verduidelijken, bestudeert men hieronder het geval waarin land C een ATC-methode toepast. In het kader van deze methode wordt een vorm van coördinatie ingevoerd tussen sommige van de grenzen van het land om het probleem van de onvoorzienbaarheid van de loop-flows gedeeltelijk op te lossen. De netbeheerder van land C stelt hier als hypothese dat import of export gelijk aan maximale waarden zich gelijktijdig op twee grenzen (C/A en C/B) kan voordoen. De methode kan als volgt worden samengevat: land C stelt als hypothese dat de transmissiecapaciteit beschikbaar op lijn L41 gelijkmatig verdeeld is tussen land A en land C. Deze maximale overdrachten worden vervolgens berekend op basis van de relevante PTDF.

111. Verder wordt verondersteld dat de stromen voorzien in het basisscenario door de TNB van land C identiek zijn aan de stromen voorzien in land A. In dat geval zal de TNB van land C veronderstellen dat een capaciteit van  $167 \text{ MW}/2 = 83 \text{ MW}$  op lijn L41 wordt besteed aan de import van land A en dat eenzelfde waarde van 83 MW wordt besteed aan de import van land C. De ATC wordt vervolgens berekend door deze waarde van 83 MW te delen door de PTDF relevant voor de uitwisselingen van land C naar land A, die 0,75 bedraagt. Het resultaat voor de importcapaciteit verkregen door de TNB van land C bedraagt 111 MW.

112. Zoals aangegeven voorziet de coördinatiemethode die de twee TNB's hebben aangenomen veiligheidshalve dat de laagste van de twee waarden wordt weerhouden als bilaterale gemeenschappelijke waarde voor de capaciteit. Overeenkomstig de hierboven beschreven berekeningen, wordt de waarde van 111 MW (de laagste waarde tussen 223 en 111) gekozen als de waarde voor de interconnectiecapaciteit tussen de landen A en C, in de richting van A naar C.

113. Op dit punt is het niet van belang dat, in dit bijzondere geval, de capaciteit berekend door land C kleiner is dan de capaciteit berekend door land A, maar wel dat deze coördinatie enkel leidt tot een vermindering van de voorgestelde capaciteiten. Deze situatie vloeit voort uit verschillende hypothesen in verband met het basisscenario en (zoals dit in het

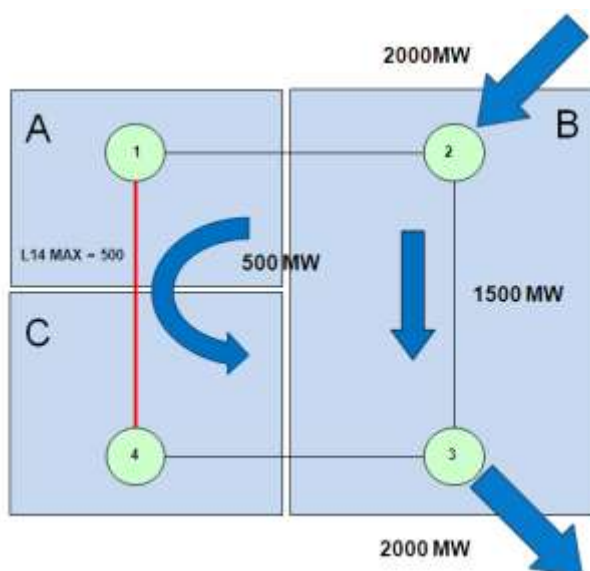
onderhavige voorbeeld het geval is) uit verschillende methoden voor de evaluatie van de capaciteiten. De combinatie van bindende, maar individueel realistische scenario's leidt tot zeer dwingende eindsituaties waarvan de kans dat ze zich voordoen zeer laag en slecht gekend is. De onzekerheid betreffende de vooruitzichten in verband met de marktomstandigheden wordt gedekt door belangrijke en arbitraire veiligheidsmarges.

### **III.3.4.4 Stijging van de stromen in het basisscenario en in vooraf gecongestioneerde scenario's**

114. De stromen van het basisscenario hebben voorrang op de grensoverschrijdende uitwisselingen. Indien de uitwisselingen intern aan een land, of de andere grensoverschrijdende uitwisselingen plaatsvinden, dan is de transmissiecapaciteit beschikbaar voor de grensoverschrijdende uitwisselingen verminderd.

115. Indien echter nauwlettend toezicht wordt gehouden op de grensoverschrijdende uitwisselingen, houdt, gezien de huidige design van de markt, er niets tegen dat het geheel van de capaciteit van het transmissienet uitsluitend wordt gebruikt voor de uitwisselingen intern aan de landen.

116. Een dergelijke situatie kan worden weergegeven aan de hand van het voorbeeld dat in onderstaande figuur wordt overgenomen. In dit voorbeeld volstaan de uitwisselingen intern aan land B voor het gebruik van 100 % van de capaciteit van het transmissienet door de maximale capaciteit van lijn L41 te bereiken zonder congestie binnen land B te veroorzaken.



117. Aangezien het net al gecongestioneerd is vóór het begin van het berekeningsproces,

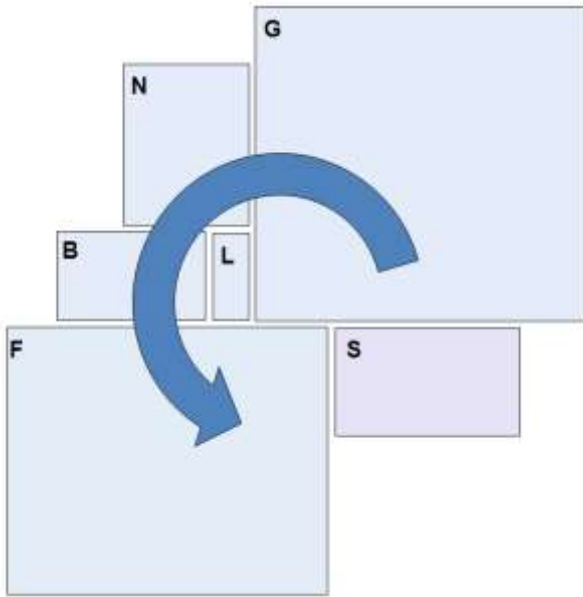
wordt gesteld dat de overeenkomende ATC's gelijk zijn aan nul. De ontwikkelingswerken die in het kader van de uitvoering van de "flow based"-marktkoppeling in de CWE-regio werden verwezenlijkt, hebben aangetoond dat de kans dat deze extreme situatie zich voordoet, in sterk vermaasde netten niet te verwaarlozen is (zie punt III.4.2).

### ***III.3.5 Impact van de huidige methode op de grensoverschrijdende capaciteiten***

#### ***III.3.5.1 Loop flows***

118. Om het belang van de *loop flows* te illustreren, geeft onderstaand schema het niveau van de *loop flows* weer die reeds aanwezig zijn in een basisscenario gebruikt voor de bepaling van de capaciteiten op lange termijn tijdens de winter 2009 en 2010. In dit scenario kennen alle landen, Zwitserland inbegrepen, een perfect evenwicht: er zijn geen commerciële grensoverschrijdende uitwisselingen. De volgende grensoverschrijdende stromen worden waargenomen: Nederland => België: 1.966 MW; België => Frankrijk: 1.966 MW; Duitsland => Frankrijk: 125 MW; Zwitserland => Duitsland: 2.556 MW en Frankrijk =>Zwitserland: 19 MW.

119. Deze illustratie toont duidelijk dat, zonder grensoverschrijdende uitwisselingen, er grensoverschrijdende stromen of *loop flows* van bijna 2.000 MW zijn die België doorkruisen, waardoor de import- en exportcapaciteiten van het land in grote mate worden beperkt. Deze waarde moet worden vergeleken met de fysieke capaciteit van de twee interconnecties van ongeveer 3.500 MW in omstandigheden van N-1.



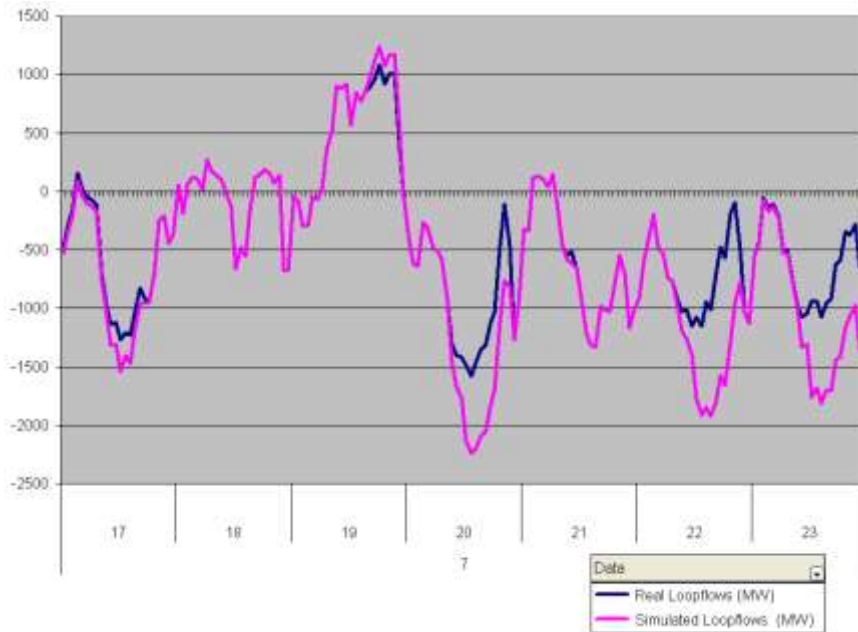
120. De toename van de *loop flows* is een van de kenmerkende elementen van de vrijmaking van de markt. Zoals reeds vermeld in paragraaf 64, wordt de lokalisatie van nieuwe productie-eenheden voortaan hoofdzakelijk geleid door overwegingen betreffende de beschikbaarheid van primaire energiebronnen, de ligging van een terrein (enz.), en niet langer door een planningsproces uitgevoerd binnen de onderneming die verticaal opgenomen is en dat als doel had de productie dicht bij de vraag te plaatsen (minimalisatie van de verliezen). Omdat de productie verder verwijderd ligt van de verbruikscentra<sup>23</sup> nemen de *loop flows* toe. Elia heeft de voorbije jaren meermaals gewezen op deze constante toename en de variabiliteit van de *loop flows*.

121. Om de stapsgewijze toename van de *loop flows* en hun impact op het transmissienet te beperken, heeft Elia drie dwarsregelaars van 1.300 MVA geplaatst op de noordelijke grens van België. Onderstaande figuur geeft de variatie weer van de *loop flows* voor een week in juli 2009 (magenta lijn) alsook de invloed van de actie van de dwarsregelaars (blauwe lijn). Deze grafiek geeft ook de hoge variatie weer van de *loop flows* in de loop van een dag (er worden waarden van 3.000 MW waargenomen). Daarnaast kan men zich ook afvragen of één (of zelfs twee<sup>24</sup>) berekening(en) per dag van de capaciteit in het kader van de methoden voor de berekening van de capaciteit teneinde zich aan te passen aan de vereiste inzake de optimalisatie van de transmissiecapaciteit, gezien de waargenomen stroomschommelingen

<sup>23</sup> In een vrijgemaakte markt zouden de locationele signalen (lagere prijs voor de productie daar waar er te veel is) die wijzen op gecongestioneerde zones de investeerders in nieuwe productie-eenheden moeten begeleiden om ze te lokaliseren daar waar hun bijdrage tot het net het doeltreffendste is. Deze locationele signalen bestaan in de CWE-regio echter bijna niet.

<sup>24</sup> De berekeningsmethode zoals voorgesteld door Elia voorziet twee berekeningen in plaats van één.

relevant is.



### III.3.5.2 Niveau van de grensoverschrijdende capaciteiten

122. De belangrijkste impact van de bestaande methode (die overeenstemt met de eerste fase van de methode voorgesteld in het kader van de koppeling) is bijzonder zichtbaar op het vlak van de capaciteiten die worden voorgesteld op de grens met Frankrijk en komt overeen met een gemiddelde vermindering van de commerciële grensoverschrijdende capaciteiten in de periode van 2006 tot 2009, meer bepaald in de richting van de export vanuit België naar Frankrijk.

123. Onderstaande tabel geeft de evolutie weer van de gemiddelde grensoverschrijdende capaciteiten voorgesteld op de grenzen met België voor de verschillende richtingen tijdens deze periode.

#### Average proposed commercial capacities (average NTC)

MW	South border France		North border The Netherlands		Total import + export
	export	import	export	import	
2006	1286	2593	1264	1323	6466
2007	1003	2578	1316	1333	6230
2008	899	2532	1344	1350	6125
2009	1089	2507	1373	1376	6345

124. Deze tabel toont het gebrek aan toename, en zelfs de vermindering, van de

gemiddelde commerciële grensoverschrijdende capaciteiten die werden waargenomen ondanks de versterking van de fysieke capaciteiten van de interconnectie.

125. Het is namelijk interessant te melden dat, tijdens dezelfde periode, verschillende netversterkingen werden ondernomen en, in het bijzonder, de installatie van een dwarsregeltransformator, de versterking van de lijn op de verbinding tussen Monceau (België) en Chooz (Frankrijk) in januari 2007 en de installatie van drie belangrijke dwarsregeltransformatoren in 2008 op de grenzen met Nederland om de *loop flows* in het land beter te controleren. Deze investeringen liepen op tot ongeveer 70 miljoen euro.

126. Dit fenomeen beperkt zich niet enkel tot de Belgische grenzen en werd, zoals hierboven reeds vermeld, ook vastgesteld voor de interconnecties binnen de CWE-regio en voor de Duitse grenzen (zie voetnoot nr. 17).

### **III.3.5.3 Afscherming van de markt**

127. In zomeromstandigheden, wanneer de *loop flows* opgewekt door het Duitse systeem niet langer worden gecompenseerd door de *loop flows* geproduceerd door het Franse systeem, zijn de transmissiecapaciteiten berekend voor de zuidelijke grens van België zeer zwak. Deze situatie kan een “afscherming” van de Belgische markt met zich meebrengen met totale commerciële exportcapaciteiten (op beide grenzen) die tot ongeveer 2.000 MW worden beperkt vergeleken met een totale fysieke interconnectiecapaciteit van 10.000 MW, 8.500 MW in N-1, met Frankrijk en Nederland.

128. Onderstaande figuur geeft de marktomstandigheden weer die tijdens de zomer van 2009 geldig zijn op 24 uur en, in het bijzonder, de ATC's berekend voor 30 augustus 2009. Het toont meer bepaald het volume uitgewisseld op Belpex, de evenwichtsprijs van de markt, de handelsverrichtingen met Nederland en de ATC-waarde voor de verschillende tijdstippen van de dag.

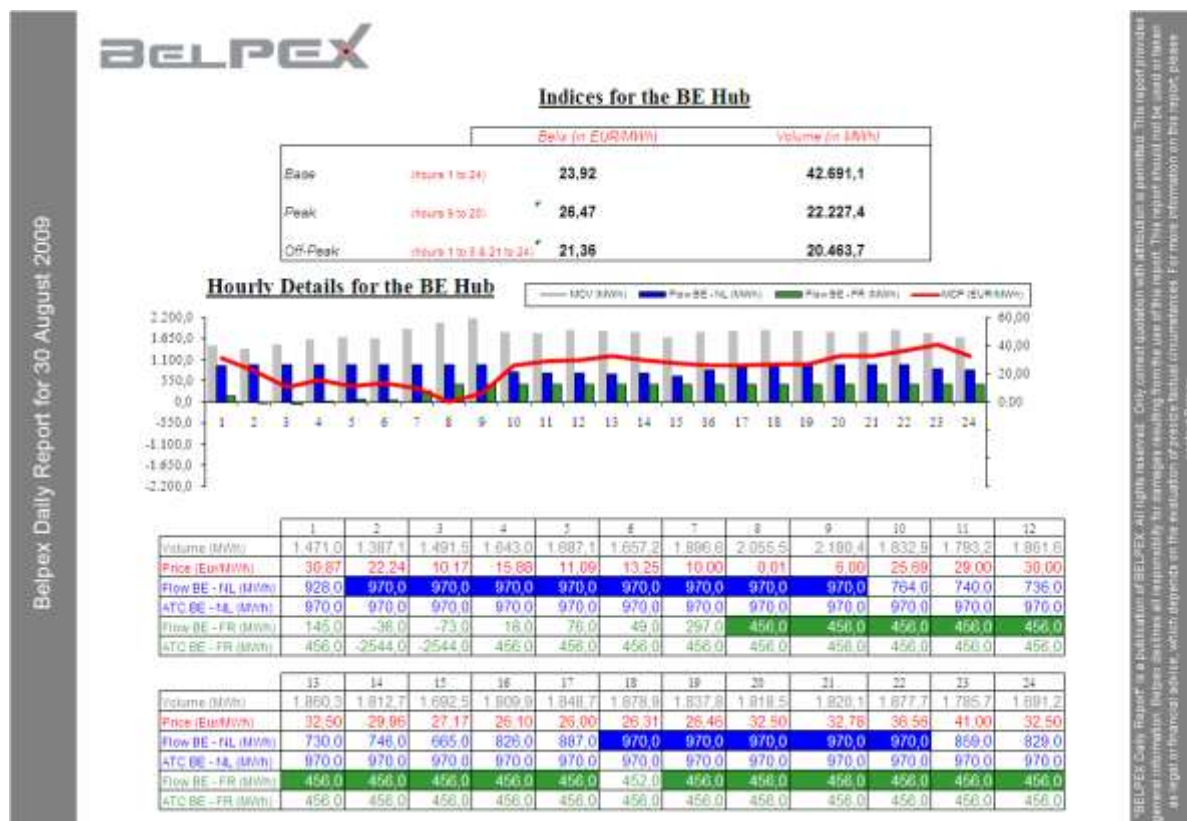
129. Deze figuur toont duidelijk aan dat, voor bepaalde tijdstippen, alle commerciële interconnectiecapaciteiten werden toegekend aan de markt. Op deze tijdstippen liggen de exportcapaciteiten berekend in D-1 dicht bij 1.450 MW, wat overeenkomt met een totale export van ongeveer 2.000 MW indien men rekening houdt met de nomineringen die plaatsvonden in het kader van de jaar- en maandtoewijzing<sup>25</sup>. Merk op dat deze waarde moet worden vergeleken met de totale geïnstalleerde fysieke capaciteit van 10.000 MW en

---

<sup>25</sup> (ATC BE-FR) + (ATC BE-NL) + circa 500 MW van de nomineringen van jaar- en maandcapaciteit.



voortvloeit uit de voorrang die wordt gegeven aan de *loop flows* en aan de arbitraire veiligheidsmarges die door de TNB's worden toegepast.

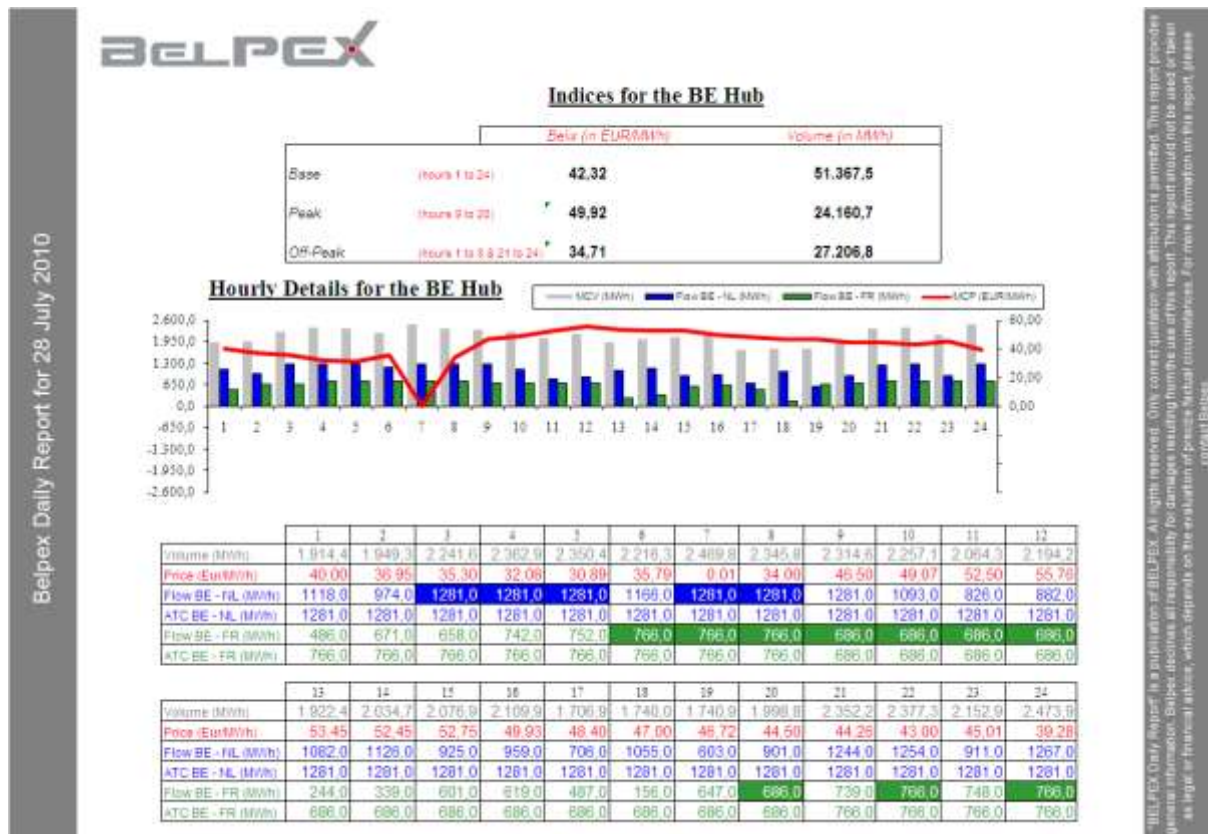


130. De ondergeschikte rol van de grensoverschrijdende uitwisselingen in het kader van de methode voor de berekening van de capaciteiten heeft een verwoestend effect op de handelsmogelijkheden. Aangezien de ATC-methode bovendien slechts 20 % van de totale geïnstalleerde capaciteit van het net ter beschikking stelt voor handelstransacties, heeft ze de neiging om de Belgische markt af te schermen en het regionale sociaal-economische welzijn te beperken.

131. Tijdens de maanden juni tot september 2009 liepen de NTC-niveaus gedurende 718 uren namelijk op tot 600 MW voor de export naar Frankrijk, wat overeenkomt met 25 % van de tijd. In dezelfde periode was de grens gedurende 1.300 uren gecongestioneerd, dus ongeveer gedurende 44 % van de tijd. Deze gegevens tonen de hoge frequentie aan van de uren tijdens dewelke de capaciteit beperkt was tot uiterst lage waarden en tijdens dewelke de grens gecongestioneerd was (de impliciete vraag voor transmissiecapaciteit was groter dan het aanbod). Deze cijfers geven de beperking van de grensoverschrijdende handel tijdens de zomer weer.

132. Hetzelfde fenomeen werd in 2010 waargenomen. Op 28 juli 2010 (zie onderstaande figuur) stelt men bijvoorbeeld opnieuw dezelfde beperkingen van de Belgische

exportcapaciteiten vast.



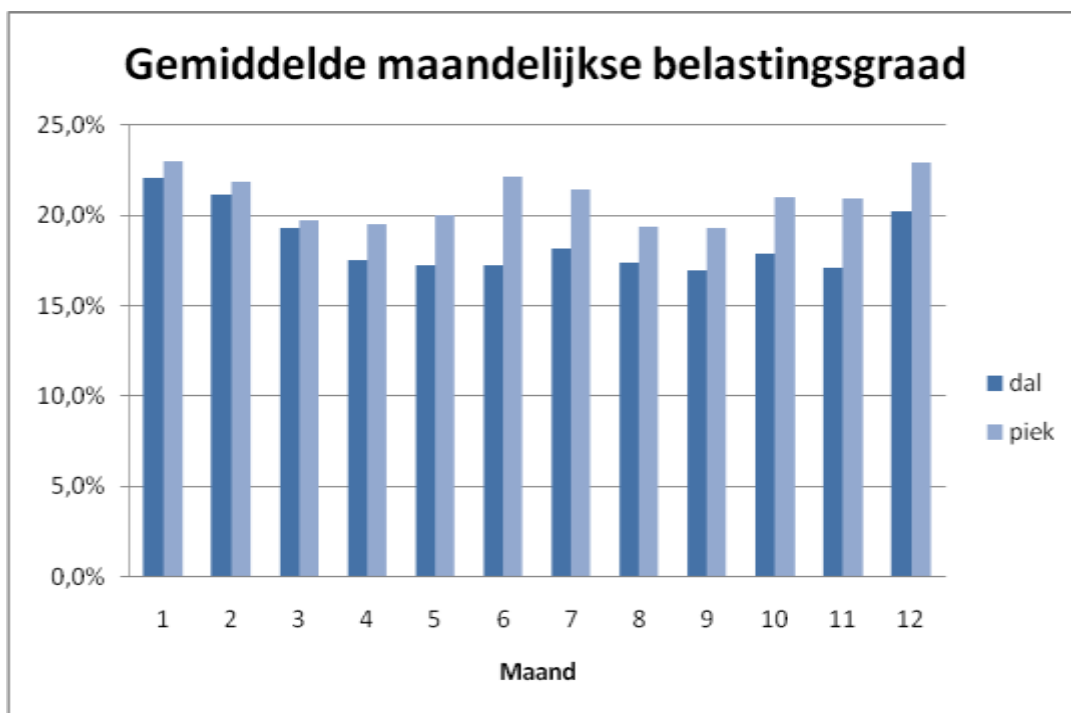
133. Het is belangrijk de nadruk te leggen op het feit dat deze niveaus van grensoverschrijdende transmissiecapaciteit geen verband houden met de economische waarde van de mogelijke grensoverschrijdende transacties: de verdeling van de beschikbare transmissiecapaciteit tussen verschillende grenzen is niet conform de markt en sommige uitwisselingen zijn soms arbitrair verboden, ook al zouden ze een aanzienlijke positieve invloed kunnen hebben gehad op de regionale welvaart.

134. In deze context kan men verwijzen naar de marktomstandigheden die op 19 oktober 2009 van kracht waren. Die dag bedroeg de beschikbare grensoverschrijdende capaciteit met Frankrijk slechts 900 MW, terwijl de vraag naar capaciteit groot was. Bijgevolg was de grens gecongestioneerd en liepen de prijzen in Frankrijk op tot 3.000 euro/MW. Dit voorbeeld toont aan dat de grensoverschrijdende capaciteiten niet worden toegewezen op een manier die overeenstemt met de markt.

### III.3.5.4 Gebrekkelig gebruik van het transmissienet

135. Recente analyses uitgevoerd door de CREG bewijzen dat de technische capaciteiten van het transmissienet slecht worden gebruikt: de elementen van het transmissienet zijn

gemiddeld voor 19,7 % van hun nominale capaciteiten belast. Bovendien blijkt er bijna geen correlatie te zijn tussen de gemiddelde belasting van het systeem en de commerciële congestie aangekondigd in D-1. De gemiddelde belasting van de transmissie-elementen die overeenkomen met de gecongestioneerde uren in D-1 is bijna identiek aan de gemiddelde belasting van de niet-gecongestioneerde uren, namelijk 20,6 %. Daarnaast stelt men een zeer lichte variatie vast van de gemiddelde belastingsgraad van het net tussen de piekuren, tijdens dewelke de belasting stijgt tot 20,9 %, en de andere uren, tijdens dewelke het gemiddelde 18,5 % bedraagt. Onderstaande figuur geeft de evolutie weer van de gemiddelde maandelijkse belastingsgraad tijdens de piekuren en de daluren voor het jaar 2009.



136. Deze cijfers tonen de zwakkere waarde van de uitgevoerde capaciteitsberekeningen aan. Ze geven duidelijk aan dat het ATC-model de capaciteit van het transmissienet niet in voldoende mate gebruikt.

137. Wanneer men deze waarden per grens analyseert, stelt men een lichte variatie vast tussen de waarden waargenomen op de noordelijke grens en die op de zuidelijke grens. Op de noordelijke grens is er bijna geen verschil tussen de gemiddelde belastingsgraad vastgesteld tijdens de uren waarin er congestie optreedt, namelijk 20 %, en de uren tijdens dewelke er geen sprake is van congestie, met name 19,7 %. Deze cijfers zijn op zich niet echt verrassend en kloppen met het waargenomen gebrek aan een echte methode voor de berekening van capaciteiten op deze grens en de arbitraire aard van de weerhouden capaciteiten. Op de zuidelijke grens bedraagt de gemiddelde belastingsgraad 20,9 % in

geval van congestie en 19,2 % wanneer er geen congestie is. Er is een zeer lichte correlatie tussen de congesties en de belastingsgraad.

138. Op basis van deze waarnemingen kan als eerste conclusie worden gesteld dat de uitgevoerde berekeningen van de interconnectiecapaciteit een lage waarde hebben: de evolutie van de belastingsgraad in geval van congestie vergeleken met een situatie waarin er geen congestie is, verschilt zeer weinig tussen de noordelijke grens, waar er geen berekening is, en de zuidelijke grens, waar wel een berekening wordt uitgevoerd. Een tweede conclusie zou kunnen zijn dat de meeste congesties buiten het Belgische net plaatsvinden. Spijtig genoeg beschikt de CREG niet over de congestiegegevens betreffende de buitenlandse netten teneinde een ongeschikt gebruik van de interconnectiecapaciteit te kunnen controleren.

## **III.4. Analyse van het tweede deel van de voorgestelde methode voor capaciteitsberekening: gecoördineerde veiligheidscontrole**

### **III.4.1 Inleiding**

139. In het kader van de implementatie van de marktkoppeling hebben de TNB's van de CWE-regio het nodig geacht om de onderlinge coördinatie te versterken teneinde de veiligheid van het systeem te garanderen. In geval van marktkoppeling (impliciet mechanisme op de vier grenzen dat de waarde van de uitwisselingen maximaliseert rekening houdend met de beperkingen opgelegd door de NTC) bestaat er namelijk een reële kans dat het geheel van de capaciteit van het transmissienet uitsluitend wordt gebruikt voor uitwisselingen tussen twee landen, bijvoorbeeld in geval van een groot prijsverschil tussen twee landen. De marktkoppeling kan er dan toe leiden dat de interconnecties op een andere manier worden gebruikt (en belast), wat de netbeheerders ook moeten kunnen aanvaarden. Met een combinatie van expliciete en impliciete veilingen was de kans dat een dergelijk evenement zich zou voordoen, verwaarloosbaar.

140. Om de keuzes van de TNB's in verband met de selectie van een model voor de berekening van capaciteit dat geschikt was om in de CWE-regio te worden ingevoerd, beter te begrijpen, is het interessant enkele stukken uit de gemeenschappelijke mededeling die op de website van de ERGEG<sup>26</sup> werd gepubliceerd, aan te halen:

*“De berekening van de commerciële grensoverschrijdende capaciteiten is een zeer ingewikkelde kwestie. Het principe van de ATC-berekening bestaat erin ex ante een geheel van grensoverschrijdende capaciteiten te vinden die een veilige werking van het systeem garanderen. Dit geheel zou meer bepaald zó moeten zijn dat de stromen in de fysieke lijnen van het net niet groter zijn dan de technisch maximaal toelaatbare stromen op de lijnen die worden blootgesteld aan grensoverschrijdende stromen voor alle mogelijke transacties die voortvloeien uit de koppeling van de vier markten.”* Deze bewering beschrijft duidelijk de

---

<sup>26</sup> [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_INITIATIVES/ERI/Central-West/Meetings1/RCC\\_meetings/14supthsup%20CW%20RCC/DD/common%20communication%20to%20SG1%20050209%20\\_3\\_.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/Central-West/Meetings1/RCC_meetings/14supthsup%20CW%20RCC/DD/common%20communication%20to%20SG1%20050209%20_3_.pdf)

doelstellingen van elke gecoördineerde ATC-methode voor capaciteitsberekening die werd ontwikkeld met het oog op de uitvoering van een marktkoppeling. De ex ante waarden en de vastheid (“firmness”) die het woord “garanderen” laat veronderstellen, vormen belangrijke kenmerken en eisen verbonden aan de ATC-benadering. De tekst gaat als volgt verder:

141. *“Om deze berekeningen uit te voeren, kunnen verschillende opties worden overwogen:*

- De eerste optie is de huidige toepassing van de bilaterale ATC-berekening. Stricto sensu is de berekende capaciteit enkel geldig voor uitwisselingen op de overeenstemmende grens. Elke uitwisseling buiten de markthypothese in kwestie kan de veiligheid van het net in gevaar brengen. Bijgevolg worden specifieke veiligheidsmarges (bijvoorbeeld om het hoofd te bieden aan de mogelijke loop flows) toegepast om te waken over de veiligheid van het net. Het optimale gebruik van de voorgestelde capaciteit die wordt bepaald als zijnde het resultaat van het algoritme van de marktkoppeling, kan onverwachte/onbekende stresssituaties veroorzaken die deze methode misschien niet doeltreffend zal kunnen behandelen.”*

Bovenstaande analyse van deze eerste optie toont aan dat er een reëel onverwacht/onbekend risico is voor de veiligheid van het net in geval van koppeling. Dit verklaart waarom de TNB's in het kader van de invoering van een marktkoppeling geen status-quo als aanvaardbare oplossing hebben overwogen (zie § 129) en waarom naar meer geavanceerde methoden werden gezocht.

142. *“• De tweede optie is een volledig automatische en gecoördineerde berekening van de grensoverschrijdende capaciteiten op basis van hetzelfde ATC-concept. De TNB's hebben aangegeven dat de moeilijkheden waarmee ze werden geconfronteerd in het kader van de ontwikkeling van gecoördineerde ATC-berekeningen, enkele jaren geleden aan de basis lagen van de overgang naar 'flow-based'-benaderingen. Theoretisch en praktisch gezien lijkt het onmogelijk een gecoördineerde en automatische ATC-berekeningsmethode te kunnen ontwikkelen die tevens ook de veiligheid van het net volledig garandeert en een doeltreffend gebruik van de technische capaciteit van het transmissienet toelaat.”*

143. De CREG gaat akkoord met dit standpunt. Zoals deze zin duidelijk aangeeft, is een volledig gecoördineerde ATC-methode die gelijktijdig een doeltreffend gebruik van het systeem toelaat en de veiligheid ervan verzekert, niet mogelijk. Bovendien stelt deze zin duidelijk dat elke minder geavanceerde tussenliggende methode (zie lager paragraaf 144) moeilijk aan de verplichting betreffende een doeltreffend gebruik van het transmissienet zal kunnen voldoen. Daarom steunt de CREG ook ten volle de invoering van een

marktkoppeling gebaseerd op de stromen zoals voorzien door het MOU van de CWE-regio.

144. *“ De derde optie die de TNB’s hebben voorgesteld in het kader van het project van de CWE-marktkoppeling is een benadering die zich halverwege tussen de twee voorgaande opties bevindt. De capaciteiten worden zoals in de eerste benadering berekend en worden vervolgens gecontroleerd op basis van een model van gemeenschappelijk net voor twee tijdstippen per dag. Indien op het net veiligheidsproblemen worden ontdekt, kan worden besloten om de capaciteit aan te passen voordat capaciteitswaarden op de markt worden voorgesteld.”*

Deze optie, die uiteindelijk door de netbeheerders werd weerhouden nadat ze (tijdelijk) afstand hebben gedaan van de benadering gebaseerd op de stromen, zal in de rest van de tekst de half-gecoördineerde benadering worden genoemd.

### **III.4.2 Het probleem van de vooraf gecongestioneerde scenario’s**

145. Het is belangrijk te begrijpen dat de methode die uiteindelijk voor de koppeling werd weerhouden, voordeel haalt uit de werken uitgevoerd door de netbeheerders in het kader van de ontwikkeling van de “flow based”-marktkoppeling. De methode vloeit voort uit de tegengekomen moeilijkheden, en in het bijzonder uit de moeilijkheden waarmee men werd geconfronteerd in het kader van de ontwikkeling van een gemeenschappelijk basisscenario. De simulaties van de TNB’s in de CWE-regio die het hele jaar 2007 dekken, hebben namelijk aangetoond dat, op basis van de automatische berekeningen (zonder manuele tussenkomst), het net in 17 % van de simulaties al beperkt was in het basisscenario, waardoor er geen plaats was voor bijkomende (grensoverschrijdende) uitwisselingen. Dit fenomeen werd “vooraf gecongestioneerde scenario’s” genoemd. Het gebruik van een gemeenschappelijk basisscenario voor de bepaling van de NTC leidde te vaak tot nietige waarden voor de capaciteiten. Er werd hier dus afstand van genomen ten voordele van het behoud van de huidige methoden, die zich niet beroepen op een gemeenschappelijk basisscenario, gevolgd door een manuele gecoördineerde veiligheidscontrole uitgevoerd aan de hand van een gemeenschappelijk basisscenario. Met manueel verstaat men hier dat elke TNB kan afwijken van de resultaten van de automatische berekening en kan beslissen geen rekening te houden met verplichtingen of situaties waarvan hij vindt dat ze weinig realistisch zijn.

146. De fundamentele reden van de moeilijkheden waarmee de TNB’s werden

geconfronteerd in het kader van de ontwikkeling van de methode voor de berekening van de interconnectiecapaciteit voor de CWE-regio is dat de methode de interne en de grensoverschrijdende uitwisselingen op een arbitraire manier splitst. Dit is een belangrijk en direct motief voor de vooraf gecongestioneerde scenario's. Door de grensoverschrijdende uitwisselingen in het basisscenario te annuleren, gaat men namelijk ook aan situaties voorbij waarin de grensoverschrijdende uitwisselingen juist een nationale transactie mogelijk maken door middel van de stromen in tegengestelde richting die ze veroorzaken<sup>27</sup>. De vooraf gecongestioneerde scenario's tonen duidelijk dat het transmissienet al gecongestioneerd kan zijn zonder dat een grensoverschrijdende uitwisseling heeft plaatsgevonden. Ze trekken de gelijkwaardigheid van de opbouw van het basisscenario zoals voorgesteld in de methoden voor de berekening van ATC-capaciteit en "flow based"-capaciteit, in twijfel en tonen aan waarom basisgevallen uitgewerkt op basis van kleinere en soortgelijke zones zouden moeten worden bestudeerd.

147. Met andere woorden, dezelfde vooraf gecongestioneerde gevallen kunnen zich voordoen met de voorgestelde half-gecoördineerde ATC-benadering. De gevolgen van deze gevallen hebben echter een minder rechtstreekse impact op de goede werking van de half-automatische ATC-methode, met verschillende basisgevallen voor de bepaling van de bilaterale NTC-waarden en per dag slechts twee gecoördineerde controleberekeningen voor de veiligheid van het net op basis van een gemeenschappelijk basisgeval. Deze twee berekeningen laten namelijk meer ruimte voor manuele tussenkomsten, die verboden zijn in geval van een "flow based"-benadering in het kader waarvan de 24 dagelijkse berekeningen een automatische behandeling vereisen.

148. Als gevolg van de hierboven voorgestelde elementen heeft Elia, in samenwerking met

---

<sup>27</sup> Stel dat het basisscenario opgebouwd is op basis van een berekening van de haalbare belastingsstromen die voldoet aan de verplichtingen omtrent de veiligheid van het net (zoals dit het geval is in de CWE-regio, op basis van gegevens waargenomen gedurende een dag voorafgaand aan de toewijzing en overgemaakt door het DACF-systeem, dat staat voor "Day Ahead Congestion Forecast") en dat de hieruit voortvloeiende stromen nauw aansluiten bij de veiligheidsgrenzen van het systeem. Stel vervolgens dat de grensoverschrijdende uitwisselingen die uit de gemeenschappelijke momentopname worden gehaald, eigenlijk in de tegengestelde richting lopen ten opzichte van de nationale uitwisselingen voor de onderdrukte netelementen.

In dat geval kan een arbitraire splitsing van de interne en de grensoverschrijdende uitwisselingen het werkingpunt van het systeem buiten het veiligheidsdomein plaatsen. De elektrische netten worden namelijk gekenmerkt door het feit dat bepaalde (commerciële) uitwisselingen individueel niet haalbaar zijn maar dat alle uitwisselingen samen haalbaar zijn omwille van de wetten van Kirchhoff en van een mogelijke compensatie op kritische netelementen in verband met de verdeling van de elektrische stromen te wijten aan een handelsverrichting op het hele net.

In deze situatie kan geen enkele vermindering van de grensoverschrijdende uitwisselingen nog helpen om een haalbaar werkingpunt te vinden en moet het hele huidige controlesysteem van de veiligheid in twijfel worden getrokken.



de andere netbeheerders van de CWE-regio, een half-gecoördineerde ATC-methode voorgesteld voor de opstarting van de marktkoppeling. Deze methode komt overeen met de huidige bilaterale berekeningen van capaciteiten gevolgd door een op regionaal niveau gecoördineerde veiligheidscontrole van de transmissiecapaciteiten voorgesteld door de individuele TNB's. Deze controle kan uitdraaien op een gecoördineerde vermindering van de oorspronkelijk voorgestelde transmissiecapaciteiten. De belangrijkste eigenschappen van de voorgestelde veiligheidscontrole worden hieronder uiteengezet en besproken.

### **III.4.3 Beschrijving van de gecoördineerde controle**

149. Om hun gecoördineerde veiligheidscontrole uit te voeren, hebben de TNB's een gemeenschappelijk basisscenario uitgewerkt. Deze moet elke TNB de kans geven de verschillende NTC-combinaties uit te testen. Indien schendingen van de veiligheid worden vastgesteld, kan alarm worden geslagen en kan een gecoördineerd verminderingsprocedure worden ingezet.

#### **III.4.3.1 Opbouw van het basisscenario**

150. Het punt 3.2.5 "Aanpassing van de FREF<sup>28</sup>" van de oriëntatiestudie uitgevoerd in februari 2008<sup>29</sup>, geeft meer informatie over de manier waarop het gemeenschappelijke basisscenario wordt opgebouwd.

*"Het D-2CF-basisscenario<sup>30</sup> moet een volledige beschrijving zijn van de voorziene staat van het net. Bijgevolg moet het D-2CF-basisscenario absoluut een beschrijving omvatten van de jaar-, maand- en dagnomineringen. Zo verkrijgt men de FREF.*

*Op dit punt zijn deze nomineringen slechts hypothesen aangezien de jaar- en maandnomineringen op D-2 nog niet gekend zijn.*

*Daarnaast zouden de dagnomineringen geen hypothese van de methodologie moeten zijn, maar zijn ze het resultaat van het toewijzingsproces. Eens de hypothesen betreffende de dagnomineringen werden gebruikt voor de berekening van de PTDF's, moeten ze worden afgetrokken van de FREF.*

---

<sup>28</sup> Een FREF is een referentiestroom van het basisgeval, de stroom die reeds aanwezig is vóór de toewijzing.

<sup>29</sup> [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_INITIATIVES/ERI/Central-West/Final%20docs/Orientation%20Study.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/Central-West/Final%20docs/Orientation%20Study.pdf)

<sup>30</sup> D-2CF staat voor "Day minus two Congestion Forecast", wat een geheel van gegevens is dat toelaat de afzet van de belasting te berekenen op D-2 teneinde congesties die zich op dag D zouden kunnen voordoen, te ontdekken.

Een nieuwe FREF voor de stromen van het basisscenario moet dan worden berekend in D-1 teneinde:

- rekening te houden met de jaar- en maandnomineringen van reële klanten voor dag D;
- **GEEN REKENING MEER TE HOUDEN** met de vorige hypothese over de dagnominering voor dag D aangezien deze het resultaat is van de toewijzing op 24 uur die nog niet heeft plaatsgevonden.

Dit proces treedt als volgt na de jaar- en maandnomineringen op D-1 op:

- 1e stap: De stromen afkomstig van de “hypothetische” nomineringen worden met behulp van de PTDF-matrix afgetrokken van de FREF die op basis van het D-2CF-basisscenario werd bepaald.
- 2e stap: Op dag D-1 zijn de nomineringen op lange termijn (J+M) voor dag D gekend. De impact van deze nomineringen op lange termijn op de stromen wordt, nog steeds met behulp van de PTDF-matrix, bij de FREF (gewijzigd in stap 1) gevoegd.

Deze twee stappen kunnen aan de hand van een enkele vergelijking worden samengevat:

$$\begin{bmatrix} F_{ref1}' \\ F_{ref2}' \\ \vdots \\ F_{refp}' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{ref1} \\ F_{ref2} \\ \vdots \\ F_{refp} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} PTDF_1^{BE \rightarrow hub} & PTDF_1^{DE \rightarrow hub} & PTDF_1^{FR \rightarrow hub} & PTDF_1^{NL \rightarrow hub} \\ PTDF_2^{BE \rightarrow hub} & PTDF_2^{DE \rightarrow hub} & PTDF_2^{FR \rightarrow hub} & PTDF_2^{NL \rightarrow hub} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ PTDF_p^{BE \rightarrow hub} & PTDF_p^{DE \rightarrow hub} & PTDF_p^{FR \rightarrow hub} & PTDF_p^{NL \rightarrow hub} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{BE}^{YM} - B_{BE}^{ref} \\ B_{DE}^{YM} - B_{DE}^{ref} \\ B_{FR}^{YM} - B_{FR}^{ref} \\ B_{NL}^{YM} - B_{NL}^{ref} \end{bmatrix}$$

Waarbij:  $B_A^{YM}$  de evenwichtspositie is in de prijs van zone A voortvloeiend uit de nomineringen op lange termijn (J+M).

151. Dit toont duidelijk aan dat het basisscenario uitgewerkt werd voor dag D op basis van de DACF-gegevens (“Day Ahead Congestion Forecast”) van de dag D-2, waarvan de grensoverschrijdende nomineringen van D-2 worden afgetrokken en waaraan de nomineringen op lange termijn op D-1<sup>31</sup> worden toegevoegd. Deze tekst toont ook aan dat het basisscenario de uitwisselingen intern aan het land, de grensoverschrijdende uitwisselingen buiten de regio en, in functie van de fase van de berekening, de maand- en jaarnomineringen uitgevoerd in D-1 bevat. Deze annulering van de nomineringen heeft betrekking op alle grenzen intern aan de regio en niet langer op een enkele grens zoals dit het geval was in het kader van bilaterale benaderingen. Dit zou het onverwachte belang van

<sup>31</sup> Zie 2e stap.

het fenomeen van de vooraf gecongestioneerde scenario's die men is tegengekomen, kunnen verklaren. Buiten de simulaties uitgevoerd in 2007 en de meer recente tests gedaan in 2009<sup>32</sup> (die de resultaten van 2007 bevestigen), worden de huidige frequentie waarmee deze zich voordoen en hun belang in het kader van de gecoördineerde veiligheidscontrole van de ATC-methode, niet duidelijk aangegeven door Elia. De ATC-benadering, die slechts twee benaderingen per dag inhoudt, laat de netbeheerders echter toe manueel tussen te komen om geval per geval de kritische situaties die zich voordoen, te verhelpen.

152. Op basis van de beschikbare informatie lijkt het erop dat één enkel basisscenario wordt gebruikt (voor elke bestudeerde momentopname van het net<sup>33</sup>) in het kader van de gecoördineerde veiligheidscontrole, en dit ongeacht de richting van de geteste NTC's. Het gaat hier om een aanzienlijke verbetering van de methodologie.

### **III.4.3.2 Coördinatie**

153. Voor elke momentopname van het systeem worden acht waarden van de NTC (een voor elke richting) overgedragen naar de gemeenschappelijke module. De verschillende TNB's kunnen 16 verschillende combinaties van de vier NTC's op de vier grenzen, ook "pieken" van deze multidimensionele ruimte genoemd, testen. Indien een TNB een risico voor de veiligheid van het net ontdekt, zal hij na beoordeling van de ernst ervan een rode vlag hijsen.

154. Deze methode geeft onmiddellijk aanleiding tot commentaar: de grensoverschrijdende capaciteiten worden gecontroleerd op basis van extreme scenario's, namelijk de gelijktijdige toezicht op nomineringen op de vier grenzen die gelijk zijn aan de voorgestelde maximale NTC's. Deze situatie kan uitmonden in abnormaal lage grensoverschrijdende capaciteiten<sup>34</sup>. Bijgevolg hebben de TNB's aangegeven dat ze de veiligheid van het net niet systematisch voor de 16 pieken zouden controleren en dat ze rekening zullen houden met de kans dat een top zich voordoet of de relevantie ervan alvorens alarm te slaan. Deze methode is dus niet automatisch en een manuele tussenkomst is minstens op dit punt nodig.

---

<sup>32</sup> Verslag betreffende de laatste tests inzake het mechanisme voor de gecoördineerde vermindering en inzake de vooraf gecongestioneerde scenario's ontvangen van de TNB's op 25 september 2009.

<sup>33</sup> Laten we er even aan herinneren dat hier twee momentopnames van het net worden bestudeerd, één voor de piekuren (10.30 u.) en één voor 's nachts (3.30 u.).

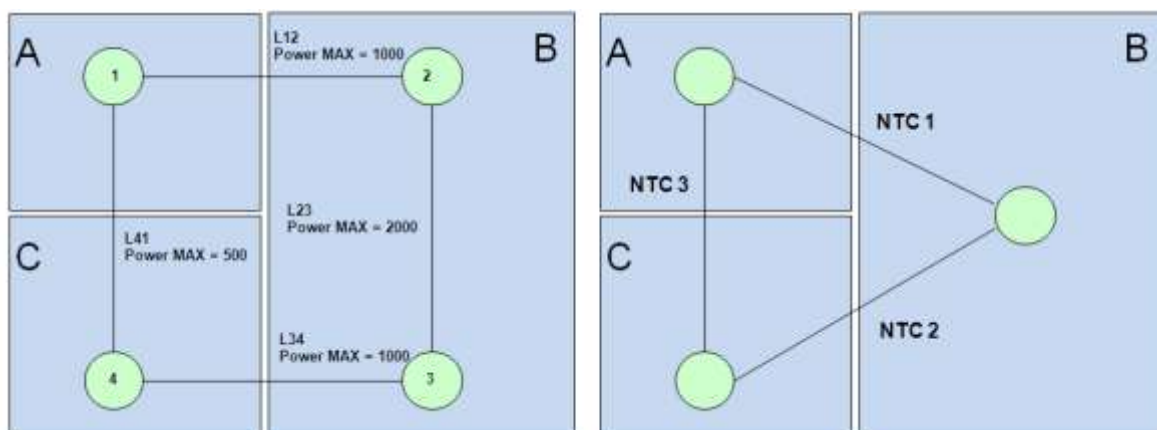
<sup>34</sup> Door de meest dwingende NTC's op de andere grenzen gelijktijdig in aanmerking te nemen om de veiligheid van de NTC op een bepaalde grens voor een bepaalde richting te controleren, komt het er opnieuw op neer dat verschillende hypothesen worden gebruikt om de NTC's van beide richtingen van een interconnectie te evalueren.

155. Indien voor een combinatie van NTC-waarden alarm wordt geslagen, bepaalt een gemeenschappelijk proces op basis van een doeltreffendheids criterium de verminderingen van de vier NTC's die nodig zijn, de dichtstbijzijnde grenzen (in termen van distributiefactoren of PTFD) moeten eerst worden beperkt. De bijdrage van een grens tot de totale oplossing komt meer bepaald overeen met het kwadraat van de distributiefactor van deze grens op het gecongestioneerde netelement. De hypothesen in verband met de "Generation Shift Keys" (GSK) die hier worden toegepast om de distributiefactoren te bepalen, blijven dubbelzinnig. Om de werking van de voorgestelde methode beter te begrijpen, zal de weerslag ervan in het volgende hoofdstuk worden bestudeerd aan de hand van hetzelfde vereenvoudigde voorbeeld dat in het verleden reeds werd gebruikt.

156. Op dit punt dient te worden gemeld dat de beschrijving van deze gecoördineerde verminderingmethode gegeven door Elia niet duidelijk is, in het bijzonder wat betreft de juiste bijdrage van een grens tot de regionale inspanning. Er moet echter worden opgemerkt dat de voorgestelde methode enkel verminderingen van de grensoverschrijdende capaciteiten intern aan de CWE-regio overweegt teneinde de veiligheid van het net te verzekeren. Ze overweegt geen verminderingen van de grensoverschrijdende uitwisselingen met andere aangrenzende regio's of redispatchingmaatregelen binnen de landen. Dit punt zal lager uitvoering worden beschreven onder paragraaf 174.

### III.4.4 Toepassing van de gecoördineerde controle

157. De voornaamste gevolgen van de toepassing van de methode voor de berekening van half-gecoördineerde capaciteit worden hieronder weergegeven aan de hand van hetzelfde vereenvoudigde voorbeeld dat in bovenstaande paragrafen 43 en 44 wordt beschreven. Onderstaande figuur herneemt meer bepaald naast elkaar het reële net (links), dat vier fysieke verplichtingen vertoont (de maximale capaciteiten op de vier lijnen), en de vereenvoudigde modelvorming ervan, die drie bilaterale NTC-waarden gebruikt.



158. Om de voorgestelde verminderingmethode toe te passen, is het dus noodzakelijk de beïnvloedingsfactoren (in het Engels “distribution factor”) voor de overdracht tussen drie landen op de vier lijnen van het systeem te bepalen op basis van hypothesen gesteld over de “Generation Shift Keys” (GSK). In het bestudeerde vereenvoudigde voorbeeld bestaat land B uit twee knopen waar elektriciteit kan worden geïnjecteerd of afgenomen, wat bijkomende hypothesen omtrent de beïnvloedingsfactoren inhoudt. Om de kans dat een grensoverschrijdende uitwisseling tussen land B en de andere twee landen zich voordoet, te evalueren, is het bijgevolg nodig om hypothesen te stellen omtrent de afkomst van de energie die van land B naar de andere landen wordt overgedragen.

159. In geval van een overdracht van 100 MW van land B naar land A, neemt de meest eenvoudige hypothese betreffende de GSK's de vorm aan van een gelijkaardige toewijzing van de afkomst van de overdracht van elektriciteit op alle knopen van land B: in dat geval wordt 50 MW op knoop 2 geproduceerd en op knoop 3 ook 50 MW. Aangezien land A uit een enkele knoop bestaat, wordt de totale elektriciteitsoverdracht aan knoop 1 verbruikt.

160. Aan de hand van deze hypothese<sup>35</sup> kan de beïnvloedingsfactor inzake een elektriciteitsoverdracht van land B naar land A op lijn L12 worden berekend op basis van een gelijktijdige overdracht van 50 MW van knoop 2 naar knoop 1 en op basis van een tweede overdracht van 50 MW van knoop 3 naar knoop 1 (het principe van superpositie). De eerste overdracht veroorzaakt een stroom van -37,5 MW (negatief teken omdat de overdracht in de tegengestelde richting gaat ten opzichte van de referentierichting van de lijn) op lijn L12 en de tweede overdracht wekt een stroom van -25 MW op. De totale stroom in de lijn bedraagt dan -62,5 MW en de beïnvloedingsfactor die hiermee overeenstemt, bedraagt -0,625. Onderstaande tabel geeft de berekeningen van de verschillende beïnvloedingsfactoren “land naar lijn” weer op basis van de hypothesen die bepalen dat alle knopen van een gegeven land in gelijke mate deelnemen aan een elektriciteitsoverdracht.

**PTDF Matrix: country / line**

		<b>XB Transactions (country to hub)</b>		
		<b>A =&gt; A</b>	<b>B =&gt; A</b>	<b>C =&gt; A</b>
<b>Line</b>				
<b>L12</b>		<b>0</b>	<b>-0,625</b>	<b>-0,25</b>
<b>L23</b>		<b>0</b>	<b>-0,125</b>	<b>-0,25</b>
<b>L34</b>		<b>0</b>	<b>0,375</b>	<b>-0,25</b>
<b>L41</b>		<b>0</b>	<b>0,375</b>	<b>0,75</b>

<sup>35</sup> De netbeheerder kent de juiste verdeling van een gegeven overdracht op de verschillende knopen van het net niet.

161. De bepaling van de beïnvloedingsfactor van een elektriciteitsoverdracht van land B naar land A op lijn L23 brengt een onmiddellijke opmerking met zich mee: de weerslag van stromen voortvloeiend uit een elektriciteitsoverdracht van 50 MW van knoop 2 naar land A op lijn L23, namelijk +12,5 MW, wordt gecompenseerd door een stroom van -25 MW in de tegengestelde richting die voortvloeit uit een overdracht van 50 MW van knoop 3 naar land A. Het resultaat van deze compensatie levert een zeer zwakke beïnvloedingsfactor van -0,125 op, wat wijst op de zwakke invloed van deze grensoverschrijdende elektriciteitsoverdracht op de stromen van lijn L23 binnen land B alsook op de gevoeligheid van de coëfficiënten ten opzichte van de hypothesen wat betreft de GSK's. Indien de elektriciteitsoverdracht van 100 MW in werkelijkheid zou bestaan uit een overdracht van 67 MW van knoop 2 en van 33 MW van knoop 3, zou de hieruit voortvloeiende beïnvloedingsfactor op lijn L23 dicht bij nul liggen<sup>36</sup> liggen!

162. Op basis van de beïnvloedingsfactoren worden twee voorbeelden van verminderingen op basis van de volgende hypothesen bestudeerd: de drie NTC's bedragen allen 500 MW en zijn in beide richtingen identiek. Het eerste voorbeeld omvat een overbelasting van 100 MW van lijn L12 in geval van de volgende controle van het geheel van de drie NTC's: NTC1 A=>B, NTC2 A=>C en NTC3 C=>B.

Overload of 100 MW on line L12						
NTC set	Initial NTC	PTDF	PTDF <sup>2</sup>	Reduction key	Reduction MW	New NTC
A=>B	500	0,625	0,391	66%	105	395
A=>C	500	0,25	0,063	11%	42	458
C=>B	500	0,375	0,141	24%	63	437
<b>Total</b>			0,594			

163. De tweede kolom levert het kwadraat van de beïnvloedingscoëfficiënten, dat steeds een positief getal is en dat dan als basis kan dienen voor de berekening van een verminderingcoëfficiënt.

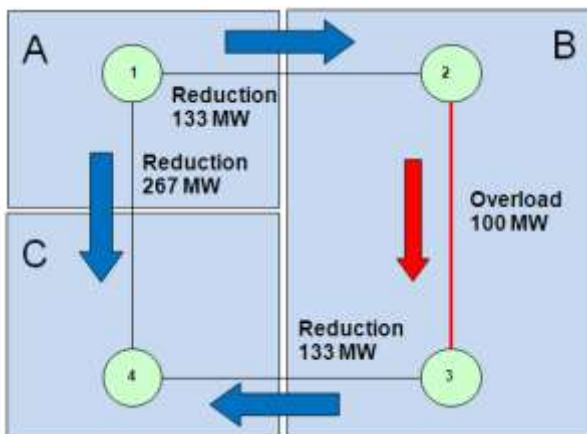
164. De afgebeelde resultaten lijken redelijk te zijn: de NTC1 van de betrokken interconnectie A=>B (lijn L12 vormt de interconnectie tussen de landen A en B) is in verhouding het meest beperkt en de NTC van de grenzen die verder liggen, zijn minder beperkt.

<sup>36</sup> Dit zal als gevolg hebben (zie onderstaand voorbeeld) dat de interconnectiecapaciteit (NTC1) van B naar A niet zal worden beperkt in geval van overbelasting op lijn L23, wat op zijn zachtst gezegd verrassend is!

165. Onderstaand voorbeeld bestudeert het geval van een gecoördineerde vermindering ten gevolge van een alarm geslagen omwille van een overbelasting van 100 MW op lijn L23 intern aan land B.

Overload of 100 MW on line L23						
NTC set	Initial NTC	PTDF	PTDF <sup>2</sup>	Reduction key	Reduction MW	New NTC
A=>B	500	0,125	0,016	17%	133	367
A=>C	500	0,25	0,063	67%	267	233
B=>C	500	0,125	0,016	17%	133	367
<b>Total</b>			0,094			

166. Bovenstaande tabel toont aan dat, met de voorgestelde methode, de NTC3 tussen de landen A en C het grootste deel van de vermindering draagt, ook al ligt deze grens ver van de overbelaste lijn. Onderstaande grafiek geeft deze resultaten weer.



167. Deze voorbeelden roepen de volgende commentaren en vragen op:

- De verminderingmethode bestudeert enkel een vermindering van de grensoverschrijdende uitwisselingen, ook al is in het laatste voorbeeld de meest doeltreffende maatregel een vermindering van de elektriciteitsoverdracht tussen de knopen 2 en 3, met andere woorden een redispatching tussen deze twee knopen intern aan land B.
- De doeltreffendheid van de verminderingmethode wordt enkel bestudeerd in termen van het te beperken capaciteitsvolume en niet in termen van de impact van de overwogen verminderingen op de sociaal-economische welvaart.
- De voorgestelde verminderingmethode is uiterst gevoelig aan de hypothesen gesteld door de netbeheerders omtrent de GSK's en aan de reële deelname van

productie-eenheden aan de elektriciteitsoverdracht. Aangezien de beïnvloedingsfactoren kunnen worden gecompenseerd, kan worden gevreesd voor weinig realistische resultaten. Gelijkaardige opmerkingen werden geformuleerd in de studie uitgevoerd door Professor Y. Smeers en gepubliceerd op de website van de CREG<sup>37</sup>.

- Om dezelfde reden, namelijk de mogelijke compensatie van de elektriciteitsstromen op interne lijnen veroorzaakt door grensoverschrijdende overdrachten, kan de voorgestelde methode ertoe leiden dat voornamelijk op grenzen die zeer ver van de gecongestioneerde interne lijn liggen, capaciteitsverminderingen worden weerhouden.

---

<sup>37</sup> <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F810FR.pdf>





172. Daarnaast is een methode die voorrang geeft aan interne uitwisselingen en wat overblijft toekent aan interconnectiecapaciteit ook in strijd met artikel 1.7 over de methoden voor het congestiebeheer. Dit artikel stelt dat de TNB's de interconnectiecapaciteit niet zouden moeten beperken om een congestieprobleem dat zich binnen hun eigen controlezone bevindt, op te lossen.

173. Gezien de ontwikkeling van de uitwisselingen intern aan de landen, die onder andere te wijten is aan het gebrek aan geschikte locationele signalen voor de lokalisatie van nieuwe productie-eenheden, leidt (en heeft geleid) de eerste fase van de voorgestelde methode, die overeenstemt met de methoden die voordien werden toegepast, tot een progressieve vermindering van de grensoverschrijdende capaciteiten indien de capaciteit van het transmissienet onveranderd blijft<sup>38</sup>.

174. Wat betreft de tweede fase van de berekening, namelijk de gecoördineerde veiligheidscontrole, moet worden toegevoegd dat de voorgestelde methode het verschil in behandeling tussen de interne en de grensoverschrijdende uitwisselingen nog versterkt. De gemeenschappelijke mededeling<sup>39</sup> van de TNB's en de regulatoren van de CWE-regio die in maart 2009 werd gepubliceerd, beschrijft de gecoördineerde methode ter aanpassing van de capaciteit als volgt: *“De voorgestelde methodologie vertrekt van een betere schatting van de situatie op D-2, die rekening houdt met alle stromen (buiten en binnen de regio). Op D-2 overweegt deze methode slechts één aanpassing (of een vermindering) van de grensoverschrijdende capaciteiten binnen de regio, zodat de grensoverschrijdende capaciteiten van de CWE-regio geleverd worden voor de gegeven veiligheidsomstandigheden van het systeem. Mogelijke verminderingen van de uitwisselingen buiten de regio worden door deze methode niet in aanmerking genomen terwijl een dergelijke vermindering ook een positieve impact kan hebben op de veiligheid van het net. Een beperking van de interne uitwisselingen binnen elk land wordt ook niet overwogen. Deze drie soorten uitwisselingen kunnen allen worden aangepast. De regulatoren en de TNB's merken echter op dat de grensoverschrijdende uitwisselingen*

---

<sup>38</sup> Deze tendens is bijzonder gevoelig op de zuidelijke grens van België. Zoals hoger reeds vermeld, worden de capaciteiten op de noordelijke grens bepaald aan de hand van een overeenkomst. Deze vernietigt momenteel dit negatieve effect, maar is in strijd is met artikel 6.3 van de verordening betreffende de maximalisatie van de capaciteiten voorgesteld op de markt.

<sup>39</sup> Deze gemeenschappelijke mededeling werd gepubliceerd op de website van de ERGEG en is beschikbaar via de volgende link: [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_INITIATIVES/ERI/Central-West/Meetings1/RCC\\_meetings/14supthsup%20CW%20RCC/DD/common%20communication%20to%20SG1%20050209%20\\_3\\_.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/Central-West/Meetings1/RCC_meetings/14supthsup%20CW%20RCC/DD/common%20communication%20to%20SG1%20050209%20_3_.pdf)

*vandaag worden behandeld als de enige aanpassingsparameters, terwijl de uitwisselingen intern aan een hub en de uitwisselingen extern aan een CWE-regio momenteel niet worden beschouwd als aanpassingsparameters.”*

175. Er dient te worden verduidelijkt dat de methode die Elia uiteindelijk in september 2010 heeft voorgesteld, niet werd gewijzigd ten opzichte van de methode van maart 2009. Ook moet worden gemeld dat de CREG meermaals heeft voorgesteld om minimale capaciteiten te gebruiken om de gevolgen van de voorgestelde methode te temperen.

176. Bovenstaande paragraaf 174 toont duidelijk en bevestigt de discriminatie ten opzichte van de grensoverschrijdende uitwisselingen binnen de CWE-regio ten voordele van interne uitwisselingen en andere grensoverschrijdende uitwisselingen buiten de regio, en die werd ingevoerd door het voorgestelde verminderingsproces. Het is betreurenswaardig dat, in het kader van de invoering van een regionale marktkoppeling, de enige coördinatie of wijziging die aan de berekening van de capaciteit wordt uitgevoerd, een verminderingsproces is dat wordt toegepast op de grensoverschrijdende capaciteiten binnen de regio! In deze methode wordt tijdens de berekening van de capaciteit in het bijzonder geen vermindering van de uitwisselingen met andere regio's voorgesteld, ook al hebben sommige, zoals de IFA, een grote invloed op de grens tussen Frankrijk en België.

177. Bijgevolg is de CREG van mening dat de voorgestelde methode discriminerend is ten opzichte van de grensoverschrijdende uitwisselingen en ten voordele van de interne uitwisselingen. Zij vindt ook dat de methode in strijd is met artikel 6.1 van de verordening (EG) nr. 1228/2003, die onder andere bepaalt dat de congestieproblemen van het net moeten worden verholpen aan de hand van niet-discriminerende oplossingen.

## ***IV.2. Weinig doeltreffend gebruik van het transmissienet***

178. Het tweede bezwaar inzake de voorgestelde berekeningsmethode heeft betrekking op het weinig doeltreffende gebruik van het transmissienet dat voortvloeit uit de toepassing ervan.

179. Zoals hoger reeds aangegeven onder punt III.5.3.4, worden de technische capaciteiten van het transmissienet slecht gebruikt: de elementen van het transmissienet worden gemiddeld voor 19,7 % van hun nominale capaciteiten belast. Bovendien bestaat er

geen enkele significante correlatie tussen de reële gemiddelde belastingsgraad van het systeem en de congesties waargenomen op D-1.

180. Wat betreft de grens met Nederland, waar de grensoverschrijdende capaciteit beperkt is tot een maximale arbitraire waarde van 1.401 MW, is het duidelijk dat dit soort methoden de maximale capaciteit van het transmissienet die betrekking heeft op de grensoverschrijdende stromen, niet ter beschikking stelt van de marktpelers.

181. Zoals aangegeven in bovenstaande paragraaf 127 veroorzaken de huidige berekeningsmethoden, die gebaseerd zijn op het ATC-concept, bovendien hoge en arbitraire veiligheidsmarges die een doeltreffend gebruik van het net niet toelaten. Daarnaast worden de NTC-waarden bepaald aan de hand van twee berekeningen per dag (of erger nog, één voor bepaalde TNB's). Dit past niet met de belangrijke schommelingen van de fysieke stromen die gedurende de dag op de interconnecties worden waargenomen. Deze belangrijke onzekerheid verplicht de TNB's ertoe in het kader van de berekening van de grensoverschrijdende capaciteiten abnormale veiligheidsmarges te hanteren. Een meer doeltreffende berekening (zoals voorzien in het kader van de "flow based"-benadering) zou minstens per uur de waarden moeten bepalen teneinde de evolutie van de capaciteiten van het net op een meer nauwlettende manier op te volgen. Bovendien berust de gemeenschappelijke veiligheidscontrole op het gelijktijdige toezicht op grensoverschrijdende uitwisselingen die overeenstemmen met hun maximum op alle grenzen. Dit komt overeen met een berekening van de capaciteiten op basis van een "worst case"-benadering.

182. Om de hierboven vermelde redenen is de CREG van mening dat de methoden voor de berekening van de capaciteit die door Elia worden toegepast, in strijd zijn met artikel 6.3 van de verordening dat bepaalt dat de maximale capaciteit van de interconnecties en/of van de transmissienetten die een weerslag heeft op de grensoverschrijdende stromen, ter beschikking moet worden gesteld van de marktpelers.

### ***IV.3. Geen toewijzing gebaseerd op de markt***

183. Het derde bezwaar tegen de voorgestelde methoden is hun onvermogen om een toewijzing van de transmissiecapaciteiten conform de markt toe te laten.

184. Tijdens de eerste fase van de berekening worden de grensoverschrijdende capaciteiten namelijk berekend (zuidelijke grens) of vastgelegd (noordelijke grens) zonder rekening te houden met de economische waarde van de mogelijke uitwisselingen. De verdelingswijze van de capaciteit van het transmissienet tussen de grenzen en tussen de

interne en de grensoverschrijdende uitwisselingen houdt geen rekening met de mogelijke welvaartsbaten die uit deze uitwisselingen voortvloeien.

185. Wat betreft de tweede fase van de methode, steunen de gecoördineerde controle van de veiligheid van het systeem en het principe gevolgd voor de verminderingen volgens de TNB's op een principe van doeltreffendheid (in termen van hoeveelheid) inzake de verminderingen van de NTC's om een congestie te verhelpen. De dichtstbijzijnde grenzen (in termen van beïnvloedingsfactoren of PTDF) worden als eerste verminderd. De CREG merkt ten eerste op dat de voorgestelde vermindering niet toelaat deze doelstelling na te leven en een arbitraire hypothese stelt op de GSK's die een grote weerslag zouden kunnen hebben op de verminderingcoëfficiënten. Ten tweede houdt het gevolgde principe geen rekening met de economische waarde van de mogelijk verminderde uitwisselingen.

186. Om deze redenen is de CREG van mening dat de huidige methode voor de berekening van de capaciteit in strijd is met artikel 6.1 van de verordening, dat bepaalt dat het congestiebeheer moeten worden behandeld aan de hand van oplossingen gebaseerd op de markt.

#### ***IV.4. Onvoldoende regionale coördinatie***

187. Het vierde bezwaar heeft betrekking op de coördinatie. Het is nuttig te herinneren aan de bewering die in 2001 door de ETSO werd voorgelegd onder punt 4.1 van haar document inzake de berekening van de ATC-capaciteiten:

188. *“Tot slot bieden de NTC-waarden op zich geen basis voor een gecoördineerde methode voor de toewijzing van de grensoverschrijdende handel op meerdere grenzen in een gemaasd net. Een beeld van een gecoördineerde benadering werd al voorgesteld in een afzonderlijk document van de ETSO [4]. Dit beeld zou berusten op dezelfde berekeningsprincipes als de principes voorgesteld in dit document, maar de toewijzing van de overdrachtcapaciteiten zou plaatsvinden op basis van de gevolgen in termen van belastingsstromen en niet rechtstreeks door de bilaterale waarden van de NTC's te gebruiken. Bijgevolg zal het echte belang van de NTC-waarden in de concepten gebaseerd op de internationale handelstransacties in continentaal Europa dalen.”*

189. Deze bewering geeft duidelijk de grenzen van de ATC-benadering aan wat betreft de coördinatie en de mogelijke verbeteringen, die men later een “flow based”-benadering van de ATC-methode zal noemen. Wat opvalt, is dat men moet vaststellen dat de TNB's de beperkingen van de ATC-benadering al lange tijd geleden hadden geïdentificeerd.

190. De ATC-methode is dus niet in staat om de onderling afhankelijke fysieke *loop flows* op een meer doeltreffende manier te behandelen. De methode behandelt de stromen niet op een gelijke manier, maar geeft voorrang aan bepaalde transacties zonder na te gaan of deze benadering de *loop flows* op een meer doeltreffende manier behandelt. De methode die door de nationale TNB's wordt gebruikt, houdt ook geen rekening met de regionale sociaal-economische welvaart. De niveaus van grensoverschrijdende transmissiecapaciteit houden geen verband met de economische waarde van de mogelijke grensoverschrijdende transacties. De verdeling van de transmissiecapaciteit beschikbaar tussen verschillende grenzen is niet conform de markt en sommige uitwisselingen zijn willekeurig verboden. Het huidige berekeningsmodel houdt evenmin rekening met de afbakening van de zones binnen de regio (de co-existentie van kleine en grote zones), wat de gebreken van de voorgestelde methode nog versterkt.

191. Bijgevolg is de CREG van mening dat de voorgestelde methode in strijd is met artikel 3 van de richtsnoeren, en meer bepaald met artikelen 3.5 (a) en (b). Deze bewering geldt ook voor artikelen 1.7 en 1.8 in verband met de afbakening van de zonegrenzen en de organisatie van de redispachting die de uitwisselingen met derde landen kunnen beïnvloeden.

192. Er dient te worden opgemerkt dat men de bezwaren aangehaald in het onderhavige document, zou kunnen hebben vermeden in het kader van de invoering van een methode gebaseerd op de stromen en die rekening houdt met een op regionaal niveau doeltreffende afbakening van de zones. Hieromtrent dient te worden herinnerd aan de verbintenis aangegaan in het "Memorandum of Understanding" van 2007 inzake de invoering van een "flow based"-marktkoppeling in de CWE-regio. Al deze elementen tonen aan dat het nu, negen jaar na de analyse van de ETSO en drie jaar na de ondertekening van het MoU, nodig is een oplossing te hebben voor de berekening van de grensoverschrijdende capaciteiten die volledig conform de Verordening en de richtsnoeren zou zijn.

## ***IV.5. Context en temperende maatregelen***

### ***IV.5.1 Invoering van een marktkoppeling gebaseerd op de stromen***

193. Op 6 juni 2007 werd het MoU in het kader van de invoering van een marktkoppeling gebaseerd op de stromen ingevoerd in de CWE-regio ondertekend. Dit MoU voorzag dat, indien de invoering van een oplossing gebaseerd op de stromen te moeilijk bleek te zijn, de partners van het project als eerste stap in de richting van een langdurige oplossing een minder geavanceerd koppelingsmodel konden bestuderen.

194. De oplossing die Elia nu voorstelt, is een minder geavanceerde koppeling die dus moet worden gezien als een tussenstap in het kader van de invoering van een marktkoppeling gebaseerd op de stromen.

195. Op 27 april 2010 duiden de netbeheerders en de beurzen belast met de invoering van de koppeling van de CWE-markten de maand april 2012 aan als streefdatum voor de lancering van de marktkoppeling gebaseerd op de stromen. Hier dient aan te worden herinnerd dat het MoU als streefdatum januari 2009 voorzag voor de invoering van een koppeling gebaseerd op de stromen.

196. De CREG staat erop te melden dat zij van mening is dat de methoden voor de berekening van de capaciteiten toegepast op de Belgische grenzen niet conform de Verordening zullen zijn zolang er geen implementatie is van een methode gebaseerd op de stromen.

197. Bijgevolg vraagt de CREG aan Elia om haar zo spoedig mogelijk een voorstel voor de berekening van de capaciteiten over te maken dat gebaseerd is op de stromen en conform de richtsnoeren is.

## ***IV.5.2 Voorstellen in verband met de modaliteiten voor de bepaling van de dagcapaciteiten***

198. Gezien de risico's verbonden aan de voorgestelde methode voor de berekening van de grensoverschrijdende capaciteiten (in het bijzonder op de zuidelijke grens), heeft de CREG aan Elia gevraagd om zich ertoe te verbinden minstens 1.700 MW (NTC) in de richting van Frankrijk naar België en 600 MW (NTC) in de richting van België naar Frankrijk ter beschikking te stellen van de marktspelers. Er dient te worden herhaald dat deze waarden uiterst dwingend kunnen zijn tijdens de zomermaanden.

199. Op 22 april 2010 ontvangt de CREG van Elia een eerste schrijven als antwoord op haar bezorgdheden. In dit schrijven meldt Elia dat, op basis van recente simulaties in verband met het gecoördineerde proces voor de berekening van de capaciteiten binnen de CWE-regio, "er geen capaciteitsverminderingen ten gevolge van het coördinatieproces tussen de netbeheerders (fase 2) worden verwacht" en dat "de methode leidt tot dagcapaciteiten die de minimale waarden aangehaald door de CREG naleven".

200. Op 2 september 2010 legt Elia ook een voorstel in verband met de modaliteiten inzake de bepaling van de dagcapaciteiten voor de Frans-Belgische grens voor.

201. In dat document wordt ten eerste verduidelijkt dat, voor het jaar 2010, de minimale waarde van 600 MW in de richting België – Frankrijk steeds werd nageleefd, en dit tot en met 23 augustus 2010. De waarde van 1.700 MW werd eind juli 2010 niet gerespecteerd, onder andere omwille van de onbeschikbaarheid van de lijn Gramme – Achène, gerefereerd als 380.10 in het document van Elia, ten gevolge van uitzonderlijke windstoten die op 14 juli 2010 drie masten van deze lijn ernstig hebben beschadigd.

202. Bijgevolg acht de CREG dat het proces van gecoördineerde controle van de veiligheid van het net en de zeldzame verminderingen die eruit zouden kunnen voortvloeien, geen significante invloed zouden moeten hebben op de werking van de markt in 2011. De CREG dringt erop aan te verduidelijken dat dit niet betekent dat het globale niveau van de voorgestelde capaciteiten geen invloed heeft op de werking van de markt.

203. Voor 2011 verbindt Elia zich ertoe doelstellingen te bereiken die minstens evenwaardig zijn aan de doelstellingen vastgelegd voor 2010, namelijk in de richting Frankrijk – België, 1.700 MW 100 % van de tijd, 1.800 MW 95 % van de tijd en 2.000 MW



90 % van de tijd en in de richting België – Frankrijk 800 MW gedurende het hele jaar.

204. Elia stelt ook dat zij vóór eind 2010 de nauwkeurige doelstellingen die zij voor het jaar 2011 zal vastleggen, aan de CREG en aan de marktspelers zal meedelen. Deze doelstellingen zullen rekening houden met de recente ingebruikname van de versterking van de interconnectie Aubange - Moulaine.

205. Conform het persdossier dat Elia op 25 juni 2010 heeft uitgewerkt in het kader van de versterking van deze interconnectie, waarin de netbeheerders wijzen op een stijging van ongeveer 10 tot 15 % van de uitwisselingscapaciteit tussen Frankrijk en België, is de CREG dus van mening dat de doelstellingen van Elia minstens gelijk moeten zijn aan een gemiddelde stijging van de NTC van 10 % in 2011 ten opzichte van 2010.

### ***IV.5.3 Studie over de afbakening van de zones***

206. Teneinde de bezorgdheden van de CREG inzake het niveau van de grensoverschrijdende capaciteiten te beantwoorden, werd tijdens de vergadering van de 22<sup>e</sup> CWE RCC van 7 juli 2010 voorgesteld om op het niveau van de CWE-regio een studie uit te voeren betreffende de invloed van de grootte van de zones op de regionale sociaal-economische welvaart. Een betere bepaling van de zones, die niet noodzakelijk nog zou moeten overeenkomen met de nationale grenzen, zou een positieve impact moeten hebben op het beheer van de *loop flows*, de regionale sociaal-economische welvaart en het niveau van de commerciële capaciteiten die binnen de regio worden toegewezen. Deze studie zou moeten worden uitgevoerd door de netbeheerders en de beurzen van de CWE-regio. De verbintenis van de regulatoren werd bevestigd tijdens de vergadering inzake de monitoring van het ITVC-project van 17 september 2010.

207. De CREG verheugt zich over deze verbintenis die, in haar ogen, een belangrijke stap vormt in het kader van de invoering van methoden voor het congestiebeheer die overeenstemmen met de richtsnoeren binnen de CWE-regio, in het bijzonder met de artikelen 1.7 en 1.8 van de richtsnoeren.

208. De CREG vraagt aan Elia om alles in het werk te stellen om deze studie tegen juli 2011 af te ronden. De CREG is van mening dat deze studie bovendien de optie in het kader waarvan één enkele uurprijs wordt bepaald voor de verbruikers die zich in verschillende zones bevinden, moet bestuderen en dat de studie moet worden uitgevoerd in het kader van de invoering van een koppeling gebaseerd op de stromen.

209. Tot slot stelt de CREG dat zij het heel belangrijk vindt dat voor het congestiebeheer

een langdurige oplossing wordt ingevoerd die overeenkomt met de richtsnoeren en die een doeltreffend gebruik van het net toelaat. Zo vraagt de CREG aan Elia om de werken die zij in die richting heeft ondernomen, verder te zetten en haar om de zes maanden de acties en de vooruitgang die zij hieromtrent zal hebben geboekt, mee te delen.

#### ***IV.5.4 Controle van de berekening***

210. De methode voor de berekening van de capaciteiten voorgesteld in het kader van de implementatie van de marktkoppeling verschilt van de methoden die vroeger werden toegepast omwille van de invoering van een tweede fase die overeenstemt met de gecoördineerde controle van de veiligheid van het systeem.

211. Deze tweede fase van de methode houdt een risico in, in die zin dat de capaciteiten die bilateraal worden voorgesteld, nog meer zouden kunnen worden verminderd in geval van twijfel over de voorziene veiligheid van het net en dat niveaus dreigen bereikt te worden die lager zijn dan de minimale capaciteiten die door de CREG worden aangehaald (zie paragrafen 24 en 37).

212. In haar schrijven van 22 april 2010 stelt Elia dat, op basis van recente simulaties inzake het gecoördineerde berekeningsproces van de capaciteiten in de CWE-regio, capaciteitsverminderingen ten gevolge van het coördinatieproces weinig waarschijnlijk zijn. De methode zou dus leiden tot dagcapaciteiten die de minimale waarden aangehaald door de CREG naleven.

213. Tijdens de vergadering in verband met het toezicht over de invoering van een ITVC-koppeling van 17 september 2010 werd echter afgesproken dat de regulatoren van de CWE-regio het niveau van de toegewezen capaciteit nauwer zullen opvolgen en dat, indien capaciteitsverminderingen zouden moeten plaatsvinden en dat deze de hierboven vermelde niveaus voor de minimale capaciteiten zouden bereiken, de netbeheerders op een transparante en snelle manier elk geval waarin de capaciteit lager zou zijn dan de minimale niveaus aangehaald door de CREG, moeten verklaren.

214. In haar voorstellen betreffende de modaliteiten die ze in september 2010 heeft ingevoerd, had Elia bovendien gemeld dat zij bereid was aan de CREG een gedetailleerde uitleg te geven indien de waarden van de NTC strikt lager liggen dan de minimale waarden die de CREG aanhaalt.

215. Daarom vraagt de CREG aan Elia om haar, voor elke capaciteitswaarde (NTC) die onder de besproken minima ligt, een gedetailleerd verslag over de omstandigheden van de

vermindering over te maken. Dit verslag omvat onder andere de context, de oorzaken en de verplichtingen die de vermindering hebben veroorzaakt, de gebruikte PTDF's en GSK's alsook alle elementen die de CREG toelaten de verminderingen die zouden zijn toegepast, opnieuw te berekenen.

### ***IV.5.5 Publicatie van het algemene plan voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de betrouwbaarheidsmarge***

216. Artikel 5, alinea 2 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.

Teneinde overeen te stemmen met artikel 5, alinea 2 van de verordening en artikel 5.2 van de richtsnoeren moet de beschrijving van het algemene model voldoende gedetailleerd zijn. De inlichtingen gepubliceerd in dit document moeten de netgebruikers in principe toelaten zelf de interconnectiecapaciteiten bij benadering te berekenen.

217. Op 16 juli 2010 heeft de CREG aan Elia haar opmerkingen en vragen overgemaakt in verband met de eerste versie van de beschrijving van de berekening van de overdrachtcapaciteit van Elia. In haar brief van 16 juli 2010 stelt de CREG vast dat de voorgestelde beschrijving nog niet voldoet aan de basiscriteria van de verordening en de richtsnoeren. Bovendien moest de voorgestelde tekst nog veel meer worden gedetailleerd op het vlak van de verschillende fasen en de gebruikte methoden. Daarnaast moest het document nog veel duidelijker worden aangepast aan een Belgische context.

218. Op 2 september 2010 heeft de CREG een nieuw voorstel ontvangen van Elia, ter vervanging van de beschrijving van het berekeningsmodel dat voordien werd voorgesteld.

219. Wat betreft deze nieuwe versie wenst de CREG ten eerst op te merken dat Elia de tekst aanzienlijk heeft verbeterd en erin is geslaagd een aantal onduidelijkheden of leemten uit de tekst weg te werken. Vergeleken met de voorgaande versie werden sommige stukken uit de tekst grondig verduidelijkt.

220. De CREG betreurt echter dat Elia geen rekening heeft gehouden met het geheel van haar opmerkingen. Bepaalde punten, waar de CREG in haar brief van 16 juli 2010 nochtans

speciaal de aandacht van Elia op heeft gevestigd, werden niet verder uitgewerkt en zijn soms zelfs minder duidelijk.

221. De tekst beschrijft bijvoorbeeld welke algemene elementen in het basisscenario vervat zitten, maar blijft vaag wat betreft de manier waarop deze elementen in de praktijk worden ingevoerd.

222. Zo worden de rol van de prioritaire behandeling van de uitwisselingen intern aan landen in het basisscenario en de impact ervan op de verderzetting van de berekening van de capaciteit (zie punten III.3.1.1 en III.3.2.1 van de onderhavige beslissing) niet uitgelegd en blijven ze zeer vaag.

De tekst voorgelegd door Elia vermeldt bijvoorbeeld dat hypothesen van het basisscenario inzake de internationale uitwisselingen voorzien voor de week die volgt, onder andere worden gesteld op basis van de “commerciële transacties”. De tekst legt echter niet uit of deze commerciële transacties ofwel louter nationale commerciële transacties zijn die in één enkel ander land worden afgesloten (die evenwel *loop flows* veroorzaken in de buurlanden), ofwel internationale commerciële transacties zijn die werden afgesloten tussen de netgebruikers in het buitenland of nog internationale commerciële transacties zijn die werden afgesloten tussen een gebruiker van het Belgische net en een netgebruiker in het buitenland. Niettemin is het belangrijk, voor de berekening van het basisscenario, te weten welke optie(s) effectief wordt/worden gevolgd.

223. De precieze rol van de *loop flows* binnen het berekeningsmodel staat hier nauw mee in verband. Hun impact op de berekening van de interconnectiecapaciteit die commercieel beschikbaar is, wordt in de voorgelegde tekst niet bewezen of uitgelegd. De tekst vermeldt wel dat de *loop flows* één van de hypothesen van het basisscenario vormen, maar uit de beschrijving van het document kan niet worden afgeleid welke *loop flows* nu juist in het basisscenario vervat zitten.

224. Bovendien geeft de beschrijving van het basisscenario in week-1 en D-2 de manier en de nauwkeurige hypothesen betreffende de *loop flows* (worden ze uitdrukkelijk opgeteld via een externe transactie?) en de impact van IFA niet duidelijk weer.

225. Daarnaast vermeldt Elia niet duidelijk hoe de berekening van de capaciteiten gecoördineerd is tussen de twee Belgische grenzen.

226. Tot slot laat de voorgestelde beschrijving niet toe om de werking van het gecoördineerde verminderingsmechanisme van de capaciteiten die bilateraal worden

berekend, te begrijpen. De bijdrage van de verschillende grenzen in geval van overschrijding van de grenzen op een netelement moet in het bijzonder nog worden verduidelijkt.

227. Kortom, men kan dus zeggen dat het document voorgelegd door Elia wat betreft enkele essentiële stukken niet duidelijk is en dat de lezer niet voldoende in staat is om zelf de interconnectiecapaciteiten bij benadering te berekenen. Dit gebrek aan duidelijkheid in de tekst voorgelegd door Elia uit zich bijvoorbeeld ook in het feit dat de CREG zich niet uitsluitend op het voorstel van Elia heeft moeten baseren om de onderhavige beslissing te nemen, maar ook op een hele reeks andere documenten om de berekeningsmethode te kunnen evalueren (zie hoger paragraaf 4.1).

228. Om de hierboven vermelde redenen voldoet het document voorgelegd door Elia inhoudelijk niet aan artikel 5, alinea 2 van de verordening en aan artikel 5.2 van de richtsnoeren.

229. Bijgevolg vraagt de CREG aan Elia om rekening te houden met de opmerkingen die ze in haar brief van 16 juli 2010 meedeelde alsook met de onderhavige beslissing. Daarnaast vraagt de commissie haar ook de tekst in verband met het model voor de berekening van de overdrachtcapaciteit verder te verduidelijken.

# BESLISSING

In uitvoering van artikel 5, § 2 van de Verordening en van de artikelen 176, § 2 en 180, § 2 van het technisch reglement beslist de CREG, om de hierboven vermelde motieven, het voorstel van Elia betreffende het algemene plan voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge met Frankrijk en Nederland, ingediend in het kader van de invoering van de marktkoppeling binnen de CWE-regio, te weigeren.

230. De CREG is namelijk van mening dat de voorgestelde methode in strijd is met de artikelen 6.1 en 6.3 van de Verordening en met de artikelen 1.7, 1.8 en 3.5 van de richtsnoeren. Het document dat Elia heeft voorgelegd, voldoet inhoudelijk niet aan artikel 5, alinea 2 van de verordening en aan artikel 5.2 van de richtsnoeren.

Teneinde de andere voordelen verbonden aan de invoering van een marktkoppeling in de regio Centraal-West Europa, en uitgebreid naar de noordelijke regio door middel van de ITVC-koppeling, echter niet in gevaar te brengen, en aangezien de CREG onder andere gezien de verbintenissen van Elia denkt dat de gecoördineerde verminderingen geen negatieve invloed zullen hebben op de markt, beslist de CREG de invoering van deze berekeningsmethode in het kader van de marktkoppeling toe te laten.

De CREG vraagt het volgende aan Elia:

- overeenkomstig paragraaf 197 van de onderhavige beslissing, haar zo spoedig mogelijk een voorstel van berekening van de capaciteiten gebaseerd op de stromen en conform de richtsnoeren voor te leggen;
- overeenkomstig paragraaf 205 van de onderhavige beslissing, doelstellingen vast te leggen voor de gemiddelde capaciteit (NTC) voorgesteld tussen Frankrijk en België die moeten overeenkomen met een stijging van minstens 10 % in 2011 vergeleken met 2010;
- overeenkomstig paragraaf 208 inzake de studie betreffende de afbakening van de zones in de CWE-regio, alles in het werk te stellen om deze studie tegen juli 2011 af te ronden. Deze studie moet onder andere de mogelijkheid om één enkele uurprijs voor de verbruikers gevestigd in verschillende zones te bepalen, bestuderen en moet worden uitgevoerd in het kader van de invoering van de marktkoppeling gebaseerd op de stromen;

- overeenkomstig paragraaf 209 van de onderhavige beslissing, de werken die ze heeft ondernomen op het vlak van invoering van een langdurige oplossing, te vervolgen en haar om de zes maanden de acties en de vooruitgang die zij hieromtrent zal hebben geboekt, mee te delen;
- overeenkomstig paragraaf 215 van de onderhavige beslissing, haar voor elke capaciteitswaarde (NTC) die onder de besproken minima ligt, een gedetailleerd verslag over de omstandigheden van de vermindering over te maken. Dit verslag omvat onder andere de context, de oorzaken en de verplichtingen die de vermindering hebben veroorzaakt, de gebruikte PTDF's en GSK's alsook alle elementen die de CREG toelaten de verminderingen die zouden zijn toegepast, opnieuw te berekenen;
- overeenkomstig paragraaf 229 van de onderhavige beslissing, rekening te houden met de opmerkingen die ze in haar brief van 16 juli 2010 meedeelde alsook met onderhavige beslissing. Daarnaast vraagt ze haar ook de tekst in verband met het model voor de berekening van de overdrachtcapaciteit verder te verduidelijken.

////

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



Dominique WOITRIN  
Directeur



François POSSEMIERS  
Voorzitter van het Directiecomité



**ALGEMEEN MODEL VOOR DE BEREKENING VAN DE TOTALE  
OVERDRACHTCAPACITEIT EN DE  
TRANSPORTBETROUWBAARHEIDSMARGE**

**MODEL VAN TOEPASSING OP DE BELGISCHE GRENZEN VOOR  
DAGCAPACITEITEN**

**31/08/2010**



## **Inhoudstafel**

<b>Introductie</b> .....	<b>3</b>
<b>1. Individuele berekening van de overdrachtscapaciteit (stap 1)</b> .....	<b>6</b>
<b>1.1. Vastleggen referentiesituatie op week -1</b> .....	<b>6</b>
1.1.1.    CWE ultdienstnames .....	6
1.1.2.    De verwachte loopflows .....	6
1.1.3.    IFA kabel .....	7
1.1.4.    N-1 situatie .....	7
<b>1.2. Berekening dagcapaciteiten op week-1</b> .....	<b>7</b>
<b>1.3. Evaluatie van NTCs op Dag-2 en extrapolatie naar 24 NTC waarden</b> .....	<b>9</b>
1.3.1.    Parameters voor de overgang van W-1 naar D-2 .....	9
1.3.2.    Concrete elementen .....	9
1.3.3.    D-1 (nacht & vroege ochtend).....	10
1.3.4.    D-1 (omstreeks 8uur) .....	10
<b>2. Creatie van capaciteitscombinaties (stap 2)</b> .....	<b>11</b>
<b>3. Creatie van gemeenschappelijk netmodel (stap 3)</b> .....	<b>13</b>
<b>4. Decentrale netberekeningen (stap 4)</b> .....	<b>15</b>
<b>5. Gecoördineerde aanpassing van capaciteiten (stap 5)</b> .....	<b>17</b>
<b>6. Van NTCs naar ATCs (stap 6)</b> .....	<b>19</b>

## Introductie

Dit document beschrijft het voorstel van Elia System Operator ("Elia") met betrekking tot de berekening van de dagelijkse overdrachtcapaciteit (Net Transfer Capacity) op de Belgische Noord- en Zuidgrens, in het kader van de marktkoppeling tussen CWE landen (Central West Europe: Benelux, Frankrijk en Duitsland), die in werking zal treden vanaf het najaar van 2010.

Dit voorstel kadert in een gecoördineerde aanpak van de betrokken transmissienetbeheerders in uitvoering van de MOU tussen de ministers van het Pentalateral Energy Forum, de regulatoren, transmissienetbeheerders, energiebeurzen en de marktpartijen van de CWE-regio en werd al voorgesteld aan de CWE regulatoren door het "joint project" o.a. in het kader van dit Pentalateral Energy Forum.

Dit voorstel wordt door Elia aan de CREG voorgelegd voor goedkeuring, in toepassing van artikel 5, tweede lid van de Verordening (EG) nr. 1228/2003.

De berekeningen van de jaarlijkse en maandelijkse overdrachtcapaciteiten, de veronderstellingen met betrekking tot de gerelateerde betrouwbaarheidsmarge, de verdeling van de capaciteit tussen verschillende tijdshorizonten (jaar, maand, dag) en de allocatie van de capaciteit en de manier waarop die gebruikt wordt, vallen buiten de scope van dit document. Deze elementen zijn besproken in het dossier "Algemeen Model voor de berekening van de Totale overdrachtcapaciteit en de Transportbetrouwbaarheidsmarge voor jaar- en maandcapaciteiten" en het dossier "Règles de répartition de la capacité entre les différents horizons de temps sur l'interconnexion France-Belgique". Deze dossiers zijn op 13 November 2009 ter goedkeuring voorgelegd aan de CREG waarop de CREG een beslissing heeft gepubliceerd op 26 November 2009 over het tweede dossier. Een beslissing over het eerste dossier ("Algemeen Model voor de berekening van de Totale overdrachtcapaciteit en de Transportbetrouwbaarheidsmarge voor jaar- en maandcapaciteiten") is nog openstaand.

Het begrip overdrachtcapaciteit wordt hier ter volledigheid opnieuw verduidelijkt<sup>1</sup>:

- **Total Transfer Capacity (TTC):** De maximale capaciteit of Totale overdrachtscapaciteit die voor de uitwisseling van elektriciteit beschikbaar is tussen netten in aan elkaar grenzende geografische zones, rekening houdend met de verwachte loop flows, zonder dat de veiligheid van het net in het gedrang komt en onder voorbehoud van feiten of nieuwe informatie die aan de netbeheerder wordt meegedeeld door de marktpartijen of door andere netbeheerders. Deze capaciteit wordt bepaald zodat de veiligheid van het net in alle "N-1" situaties gedekt is. Met andere woorden, bij onverwacht verlies van één belangrijk netelement, wordt deze overdrachtscapaciteit nog steeds gegarandeerd.
- **Transmission Reliability Margin (TRM):** De TRM of Transportbetrouwbaarheidsmarge is een ultieme reserve op de grensoverschrijdende transmissielijnen waarover de transmissienetbeheerder moet beschikken om in geval van nood, voor de netveiligheid te kunnen zorgen, in voorkomend geval door beroep te doen op reserves van naburige transmissienetbeheerders.
- **Net Transfer Capacity (NTC):** De capaciteit die beschikbaar is voor commerciële transacties. Deze is gelijk aan de Totale Transmissie Capaciteit verminderd met de Transportbetrouwbaarheidsmarge
  - →  $NTC = TTC - TRM$ .
- **Available Transfer Capacity (ATC):** De resterende capaciteit na vermindering van de NTC met de reeds genomineerde transacties. Toegepast op de dagelijkse

<sup>1</sup> Zie ook het document "Capacités d'interconnexion à la frontière franco-belge" (24 februari 2009).

overdrachtscapaciteiten bekomt men de Dag-1 ATCs door de lange termijn (jaar, maand) nominaties van de NTC af te trekken.

→  $ATC = NTC - \text{Netto LT nominaties}$ .

Overdrachtscapaciteitsberekeningen worden uitgevoerd voor een jaarlijkse, maandelijkse en dagelijkse horizon. Zoals eerder aangehaald, wordt hier enkel de dagelijkse berekeningsmethode besproken.

Het resultaat van deze berekening zijn 24 overdrachtscapaciteiten per dag, per grens en per richting. De allocatie van deze dagelijkse capaciteiten zal impliciet gebeuren via de CWE market coupling. Het berekeningsproces van deze capaciteiten is een volledig gecoördineerd proces met de betrokken transmissienetbeheerders. Dit gecoördineerde proces bevat een aantal taken die lokaal gebeuren (i.e. onder de verantwoordelijkheid van de individuele betrokken netbeheerders) en een aantal taken die gecoördineerd gebeuren (i.e. deze taken worden gedaan onder de verantwoordelijkheid van één entiteit).

In een **eerste stap** worden overdrachtscapaciteiten berekend door elke transmissienetbeheerder afzonderlijk. Om de dagelijkse overdrachtscapaciteiten te berekenen moeten een aantal hypothesen genomen worden die toelaten realistische netsituaties te simuleren die kunnen leiden tot de beschikbare capaciteit. Deze hypothesen ontstaan door historische netsituaties te analyseren en de kans in te schatten dat ze zich opnieuw voordoen tijdens de beschouwde periode. Naast deze historische situatie, is het belangrijk om hypothesen aan te nemen betreffende de variabiliteit van onder andere het loopflow gedrag. Om de capaciteit gedurende de betreffende uren van de dag te kunnen toelaten, moeten deze hypothesen zich baseren op de minst optimale omstandigheden. Bij omstandigheden die gunstiger zijn, zal de capaciteit dus groter zijn. Volgende elementen kunnen in al dan niet grote mate eveneens een impact hebben op de (Belgische) overdrachtscapaciteit:

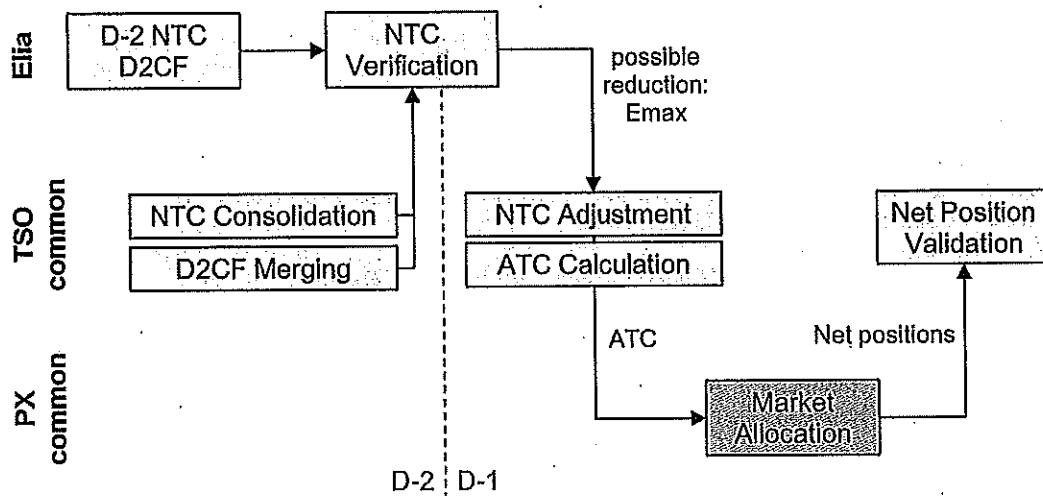
- Seizoen: Tijdens de zomer is er een lagere thermische capaciteit van de transportelementen.
- Uitdienstnames van net- en productie-elementen ter uitvoering van werken aan het elektriciteitsnet of productie park (onderhoud/werken centrales/transport).
- Uitwisselingen tussen Frankrijk en Engeland via de HVDC kabel.

In een **tweede stap** worden de overdrachtscapaciteiten doorgestuurd naar een centrale entiteit (dit is een roterende verantwoordelijkheid waaraan Coreso deelneemt) die op zijn beurt verschillende combinaties van capaciteiten zal genereren. Deze worden dan opnieuw ter beschikking gesteld van de transmissienetbeheerders.

Tijdens een **parallele stap** wordt een gemeenschappelijk net model gecreëerd door een centrale entiteit die de basis zal vormen voor het testen van de robuustheid van de verschillende combinaties van capaciteiten.

**Daarna** volgen decentrale robuustheidstests en wordt de output van deze robuustheidstest gebruikt om al dan niet een gecoördineerde correctie van overdrachtscapaciteiten uit te voeren op basis van vaste algoritmes, waarbij vereiste correcties verdeeld worden over de CWE grenzen naargelang de impact op de gedetecteerde beperkingen. Deze eventuele correctie heeft uiteindelijk een NTC waarde tot resultaat wat na verrekening met de lange termijn nominaties een uiteindelijke waarde voor de ATC geeft.

Onderstaand schema geeft dit proces schematisch weer:



**Stap 1:** door elke CWE transmissienetbeheerder  
individuele berekening van de overdrachtscapaciteit (D-2 NTC)

**Stap 2:** door Common System  
creatie van capaciteitscombinaties (NTC Consolidation)

**Stap 3:** door Coreso  
creatie van gemeenschappelijk netmodel (D2CF)

**Stap 4:** door elke CWE transmissienetbeheerder  
decentrale netberekeningen (NTC verification)

**Stap 5:** door Common System  
gecoördineerde aanpassing van capaciteiten (NTC adjustment)

**Stap 6:** door Common System  
van NTCs naar ATCs (ATC Calculation)

De in de vorige paragraaf vernoemde taken moeten worden uitgevoerd voor de volgende deadlines zijn verstreken.

Taak	Uitvoerder	Target end time
Stap 1: D-2 NTC versturen	Elia en andere CWE transmissienetbeheerders	19h00 D-2
Stap 1: D2CF versturen	Elia en andere CWE transmissienetbeheerders	19h00 D-2
Stap 2: NTC matchen + versturen	Common System	20h00 D-2
Stap 3: Merged D2CF publicatie	Coreso	20h00 D-2
Stap 4: Green/red flag versturen	Elia en andere CWE transmissienetbeheerders	9h30 D-1
Stap 5: NTC reduceren + versturen	Common System	9h48 D-1
Stap 6: ATC berekenen + versturen	Common System	9h53 D-1

De taken die door het Common System of Coreso worden uitgevoerd staan vermeld ter illustratie om aan te geven wanneer de verschillende outputs die door hen verstuurd worden, ter beschikking zijn.

## 1. Individuele berekening van de overdrachtscapaciteit (stap 1)

Deze fase verduidelijkt de manier waarop Elia dagelijks de 24 overdrachtscapaciteiten berekent voor de Noord- en Zuidgrens. Parallel aan deze fase berekenen de andere transmissienetbeheerders ook de overdrachtscapaciteiten voor hun grenzen. De berekeningsmethoden van de andere transmissienetbeheerders in CWE vallen echter buiten de scope van dit document.

### 1.1. Vastleggen referentiesituatie op week -1

Het vastleggen van de referentiesituatie (base case) gebeurt op vrijdag van week-1 voor de volgende week. De coördinatie tussen transmissienetbeheerders van de regio CWE gebeurt in die stap vooral voor het vastleggen van coherente assumpties.

Het vastleggen van een referentiesituatie gebeurt in drie stappen.

1. Elia kiest een vergelijkbare netsituatie (seizoen, temperatuur, productiepark, ...) die dient als basis voor de capaciteitsberekening. Voor iedere typedag van de volgende week (weekdag, zaterdag, zondag) wordt een referentiefile gekozen die een beeld geeft van het volledige Belgische net uit het verleden, rekening houdend met de specificiteiten van de komende week. Voor elke dag uit het verleden is de historische netsituatie beschikbaar in de vorm van een file (in DAF-formaat) met informatie over de topologie van het netwerk, over het productiepark, over de belasting en over de import/export per zone.
2. Deze referentie files worden aangepast aan de netsituatie van de komende week met bv. de geplande snijdingen.
3. Daarbovenop wordt rekening gehouden met de onderstaande externe elementen die wijzigingen kunnen impliceren voor de gekozen referentiefiles. Indien dit het geval is wordt de base case aangepast.

#### 1.1.1. CWE uitdienstnames

De CWE transmissienetbeheerders stemmen iedere vrijdag af over een lijst met belangrijke uitdienstnames voor de komende week die een impact hebben op één of meerdere grenzen. Per grens en per richting worden deze situaties opgelijst. Iedere transmissienetbeheerder bepaalt zelf op basis van zijn ervaring welke situaties hij analyseert en kan op die manier de topologie van de base case aanpassen.

#### 1.1.2. De verwachte loopflows

Loopflows ontstaan door het verschil tussen de gemeten fysische fluxen op de interconnecties en de verwachte fluxen op basis van de totale nominaties voor deze interconnecties. De totale nominaties zijn het resultaat van de uitvoering van commerciële transacties; bij aan- en verkooptransacties worden voor het kunnen realiseren van deze transacties bepaalde hypothesen genomen betreffende de contractuele weg die de elektriciteit zal volgen. Doordat in realiteit de fysische stromen afhangen van de topologie van het net, in België en het buitenland, en de lokalisatie van productie en consumptie en onderhevig zijn aan de wetten van de elektriciteit ontstaat een verschil: loopflows. Per definitie kunnen de loopflows enkel in real time of ex post gemeten worden. Een inschatting moet dus ex-ante worden gemaakt voor de evaluatie van beschikbare overdrachtscapaciteiten.

Gezien het Belgische netwerk sterk geïntegreerd is binnen het Europese netwerk en omdat loopflows een deel van de fysieke capaciteit van de interconnecties gebruiken hebben zij een grote impact op de totale overdrachtscapaciteit (TTC)

Door de beschikbaarheid van de fase-transformatoren in het Belgische net, kunnen fluxen evenwel beter worden beheerst. De waarden van 1000MW in de Zuid-Noord richting en 1200MW in de Noord-Zuid richting zijn streefwaarden die enkel bij de minst optimale omstandigheden als hypothese worden genomen (zie verder). Deze waarden werden gekozen in functie van de stromen die gedurende verschillende jaren werden geobserveerd en rekening houdend met een regionale netveiligheidssituatie en een goede samenwerking tussen transmissienetbeheerders, vereist door de context van een sterk geïnterconnecteerd netwerk.

### 1.1.3. IFA kabel

Naast de import/export balansen van de Europese landen die de fluxen door België bepalen, heeft het marktgedrag tussen Frankrijk en het Verenigde Koninkrijk via de **IFA kabel** ook een rechtstreekse impact op de Belgische capaciteitswaarden wegens de locatie van de kabel.

### 1.1.4. N-1 situatie

Een N-1 situatie is een mogelijk incident (bv. uitval een centrale) waartegen de berekende capaciteit bestand moet zijn (capaciteit is "N-1 gedekt"). Een lijst met N-1 situaties wordt op punctuele basis aangepast in functie van topologische wijzigingen in het net. Dit gebeurt onder de verantwoordelijkheid van de individuele transmissienetbeheerders. Dit is een vereiste binnen de exploitatieregels van ENTSO-E.

## 1.2. Berekening dagcapaciteiten op week-1

Een berekening wordt uitgevoerd voor elke typedag (werkdag, zaterdag, zondag), waarbij indien noodzakelijk, bijkomende berekeningen worden gemaakt voor afwijkende weekdagen.

Afhankelijk van de genomen hypothesen worden de files op zo'n manier geconfigureerd zodat voor de representatieve dagen, één of meerdere files ontstaan per te berekenen capaciteit en richting. De volgende stappen worden hierbij uitgevoerd:

1. Uitwisselingen Frankrijk-Verenigd Koninkrijk:  
Bij de berekening van een capaciteit Noord-Zuid, wordt een uitwisseling van 1500MW verondersteld in de richting FR→GB. Bij een berekening Zuid-Noord, wordt 1500MW in de richting GB→FR als hypothese genomen, conform met de Frans-Britse uitbatingwijze van de IFA-kabel. De door RTE gecommuniceerde waarden zijn sowieso kleiner dan de maximale capaciteit van 2000MW in beide richtingen. Deze hypothese wordt uiteraard herzien indien de kabel of een deel van de kabel buiten dienst is.
2. De geselecteerde uitdienstnames worden toegevoegd (zowel netelementen als productiepark). Deze situaties kunnen eveneens verschillen voor elke richting en grens.
3. Er wordt een realistische inschatting gemaakt van de te verwachten internationale uitwisselingen voor de komende week op basis van commerciële transacties, windvoorspellingen, temperatuursvoorspellingen, enz.) en rekening

houdend met de regionale netsituatie. Zoals uitgelegd in paragraaf 1.1.2 bepalen deze uitwisselingen de loopflows in België.

Na deze voorbereidende fase is per geselecteerd moment, per grens en per richting één berekeningsfile beschikbaar. Iedere file wordt onderworpen aan een capaciteitsanalyse. Dit geeft als resultaat een waarde voor de overdrachtscapaciteit per grens, per richting en per geselecteerd referentiemoment.

Deze capaciteitsanalyse is een graduele homogene transformatie van de productieparken of de belasting die relevant zijn voor de betreffende grens. Het productiepark van de ene zone wordt gradueel verhoogd (of belasting verlaagd) terwijl het productiepark van de andere zone gradueel verlaagd (of belasting verhoogd) wordt. Anders gezegd gaat de ene zone meer exporteren, terwijl de andere zone hetzelfde volume importeert. Deze graduele powershift gaat verder tot het moment dat de fysische fluxen, die het gevolg zijn van deze transactie, een element op het 380/220 kV net gaan overbelasten (interne congestie). Dit gebeurt aan de hand van een optimalisator waardoor het effect van de marktwerking op de netveiligheid via een fluxgebaseerde methode gesimuleerd wordt. Op die manier wordt één maximum capaciteit verkregen voor een bepaalde grens in een bepaalde richting, die kan gegarandeerd worden voor de beschouwde periode en voor alle beschouwde N-1 situaties.

Indien de powershift een interne congestie veroorzaakt, worden alle mogelijke oplossingen bekeken en getest ten einde deze limiterende factor op te heffen. Deze oplossingen kunnen topologische wijzigingen zijn of redispatching maatregelen. Indien mogelijk, worden de maatregelen afgestemd met aangrenzende transmissienetbeheerders.

Enkele voorbeelden voor capaciteit richting Zuid-Noord (FR→BE & BE→NL):

- Verhogen van productie in de zone van RUIEN bij een overbelasting van de transformatoren in de zones RUIEN en/of IZEGEM.
- Sluiten van de railkoppeling in zone DOEL indien overbelasting van lijnen DOEL-MERCATOR.
- Verhogen van productie in de zone van ANTWERPEN bij een overbelasting van de transformatoren in de zone van ZANDVLIET.
- Openen van de railkoppeling in zone AUBANGE indien overbelasting van de lijn AUBANGE-MOULAINIE.

Voorbeelden voor capaciteit richting Noord-Zuid (NL→BE & BE→FR)

- Verminderen van productie in zone COO bij overbelasting van de lijn AUBANGE-MOULAINIE.
- Snijden van lijn AUBANGE-MOULAINIE indien het verminderen van de productie in de zone COO niet voldoende blijkt.

De uiteindelijke Totale overdrachtscapaciteiten (TTC) per geselecteerd moment, per grens en per richting worden verminderd met de Transport Betrouwbaarheidsmarge (TRM) wat als resultaat de NTC waarden geeft. De gehanteerde waarde van de Transport Betrouwbaarheidsmarge voor de Belgische grenzen is 250 MW per grens en per richting.

Zowel voor de Noord- als de Zuidgrens zijn deze berekeningen sterk gelijklopend.

- Voor de Zuidgrens wordt systematisch gekeken om de capaciteiten te maximaliseren op basis van de beschreven methodologie.
- Voor de Noordgrens bestaat een contractueel kader op regionaal niveau waarbij de maximale waarden werden afgestemd (1401 MW). Aan de hand van netveiligheidsberekeningen wordt gecontroleerd of deze maximale waarden mogelijk zijn. Indien dit niet het geval is moeten de waarden worden beperkt.

### **1.3. Evaluatie van NTCs op Dag-2 en extrapolatie naar 24 NTC waarden**

De capaciteiten die in day ahead (D-1) ter beschikking gesteld worden van de markten, worden op D-2 bepaald. Elke ochtend (D-1) bestaat er echter nog de mogelijkheid om de betreffende capaciteiten te herzien (→ in geval van gewijzigde situatie, incidenten,...).

Op Dag-2 worden de referentie NTCs die op Week-1 berekend werden opnieuw geëvalueerd voor de betrokken dag. Praktisch gezien is de vertrekbasis (inclusief base case en hypothesen) de capaciteit die in Week-1 werd berekend. Deze capaciteit kan vervolgens bijgesteld worden. Dit geldt zowel voor de Noord- als de Zuidgrens afzonderlijk.

Bijkomend kan het zijn dat grenzen elkaar wederzijds beïnvloeden.

Het is eveneens op dit ogenblik dat men over zal gaan van 1 dagelijkse NTC waarde naar 24 NTC waarden per dag, 1 voor elk uur.

#### **1.3.1. Parameters voor de overgang van W-1 naar D-2**

Men vertrekt van de NTC waarden die in W-1 werden berekend. Omdat de algemene trend van de marktuitswisseling op W-1 nog niet altijd eenduidig is, en soms moeilijk in te schatten valt, zal deze impact vooral in D-2 in rekening gebracht worden.

Last minute snijdingen, welke niet voorzien waren in W-1, topologische aanpassingen en de impact van het al dan niet produceren van bepaalde centrales zal eveneens in D-2 als element dienen om de finale capaciteit te bepalen. Een andere belangrijke factor naast de algemene trend van de marktuitswisselingen is de grootte, en zin van de loopflows. Op D-2 is het eveneens mogelijk om beter rekening te houden met de algemene weersomstandigheden en temperaturen, die eveneens een belangrijke impact kunnen hebben op het markt gedrag.

Als voorbeeld kunnen we de belangrijke Noord-Zuid fluxen citeren die gepaard gaan met minder gunstige weersomstandigheden in Noord Europa. Eveneens kan een koude-piek aanleiding geven tot aanzienlijke fluxen richting Frankrijk.

De IFA verbinding dient als het ware mee gezien te worden in de globale evaluatie van het totale 'druk' vanwege het productiepark dat zich in het noorden van Frankrijk nabij de Belgische grens bevindt.

#### **1.3.2. Concrete elementen**

In D-2 zal men de Capaciteiten berekend in W-1 evalueren en op basis daarvan beslissen of het noodzakelijk is om een nieuwe berekening te maken. Anders gezegd, zolang de hypothesen gemaakt in W-1 stand houden is er a-priori geen reden om een nieuwe berekening te maken.

Bij het bepalen van de D-2 capaciteiten wordt rekening gehouden met de fysische impact (flux) van de evoluties van volgende parameters:



- Windvoorspelling - we kunnen ons beroepen op de informatie bekomen van onze collega transmissienetbeheerders en Coreso samen met de voorspellingen die we kunnen terugvinden via bijvoorbeeld windfinder<sup>2</sup>.
- Voor de belasting op IFA beroepen we ons op informatie van RTE en CORESO (via telefoon)
- Geprogrammeerde uitwisselingen op de noordgrens + evolutie & trend (via de meest recente en relevante nominaties)
- Geprogrammeerde uitwisselingen op de zuidgrens + evolutie & trend (via de meest recente en relevante nominaties)
- Belasting - evolutie en trend van de belasting
- Loopflows - Evoluties en trend van de loopflows en de fysische stromen
- De temperatuur - bekomen we via de faxen van het KMI.
- Bijkomende snijding en pannes.
- Nucleaire productie in Doel, Tihange, Cattenomb, Gravelines, Chooz B

De waarde van bovenstaande parameters worden vervolgens vergeleken met de hypothesen die bij de berekening in W-1 werden aangenomen. Als al deze waarden binnen de aangenomen trend vallen, dan nemen we aan dat de hypothesen genomen in W-1 stand houden en is er bijgevolg geen herberekening van de NTC waarden nodig.

De overgang van een 1 NTC naar 24 NTC waarden (1 per uur) vindt plaats op D-2. In eerste instantie zal men rekening houden met de plek en buitenpiek, dit omdat onderhoudswerken en snijdingen vooral overdag plaatshebben, en elementen die s'nachts terug in dienst komen mogelijk een positieve impact hebben op de grenscapaciteit.

### **1.3.3. D-1 (nacht & vroege ochtend)**

Elke ochtend (D-1) bestaat er echter nog de mogelijkheid om de betreffende capaciteiten te herzien (= in geval van gewijzigde situatie, incidenten gedurende de voorbije nacht). Dit is eerder uitzonderlijk.

### **1.3.4. D-1 (omstreeks 8uur)**

Elke transmissienetbeheerder voert een proces zoals bovenstaande uit voor zijn grenzen. Dit wil zeggen dat zowel Elia, RTE, als TenneT de beschikbare NTCs individueel opnieuw evalueren ten einde elk een waarde naar voor te brengen.

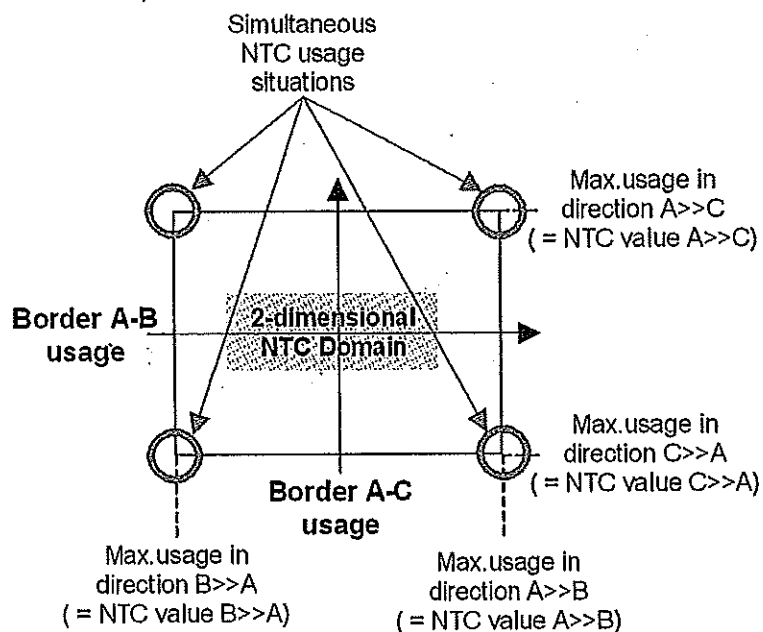
Het minimum van de 2 transmissienetbeheerders zal finaal weerhouden worden als input voor het gemeenschappelijk CWE-mechanisme. Het is dus mogelijk dat Elia langs haar kant op een grens hogere NTC waarden toekent, maar dat deze beperkt dienen te worden door bv. door een aangrenzende transmissienetbeheerder.

<sup>2</sup> <http://www.windfinder.com/forecasts/>

## 2. Creatie van capaciteitscombinaties (stap 2)

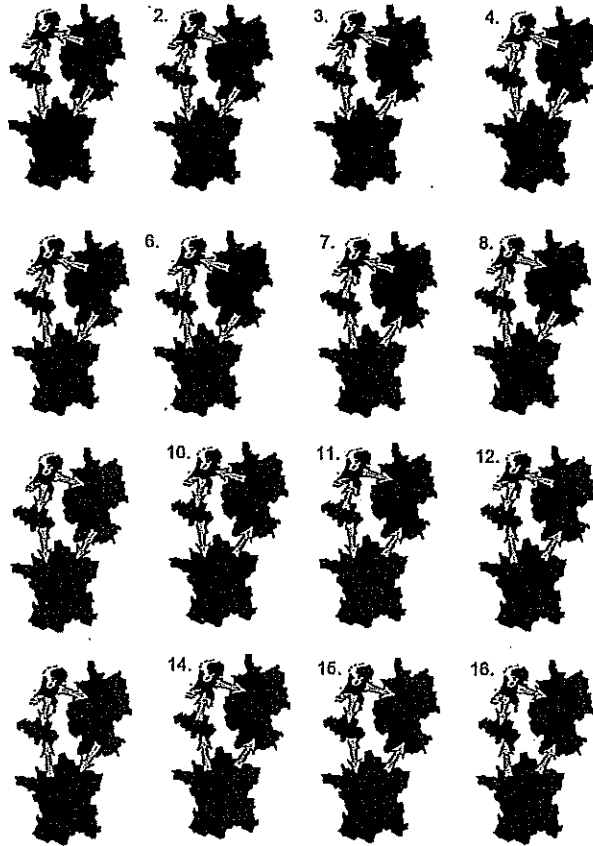
De 24 NTC waarden worden opgestuurd door de verschillende transmissienetbeheerders naar de centrale entiteit. Zo worden alle waarden voor alle grenzen zichtbaar voor alle transmissienetbeheerders. De centrale entiteit gaat de verschillende combinaties van NTCs creëren die zich gelijktijdig kunnen voordoen. Indien deze extreme commerciële uitwisselingen (gelijk aan de NTC waarden) mogelijk zijn zonder de netveiligheid in gevaar te brengen, kan met zekerheid gesteld worden dat alle andere combinaties van commerciële uitwisselingen ook mogelijk zullen zijn.

Volgend voorbeeld wordt gegeven als illustratie van dit principe: In het geval van twee grenzen zijn bepalen 4 "hoeken" 2-dimensionale ruimte waarbinnen de commerciële transacties kunnen vallen:



Gezien de CWE regio vier gemeenschappelijke grenzen heeft, is de 4-dimensionale ruimte gedefinieerd door de zogenaamde "16 corners" ( $16 = 2^4$ ).

In de figuur hieronder vindt u de 16 mogelijke "corners" voor de CWE regio.



### 3. Creatie van gemeenschappelijk netmodel (stap 3)

Om de verschillende NTC combinaties op hun robuustheid te testen, worden elke dag twee gemeenschappelijke netwerkmodellen (een model voor piekuren [10h30] en één voor daluren [3h30]) ter beschikking gesteld van de verschillende transmissienetbeheerders. Dit gebeurt in twee stappen.

In een eerste stap maken alle CWE transmissienetbeheerders twee D-2CF files (gelijkaardig aan DACF file, maar voor Dag-2 in plaats van Dag-1) aan (één voor 3h30 en één voor 10h30). Deze files bevatten de meest correcte hypothesen (= "best estimate") voor bultendienstnames van netelementen en productie-eenheden, voor productieprogramma's, voor belasting en voor marktgedrag (schatting van commerciële uitwisselingen en windenergie). In de tabel hieronder vindt u welke gegevens worden gebruikt om een D2CF voor normale dagen te creëren (voor feestdagen zijn er ook specifieke regels afgestemd op CWE niveau).

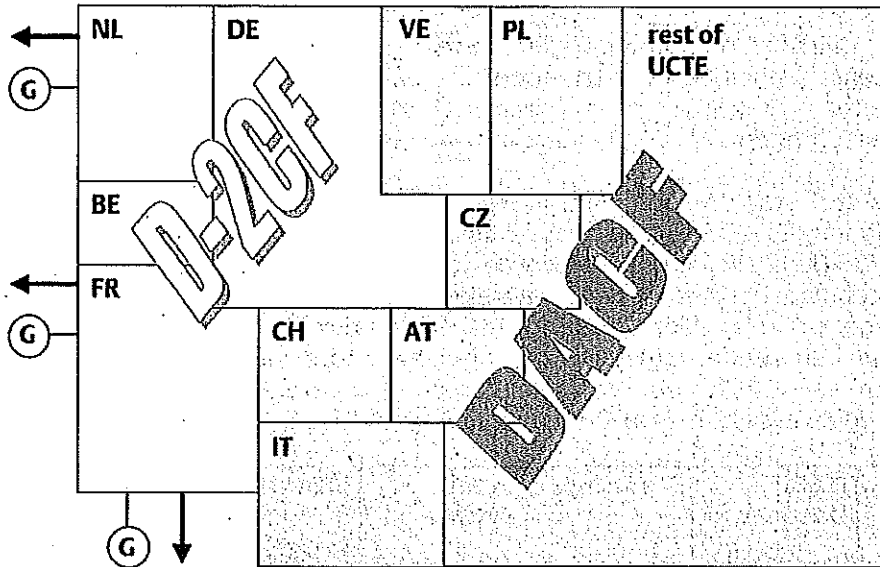
Day of D2CF delivery	D2CF Dataset	Topology	Load Profile	Generation Program	Wind Program	Exchange Program
Sun	Tue	Tue	Tue	Tue	Tue	Mon
Mon	Wed	Wed	Wed	Wed	Wed	Tue
Tue	Thu	Thu	Thu	Thu	Thu	Wed
Wed	Fri	Fri	Fri	Fri	Fri	Thu
Thu	Sat	Sat	Sat	Sat	Sat	Sat week before
Fri	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun	Sun week before
Sat	Mon	Mon	Mon	Mon	Mon	Fri week before

Deze D2CF files worden op een gemeenschappelijke server ter beschikking gesteld, ten laatste om 19u.

In een tweede stap worden deze files samengevoegd tot twee gemeenschappelijke netwerkmodellen (3h30 en 10h30). Deze stap gebeurt elk avond door Coreso die fungeert als merging service provider. Elk model bestaat voor een deel uit de genoemde D-2CF files voor de CWE transmissienetbeheerders en uit DACF files voor transmissienetbeheerders buiten de CWE regio ten einde het volledige UCTE net te kunnen voorstellen. Om deze DACF files compatibel te maken met de CWE D2CF moet Coreso dan de "exchanges programs" van de DACF nog aanpassen om een zo correct mogelijk inschatting te maken. In de tabel hieronder vindt u de regels (afgestemd op CWE niveau):

D (=D2CF Dataset)	Reference exchange programs DACF File for Non Participating country
Mon	D-3
Sat, Sun	D-7
Tue, Thu, Wed, Fri	D-1

Onderstaande figuur geeft een illustratie van een dergelijke "merged" file:



Elke dag voor 20u00 zijn dus 2 de twee "merged" files door Coreso ter beschikking gesteld van de verschillende transmissienetbeheerders. Deze zullen dan de netveiligheidsanalysen op deze twee gemeenschappelijke netwerkmodellen uitvoeren.

## 4. Decentrale netberekeningen (stap 4)

Iedere transmissienetbeheerder kan nu de twee base cases en de 16 corners gebruiken om de netveiligheid van zijn eigen net te controleren. Nu dat er twee files ter beschikking zijn met alle voorziene fluxen op CWE niveau, is het ook mogelijk om een correct zicht op de voorziene loopflows te krijgen.

Elia beslist zelf welke corners voor die dag of dat uur het meest relevant zijn. Op basis van de marktsituatie van de laatste dagen en maanden zijn er steeds corners die meer relevant zijn.

Om de "merged" file in een bepaalde corner te verschuiven, voert Elia een homogene verhoging (of daling) van de productieniveaus in de verschillende landen uit (= "powershift"). Met andere woorden, past Elia de uitwisselingen aan om de CWE netwerk in een andere marktpositie te plaatsen. Tijdens deze berekeningen worden powershifts uitgevoerd om in eerste instantie de uitwisselingen tussen de andere landen te maximaliseren (grenzen tussen Duitsland en Frankrijk en tussen Duitsland en Nederland). Deze hebben een impact op het loopflowgedrag voor België. In tweede instantie worden de uitwisselingen met België gemaximaliseerd om te testen of de grenscapaciteiten (NTC) nog haalbaar zijn met de aangepaste loopflows.

Dan doet Elia netveiligheidsanalyses om te zien hoe groot de powershifts kunnen zijn voordat we er netveiligheid problemen verschijnen in de betreffende corner (of extreme marktsituatie).

Bij een kleine powershift - als men een corner dicht bij de referentie (het D-2CF gemeenschappelijke netmodel) wil bereiken - is de relevantie van de resultaten van de netveiligheidsanalyse groot, want het productiepark en de belastingsverspreiding in de D-2CF zijn al in een markttoestand dicht bij de corner en dus dicht tegen de limiet.

Bij een grote powershift is de relevantie van de resultaten van de veiligheidsanalyse kleiner. We bereiken waarden, die verder van de referentie verwijderd zijn, met andere woorden verder van de productie- en belastingsniveaus en dus verder van de limiet.

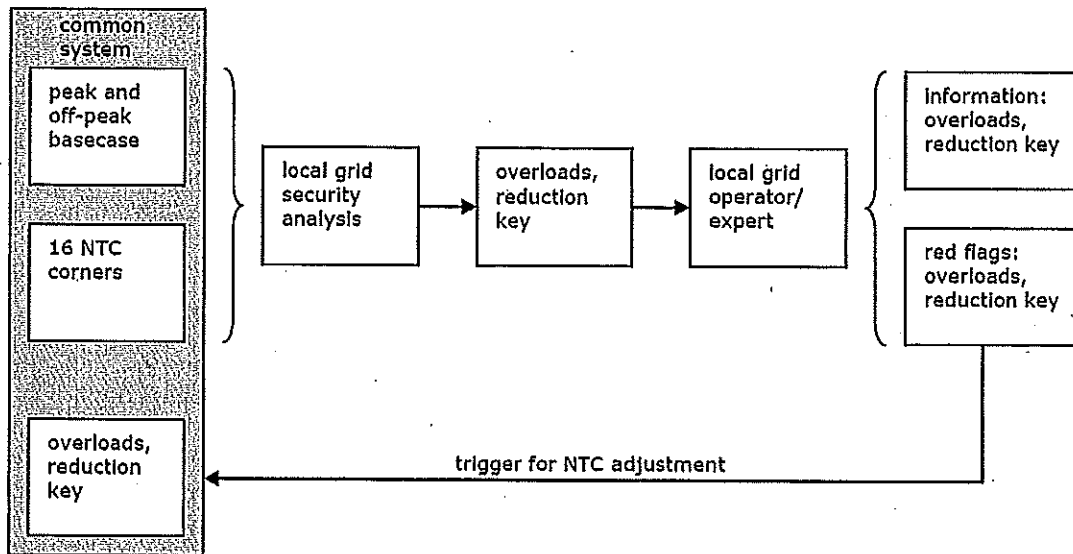
Enkel de meest relevante corners worden meegenomen in de verdere berekeningen. Binnen een zone wordt gebruik gemaakt van GSKs (Generation Shift Keys) om de verhoging of verlaging van het productiepark binnen een zone zo correct mogelijk te simuleren.

Deze individuele netberekeningen kunnen leiden tot de zogenaamde "red flags" of beperkingen. Deze red flags geven informatie over de "hot spots" of overbelasting van netelementen binnen het netwerk van de betreffende transmissienetbeheerder.

Indien er beperkingen optreden worden in een eerste stap door de transmissienetbeheerder eventuele 'parades' (preventieve of curatieve topologische aanpassingen) bekeken om deze beperkingen op te heffen. Ook Inter-TSO coördinatie kan ook tot mogelijke oplossingen leiden. Indien de beperkingen niet kunnen worden opgeheven, wordt een red flag verstuurd.

Het versturen van een red flag kan een trigger zijn voor stap 5 (=gecoördineerde aanpassing van NTCs) en kunnen dus leiden tot NTC reducties.

Dit proces is schematisch weergegeven in onderstaande figuur:



Een eventuele red flag kan tot 9h30 ('s morgens in D-1) gestuurd worden, zelfs na een eerste green flag ('s avonds in D-2). Het geeft dus de opportuniteit aan de transmissienetbeheerder om een beperking te vragen nadat er een onverwacht incident tijdens de nacht is gebeurd.

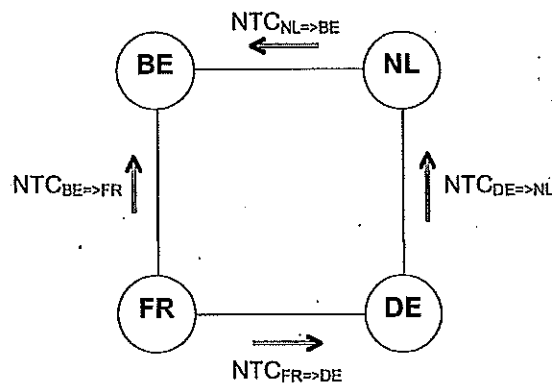
## 5. Gecoördineerde aanpassing van capaciteiten (stap 5)

Deze stap wordt in D-1 na 9u30 uitgevoerd door het Common System.

Indien een transmissienetbeheerder een red flag stuurt, impliceert deze red flag een NTC-correctie voor de betreffende uren.

De corner voor de welke een red flag werd gestuurd is gedefinieerd als:

- 4 richtingen ( $C_1, C_2, C_3, C_4$ )
- Met de respectieve NTC ( $NTC_1, NTC_2, NTC_3, NTC_4$ )
- En de  $NTC^{\min}$  ( $NTC_1^{\min}, NTC_2^{\min}, NTC_3^{\min}, NTC_4^{\min}$ ), gelijk aan nul als geen NTC minimum werd gedefinieerd.



Corner (FR=>BE, NL=>BE, FR=>DE, DE=>NL)

De gerapporteerde overbelasting (=red flag) op een specifiek netelement zou weggewerkt moeten worden door in principe alle vier NTCs aan te passen. Deze aanpassing gebeurt op basis van een efficiëntie criterium: de grenzen met de grootste impact (in termen van fluxsensitiviteit) op het betreffende netelement zal meest gereduceerd worden.

De vector met de 4 nodige individuele NTC reducties nodig is "E<sup>max</sup> vector" benoemd.

We definiëren dan 4 E<sup>max</sup> :

E<sub>1</sub><sup>max</sup> is een positieve waarde zodat ( $NTC_1 - E_1^{\max}, NTC_2, NTC_3, NTC_4$ ) de beperking verwijdert,

E<sub>2</sub><sup>max</sup> is een positieve waarde zodat ( $NTC_1, NTC_2 - E_2^{\max}, NTC_3, NTC_4$ ) de beperking verwijdert,

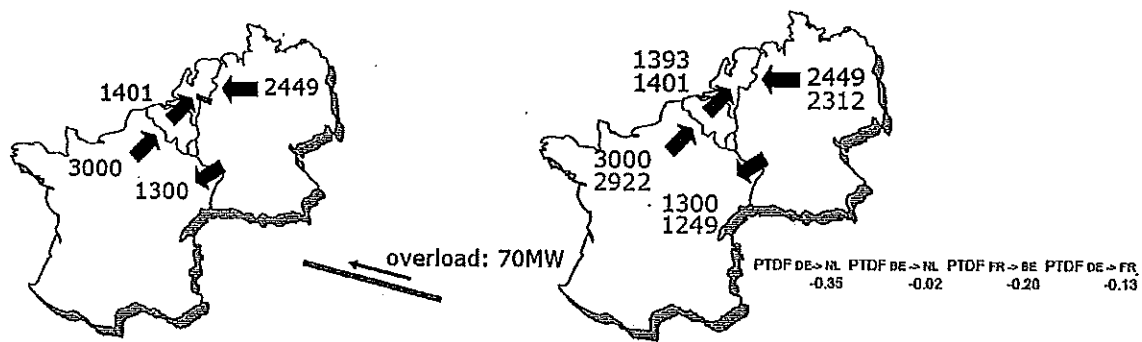
E<sub>3</sub><sup>max</sup> is een positieve waarde zodat ( $NTC_1, NTC_2, NTC_3 - E_3^{\max}, NTC_4$ ) de beperking verwijdert,

E<sub>4</sub><sup>max</sup> is een positieve waarde zodat ( $NTC_1, NTC_2, NTC_3, NTC_4 - E_4^{\max}$ ) de beperking verwijdert,

Om de E<sup>max</sup> te berekenen, gebruikt men de "Power Transfer Distribution Factors" voor cross-border uitwisselingen. Aan de hand van deze "PTDF-factoren" kan dus een inschatting gemaakt worden van de impact van een reductie van de commerciële uitwisselingen op de specifieke overbelaste elementen.

Dit wordt geïllustreerd in onderstaand voorbeeld:





In de linkse figuur wordt één van de "16 corners" of combinaties gebruikt voor een netberekening. Deze combinatie leidt tot een overbelasting van een lijn tussen Nederland en Duitsland van 70MW in de richting DE→NL. In dit geval zal de impact van een uitwisseling tussen DE en NL bijvoorbeeld veel groter zijn dan de impact van een uitwisseling tussen BE en NL. De aangepaste waarden (berekend met de ptdf) worden in het rood weergegeven.

Als meerdere red flags zijn gestuurd voor verschillende corners of voor eenzelfde corner maar door verschillende transmissienetbeheerders, het algoritme van de Common System zal :

- het reductie proces laten draaien voor elke situatie, en
- de minimale NTC voor elke grens/richting selecteren.

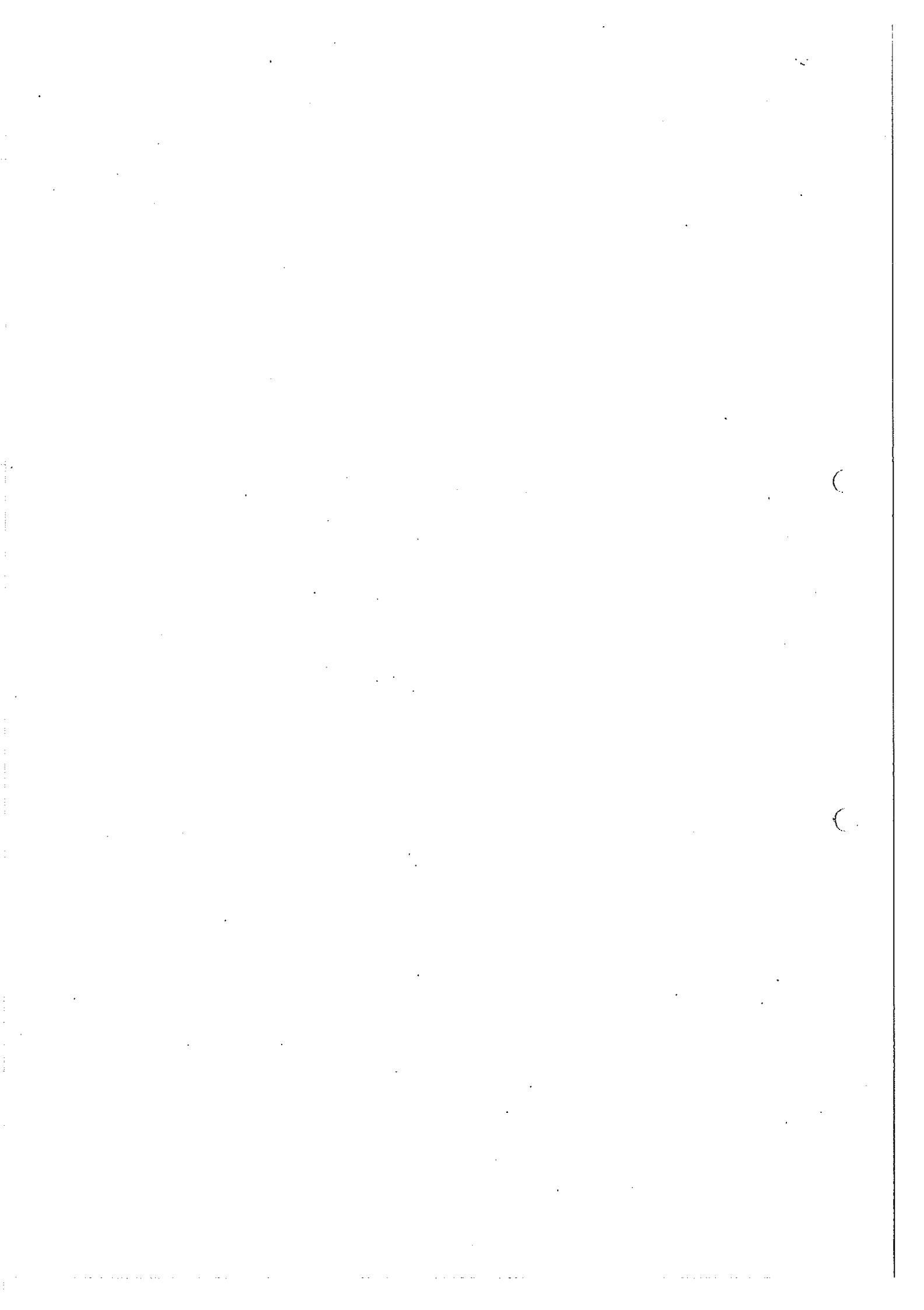
Het algoritme neemt ook in rekening de eventuele  $NTC^{min}$  en/of  $ATC^{min}$  voor een bepaalde grens en richting.

## 6. Van NTCs naar ATCs (stap 6)

De laatste stap wordt in D-1 rond 9u40 uitgevoerd door de Common System. Dan worden de ATC waarden berekend door de gecoördineerde NTC waarden te verminderen met de netto waarden van de Lange Termijn (jaar, maand) nominaties.

Op dat moment in D-1 zijn alle Lange Termijn nominaties bekend in alle CWE landen. De marktpartijen hebben dan expliciet gemeld welke cross-border uitwisselingen ze zullen effectief in- of uitvoeren.

Deze ATC waarden vormen uiteindelijk de capaciteiten die toegekend worden in het kader van de Market Coupling.





**PROPOSITION DE MODALITES RELATIVES A LA  
DETERMINATION DES CAPACITES JOURNALIERES**

**31/08/2010**

## **Table des matières**

<b>Introduction</b> .....	<b>3</b>
<b>1. Observations préalables</b> .....	<b>3</b>
<b>2. Proposition de modalités pour la frontière franco-belge</b> .....	<b>5</b>
<b>Bijlage</b> .....	<b>7</b>
<b>20 april 2010</b> .....	<b>7</b>
<b>Sinds begin mei 2010</b> .....	<b>7</b>
Net Transfer Capacities South op 17/5: .....	7
Net Transfer Capacities South op 18/5 .....	7
Net Transfer Capacities South op 19/5 .....	7
<b>Eind Juli 2010</b> .....	<b>8</b>
Net Transfer Capacities South op 28/7 .....	8
Net Transfer Capacities South op 29/7 .....	8
Net Transfer Capacities South 30/7 .....	8

## Introduction

Dans le cadre du couplage des marchés dans la région CWE, les gestionnaires des réseaux de transport ont élaboré une procédure commune de détermination des capacités qui seront allouées via le mécanisme d'enchères implicites.

En date du 31 mars 2010, Elia a soumis à l'approbation de la CREG le plan général de calcul de ces capacités, en application de l'article 5, 2<sup>ème</sup> alinéa, du Règlement 1228/2003.

Par courrier du 12 avril 2010, la CREG a rappelé l'intérêt des capacités minimales sur les interconnexions belges, et demandé à Elia de travailler dès à présent sur une solution de repli qui pourrait rencontrer les soucis de la CREG, dans le cas où un consensus ne pourrait être trouvé entre régulateurs.

Le présent document constitue une proposition de modalités d'accompagnement du plan général de calcul des capacités journalières, destinée à répondre aux préoccupations de la CREG. Elle est formulée par Elia, qui peut difficilement s'engager au nom de son partenaire RTE concernant la frontière franco-belge, mais qui s'engage néanmoins à mettre en œuvre tous les moyens à sa disposition pour atteindre les objectifs fixés par la CREG. Elle concerne la frontière franco-belge.

## 1. Observations préalables

1. La CREG a, dans plusieurs de ses décisions, fait référence à des niveaux acceptables de la capacité mise à disposition, notamment sur la frontière franco-belge. La CREG demande à Elia de mettre tout en œuvre pour allouer des capacités d'au moins 1700 MW dans le sens France-Belgique et 600 MW dans le sens Belgique-France<sup>1</sup>. A titre de précision, les capacités minimales dont il est question à la présente visent la « Net Transfer Capacity » (NTC), telle que déterminée en jour J-2, et sur base de laquelle est déterminée la « capacité journalière », allouée via le mécanisme de couplage des marchés.
2. En date du 13 novembre 2009, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition de règles de répartition de la capacité d'interconnexion (répartition selon les différents horizons de temps) et une proposition de plan général de calcul de la capacité annuelle et des capacités mensuelles. En annexe à cette proposition, Elia a fourni à la CREG, à titre illustratif, les valeurs minimales de la capacité qu'Elia considère comme cibles pour l'année 2010. Pour l'année 2010, Elia a indiqué se fixer comme objectif :
  - Dans le sens France-Belgique :
    - 1700 MW à 100% du temps
    - 1800 MW à 95% du temps
    - 2000 MW à 90% du temps
  - Dans le sens Belgique-France : 800 MW.

---

<sup>1</sup> Voir, par exemple, e-mail adressé par la CREG à Elia en date du 20 octobre 2009.

3. Depuis début 2010<sup>2</sup>, les NTC journalières déterminées par les gestionnaires de réseaux s'établissent comme suit<sup>3</sup> :
- Dans le sens France-Belgique :
    - 1700 MW pendant 98,97% du temps, soit pendant 100% du temps à l'exclusion des journées des 28, 29 et 30 juillet
    - 1800 MW pendant 98,24% du temps, soit pendant 99,39% du temps à l'exclusion des journées des 28, 29 et 30 juillet
    - 2000 MW pendant 89,93% du temps, soit pendant 90,96% du temps à l'exclusion des journées des 28, 29 et 30 juillet.
  - Dans le sens Belgique-France :
    - 600 MW pendant 100% du temps
    - 700 MW pendant 99,57% du temps
    - 800 MW pendant 98,67% du temps.
4. La méthode coordonnée de détermination des capacités en jour J-2, proposée par les gestionnaires de réseaux de la Région CWE, a fait l'objet de simulations en 2009 et 2010. Les résultats de ces simulations ne mettent en évidence aucune réduction des capacités menant à des capacités inférieures aux valeurs minimales demandées par la CREG. En particulier, au cours des simulations réalisées en avril et mai 2010, aucun « red flag » n'a été soulevé par un des gestionnaires de réseau.

#### Ces éléments démontrent que

1. Pour l'année 2010, les capacités minimales demandées par la CREG ont pratiquement toujours été mises à disposition sur l'interconnexion France-Belgique, et ce dans les deux sens de l'interconnexion ;
2. Elia s'est fixé pour 2010 un objectif plus ambitieux que celui fixé par la CREG et a largement rempli cet objectif. Les quelques journées au cours desquelles l'objectif de 800 MW n'a pas été atteint dans le sens Belgique → France (journées du 20/04, 17/05, 18/05 et 19/05, ainsi que les 28,29 et 30 juillet) coïncident à des moments où RTE n'a pas été en mesure de proposer une capacité de 800 MW, suite à des coupures et/ou entretiens d'éléments de réseau dans le Nord de la France. Les capacités proposées par Elia ont, quant à elles, toujours été supérieures ou égales à 800 MW.
3. Aucun élément n'indique que la méthode coordonnée de détermination des capacités pour 2011 pourrait empêcher le respect des capacités minimales demandées par la CREG.

<sup>2</sup> Données relatives à la période 1<sup>er</sup> janvier 2010 - 23 août 2010.

<sup>3</sup> Le détail des valeurs horaires de la NTC journalière est publié sous le lien <http://www.elia.be/repository/pages/eed25aff9c7a4aeca8d9c42a61eb9149.aspx>

## 2. Proposition de modalités pour la frontière franco-belge

En complément au plan général de calcul de la capacité (<sup>4</sup>), Elia propose l'application des modalités énumérés ci-après, qui entreront en vigueur au lancement du couplage des marchés dans la Région CWE.

1. Avant fin 2010, Elia communiquera à la CREG et aux acteurs de marché les objectifs qu'elle visera pour la détermination des capacités dans le courant de l'année 2011. Ces objectifs seront fixés en coordination avec les gestionnaires de réseau voisins. A la date de rédaction de la présente, Elia n'a pas connaissance d'élément qui pourrait entraver la réalisation, en 2011, d'objectifs au moins égaux à ceux fixés pour 2010, à savoir :
  - Dans le sens France-Belgique :
    - 1700 MW à 100% du temps
    - 1800 MW à 95% du temps
    - 2000 MW à 90% du temps
  - Dans le sens Belgique-France : 800 MW.

Elia estime en effet que, suite à la mise en service récente du renforcement de l'interconnexion Aubange-Moulaine, la capacité mise à disposition dans le sens France-Belgique pourra, en moyenne, être augmentée d'environ 150 MW en été et 300 MW en hiver.

2. A l'étape 1 de la procédure (« individuele berekening van de overdrachtscapaciteit »), Elia met en œuvre les moyens à sa disposition pour proposer une capacité au moins égale aux capacités minimales demandées par la CREG (1700 MW et 600 MW), dans le respect des mesures nécessaires au maintien de la sécurité du réseau. Les mesures opérationnelles prises par Elia pour ce faire consistent principalement en : l'adaptation, si nécessaire, du planning des coupures, le réglage des transformateurs déphaseurs dans le respect des accords de coordination avec les GRTs voisins (loop flow Sud-Nord dans une bande de [-1200, 1000]), et, depuis J-1 jusqu'au temps réel, en collaboration avec Coreso, recherche de solutions topologiques en Belgique, en France ou en CWE si prévisions de congestions. Elia comprend que les coûts éventuels découlant de ces mesures seront portés en déduction des revenus de gestion visés à l'article (6) du Règlement 1228/2003.

Ces mesures opérationnelles ont été annoncées par Elia dans le groupe Congestion & Security Management quelques mois avant la mise en service des transformateurs déphaseurs, et acceptées tacitement par les autres gestionnaires de réseau.

3. A l'étape 1 de la procédure, RTE procède également au calcul de la capacité. La valeur minimale des deux capacités (Elia, RTE) est prise en compte pour la suite de la procédure.
4. Dans les cas où la NTC, déterminée en application de la procédure de calcul, est strictement inférieure à la capacité minimale demandée par la CREG sur la frontière franco-belge, deux situations peuvent survenir :

---

<sup>4</sup> Algemeen model voor de berekening van de totale overdrachtscapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge – Model van toepassing op de Belgische grenzen voor Dagcapaciteiten, soumis par Elia à l'approbation de la CREG en date du 1 septembre 2010.



- a. Les moyens disponibles du côté Elia ou du côté RTE sont insuffisants pour proposer une capacité au moins égale aux capacités minimales (1700 MW et 600 MW). Cette situation est extrêmement improbable vu d'une part la bonne collaboration entre RTE et Elia et d'autre part les conseils fournis par Coreso.
  - b. La procédure de coordination entre tous les GRTs de la région CWE conduit à une réduction qui porte la capacité à une valeur inférieure aux capacités minimales (1700 MW et 600 MW).
5. Dans les deux cas, Elia est disposé à fournir à la CREG une explication détaillée des circonstances dans lesquelles cette situation s'est produite, et à fournir le détail des étapes de la procédure de coordination. Ces informations servent de base pour le monitoring de la CREG en la matière.
  6. Elia se tient à disposition de la CREG, et des régulateurs de la région CWE, pour collaborer à l'évaluation de la méthode, fin 2011, et le cas échéant recommander des améliorations à y apporter en cas de besoin.

## Bijlage

### 20 april 2010

Op 20/4 werd de capaciteit door RTE beperkt tot 600 MW. Dit resulteerde in de volgende Net Transfer Capacities South:

- from Elia to RTE: 600 MW
- Limiet Elia: 1200 MW from 00:00 till 24:00
- Limiet RTE: 600 MW from 00:00 till 24:00

### Sinds begin mei 2010

- from Elia to RTE: 600 MW
- Limiet Elia: 1200 MW from 00:00 till 24:00
- Limiet RTE: 600 MW from 00:00 till 24:00

Sinds begin mei geeft RTE ook regelmatig minimum 800MW (gedurende de dag, 's nachts meer), Elia geeft over het algemeen hogere waarden, en is dus niet beperkend.

### Net Transfer Capacities South op 17/5:

- from Elia to RTE: **1000** MW from 00:00 until 07:00 and **700** MW from 07:00 until 24:00
- Limiet Elia: 1000 MW
- Limiet RTE: 1600 MW from 00:00 until 07:00 and 700 MW from 07:00 until 24:00

### Net Transfer Capacities South op 18/5

- from Elia to RTE: **800** MW from 00:00 until 07:00 and **700** MW from 07:00 until 24:00
- Limiet Elia: 1000 MW
- Limiet RTE: 800 MW from 00:00 until 07:00 and 700 MW from 07:00 until 24:00

### Net Transfer Capacities South op 19/5

- from Elia to RTE: **900** MW from 00:00 until 07:00 and **700** MW from 07:00 until 24:00
- Limiet Elia: 1000 MW
- Limiet RTE: 900 MW from 00:00 until 07:00 and 700 MW from 07:00 until 24:00

## Eind Juli 2010

Eind juli 2010 zijn er beperkingen geweest op de Capaciteit FR > BE tijdens de piekuren. Deze beperkingen werden opgelegd aan de kant RTE en zijn te wijten aan de volgende samenloop van omstandigheden:

- de lijn 380.10 defect (stormschade).
- de lijn 380.73 uit dienst voor onderhoud (schilderwerken)
- 4 nucleaire groepen in Cattenomb in dienst (FR)
- Buitendienst van een 'differentiel de barre' op de lijn Mulbach/sierens (FR)

Dit heeft ertoe geleid dat overdag door RTE 1400MW F->B kon gegeven worden.

### Net Transfer Capacities South op 28/7

- from RTE to Elia: **1600** MW from 00:00 untill 07:00 and **1400** MW from 00:70 untill 24:00
- Limiet Elia: 2000 MW
- Limiet RTE: **1600** MW from 00:00 untill 07:00 and **1400** MW from 00:70 untill 24:00

### Net Transfer Capacities South op 29/7

- from RTE to Elia: 2000 MW from 00:00 untill 07:00 and **1400** MW from 00:70 untill 24:00
- Limiet Elia: 2000 MW
- Limiet RTE: **2000** MW from 00:00 untill 07:00 and **1400** MW from 00:70 untill 24:00

### Net Transfer Capacities South 30/7

- from RTE to Elia: **1700** MW from 00:00 untill 07:00 and **1400** MW from 00:70 untill 24:00
- Limiet Elia: 2000 MW
- Limiet RTE: **1700** MW from 00:00 untill 07:00 and **1400** MW from 00:70 untill 24:00