



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

### **STUDIE**

(F)110203-CDC-1036

betreffende

*“de analyse van het concept van de spreads”*

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

3 februari 2011

# INHOUDSTAFEL

I	INLEIDING.....	3
II	MARGINALE KOSTPRIJS .....	4
III	PRIJS OP DE BEURZEN EN MARGINALE KOSTPRIJS .....	6
IV	SAMENSTELLING VAN DE <i>SPREADS</i> .....	7
	IV.1. Algemene beschouwingen .....	7
	IV.2. <i>Dark Spread</i> (steenkool).....	8
	IV.3. Spark Spread (gas).....	11
V	ANALYSE VAN DE <i>SPREADS</i> .....	13
	V.1. Commentaar bij de formules .....	13
	V.2. Day ahead versus Year Ahead .....	16
	V.3. Clean Spark Spread versus Clean Dark Spread .....	17
	V.4. Clean Spark Spread versus Spark Spread.....	20
	V.5. Internationale vergelijking van de <i>day ahead clean spark spreads</i> .....	21
	V.6. Waarde van de <i>spreads</i> .....	23
VI	TOEPASSINGEN VAN DE <i>SPREADS</i> .....	25
	VI.1. <i>Spreads</i> en milieubeleid.....	25
	VI.2. <i>Spreads</i> en balancing .....	27
	VI.3. <i>Spreads</i> en afgeleide producten .....	27
	VI.4. <i>Spreads</i> en waarde van een centrale.....	28
VII	CONCLUSIE .....	30
VIII	BIBLIOGRAFIE.....	32

# I INLEIDING

1. In onderhavige studie heeft de CREG als streefdoel een korte samenvatting van de afwijkingen (*spreads*) tussen de elektriciteitsprijs en zijn geraamde productiekost weer te geven. Voor het tot de kern van het onderwerp komt, bespreekt het eerste deel de marginale productiekost van elektriciteit en zijn componenten. Daarna legt het tweede deel het verband tussen de elektriciteitsprijs op de markten en deze marginale kostprijs. Het derde deel behandelt de formules die in verschillende publicaties worden gebruikt om deze *spreads* te berekenen. Het vierde deel analyseert deze *spreads*, terwijl een vijfde deel ten slotte enkele toepassingen van de *spreads* vermeldt.

////

## II MARGINALE KOSTPRIJS

2. De marginale kostprijs (MK) voor de productie<sup>1</sup> van elektriciteit wordt gedefinieerd als de evolutie van de totale kostprijs (TK) ten gevolge van een wijziging van de geproduceerde hoeveelheid (H)<sup>2</sup>. De totale kostprijs omvat de vaste kostprijs (VAK) en de variabele kostprijs (VK), of  $TK = VK + VAK$ .

De marginale kostprijs wordt dus geschreven als:

$$MK = \frac{\partial TK}{\partial H}$$

Vermits enkel de variabele kostprijs van de hoeveelheid afhangt, kan de vergelijking als volgt worden geformuleerd:

$$MK = \frac{\partial VK}{\partial H}$$

3. De marginale kostprijs hangt af van de periode die wordt bestudeerd om de wijziging van de geproduceerde hoeveelheid te beoordelen. Op *heel korte termijn* stemt de marginale kostprijs overeen met de variabele kostprijs op korte termijn<sup>3</sup>, dat wil zeggen met de kostprijs:

- van de brandstof voor de productie van een eenheid elektriciteit<sup>4</sup>;
- voor de aankoop van CO<sub>2</sub>-quota, indien van toepassing;
- voor het vervoer van de brandstof van de opslagplaats naar de brander;
- voor bepaalde operationele en onderhoudskosten (smeermiddelen,...).

---

<sup>1</sup> De studie spitst zich toe op de productie en houdt geen rekening met de marginale kostprijs voor de distributie, het transport of de levering van elektriciteit.

<sup>2</sup> CER and NERA, *Marginal Cost of Electricity Service Study*, 1 juli 2004, p. 1.

<sup>3</sup> We lezen bijvoorbeeld voor Australië "*Variable costs include:*

- *Plant operations and maintenance;*
- *Fuel; and*
- *Fuel transmissie.*"

Zie IES (Intelligent Energy Systems), *The long run marginal cost of electricity generation in New South Wales, a report to the independent pricing and regulatory tribunal*, februari 2004, p. 3-17. We hebben de prijs van CO<sub>2</sub> aan deze lijst toegevoegd omdat deze in Australië niet als een kost wordt beschouwd, maar in Europa wel.

<sup>4</sup> Voor aardgas hangt de brandstofprijs voor de productie van elektriciteit bijvoorbeeld af van het rendement van de elektrische installatie, van de energie-inhoud van het gas per volume-eenheid en van de gasprijs per volume-eenheid. Zie Dr. Péter KADERJÁK (Director REKK), *Economics of electricity generation*, NARUC Training on Tariff Development and Utility Regulation, 2007.

4. Op korte termijn gaat men uit van een constant productiepeil van alle andere diensten om de stijging van de productiekost ten gevolge van de productie van een bijkomende eenheid te beoordelen<sup>5</sup>.

5. Naarmate de duur die in aanmerking wordt genomen voor deze productieverhoging, toeneemt, wordt de kostprijs die op de heel korte termijn als vast wordt beschouwd, nu als variabel gezien. Op deze manier bekomen we de marginale kostprijs op *lange termijn* die meer posten telt, zoals de personeelskosten. Op heel lange termijn wordt elke kostprijs als variabel beschouwd<sup>6</sup>. Op deze tijdsschaal wordt de productiecapaciteit dus niet langer als vast beschouwd.

6. Het is algemeen aanvaard dat de marginale kostprijs op lange termijn overeenstemt met de kostprijs die moet worden betaald om in te spelen op de stijgende vraag naar elektriciteit over een lange periode<sup>7</sup>. De berekening van deze kostprijs kan worden uitgevoerd door middel van de vergelijking van de netto contante waarden (NCW) van beide uitbreidingsprogramma's van de productiecapaciteit over een langere periode.

7. Voor de berekening van deze NCW gaat men ervan uit dat elk van de twee programma's soortgelijke technologieën gebruiken. Het verschil ligt op het niveau van de vraag naar elektriciteit. Het eerste uitbreidingsplan wordt berekend aan de hand van de huidige consumptieverwachtingen, terwijl het tweede uitbreidingsplan rekening houdt met een zekere stijging van de vraag naar elektriciteit. De marginale kostprijs op lange termijn is dus het verschil in NCW van de twee programma's, gedeeld door het verschil van de vraag naar elektriciteit tussen beide programma's.

---

<sup>5</sup> Marsden Jacob Associates, *Estimation of long run marginal cost (LRMC)*, november 2004, p. 3.

<sup>6</sup> Zoals TURVEY in de academische economieboeken uitlegt, vinden we: "[...] *long-run signifies that all inputs can be varied. A textbook long-run cost function relates to a brand-new, built from scratch system*". R. TURVEY, *What are marginal costs and how to estimate them?*, University of Bath, 2000, p. 6. Of nog "*from a theoretical perspective the long run should be understood as the time horizon where all costs are variable*". Marsden Jacob Associates, *Estimation of long run marginal cost (LRMC)*, november 2004, p. 9.

<sup>7</sup> IES (Intelligent Energy Systems), *The long run marginal cost of electricity generation in New South Wales, a report to the independent pricing and regulatory tribunal*, februari 2004, p. 2-5.

### III PRIJS OP DE BEURZEN EN MARGINALE KOSTPRIJS

8. De studie spitst zich hoofdzakelijk toe op de beursindexen die de elektriciteitsprijs op korte termijn (*day ahead*) geven. De prijsindexen van de spotmarkt geven aanleiding tot een onmiddellijke levering<sup>8</sup>. We opperen de hypothese dat de prijs op de beurzen wordt bepaald door de wet van vraag en aanbod<sup>9</sup>, dat wil zeggen dat de evenwichtige hoeveelheid op de markten overeenstemt met het punt waarop het marginale inkomen gelijk is aan de marginale kostprijs. Bij een perfecte concurrentie is het marginale inkomen gelijk aan de prijs van het goed. Ter illustratie tonen we ook de indexen op een jaar (*year ahead*).

9. Het is belangrijk te benadrukken dat de curve van de marginale kostprijs op korte termijn overeenstemt met de curve van het aanbod op korte termijn<sup>10</sup>. Het aanbod op korte termijn stemt immers overeen met de hoeveelheid die de producent tegen een bepaalde prijs wil produceren. Indien de marktprijs voor een bepaalde hoeveelheid hoger is dan de marginale kostprijs, zal de producent de neiging hebben om meer te produceren omdat hij winst boekt op de bijkomende eenheid. Anderzijds zal de producent zijn productie willen verminderen indien de prijs voor een bepaalde hoeveelheid lager is dan de marginale kostprijs omdat hij verlies maakt op de laatste geproduceerde eenheid. Voor een bepaalde prijs stemt de optimale hoeveelheid dus overeen met de hoeveelheid waarvoor de marginale kostprijs gelijk is aan de marktprijs.

10. Vermits de beursprijzen de prijs vertegenwoordigen waarbij het aanbod op korte termijn beantwoordt aan de vraag op korte termijn, kunnen we hieruit afleiden dat de marginale kostprijs op korte termijn overeenstemt met de prijs van de beursindex op de betrokken markt *wanneer het productieapparaat niet beperkt is*<sup>11</sup>.

---

<sup>8</sup> J.P. HANSEN en J. PERCEBOIS, *Énergie*, Brussel, 2010, p. 119.

<sup>9</sup> HANSEN en PERCEBOIS verklaren dat: “in een elektrisch systeem worden de spotprijzen [...] niet bepaald door een evenwicht vraag-aanbod, maar zijn ze er de beste benadering van. [...] indien het productiepark evenwichtig is qua hoeveelheid, vormt de spotprijs zich op het niveau van de marginale kostprijs van de marginale eenheid. ». *Idem*, pp. 128-129.

<sup>10</sup> Dit is het geval zodra de productie van de elektriciteitscentrale de variabele kostprijs dekt.

<sup>11</sup> “Indien [het productiepark niet evenwichtig is qua hoeveelheid, dan kan de spotprijzen] een hoog peil bereiken (de spikes) wat bijvoorbeeld een uiting is van het technische onvermogen van de productiecentrales of van een sterke en plotse toename van de vraag”. HANSEN et PERCEBOIS, o.c., p.129.

## IV SAMENSTELLING VAN DE SPREADS

### IV.1. Algemene beschouwingen

11. De *spread* verklaart de afwijking tussen twee maten. De eerste maat is de prijs op de elektriciteitsmarkt en de tweede maat is zijn variabele kostprijs op korte termijn, geraamd op basis van de marktprijs van de brandstof en van CO<sub>2</sub>.

12. Het is al nuttig te vermelden dat de marktprijs van de brandstof en van CO<sub>2</sub> niet noodzakelijk overeenstemt met de bevoorradingskost van grondstoffen voor de elektriciteitsproducent. De prijs op de elektriciteitsmarkt is evenmin automatisch equivalent aan zijn verkoopprijs.

13. Wat de elektriciteitsprijs betreft, spitst deze studie zich hoofdzakelijk toe op de beursprijzen op korte termijn, en dus op de marginale kostprijs, zodra men aanvaardt dat de prijzen worden bepaald door de wet van vraag en aanbod en dat het productieapparaat niet beperkt is. Voor de kostprijs moet verder gezegd worden dat enkel de prijzen voor de brandstof en CO<sub>2</sub> in aanmerking worden genomen. De kostprijs voor het transport van de brandstof en O&M worden genegeerd. Het is belangrijk op te merken dat men *spreads* voor uiteenlopende periodes kan berekenen, zoals de geraamde *spreads* voor het komende jaar of binnen twee jaar,... We zullen trouwens de *year ahead spreads* voorstellen.

14. De *spread*, zoals hoger gedefinieerd, namelijk het verschil tussen de prijs op de elektriciteitsmarkt en de geraamde variabele kostprijs op korte termijn van de centrale, geeft een **grove benadering van de brutomarge van de elektriciteitsproducent**. Met andere woorden: hoeveel brengt het hem op om op heel korte termijn te produceren, wanneer enkel rekening wordt gehouden met de marktprijs van de brandstof en, in het geval van de *clean spread*, ook met de marktprijs van CO<sub>2</sub>.

15. Indien de centrale een steenkoolcentrale is, geeft de *dark spread* een idee van deze brutomarge. Indien de centrale een gascentrale is, is de *spark spread* de indicator van deze brutomarge.

16. Er worden uiteenlopende formules gebruikt om de *spreads* te berekenen. Ze komen in de volgende delen aan bod.

## IV.2. *Dark Spread* (steenkool)

17. De generieke formule van de *clean dark spread* luidt als volgt:

*Clean Dark Spread* (t)

$$= [Elektriciteitsindex(t)] - 1/[rendement centrale] ( [Steenkoolindex (t)] + [uitstootcoëfficiënts][CO<sub>2</sub> - index](t) )$$

18. De formule voor de *dark spread* is gelijkaardig, behalve dat hier geen rekening wordt gehouden met de kostprijs van CO<sub>2</sub>. Talrijke beursindexen drukken de kostprijs van steenkool uit in functie van zijn gewicht (ton) en niet van zijn energetische hoeveelheid (thermische MWh). Om de omzetting van ton naar thermische MWh te realiseren, moet er dus een omzettingcoëfficiënt worden toegevoegd.

19. Tabel 1 geeft de formules weer die in diverse publicaties worden gebruikt om de *clean dark spread* te berekenen.

20. Het volgende voorbeeld illustreert de berekeningswijze:

- op 4 januari 2010 bedraagt de elektriciteitsprijs *day ahead* op Belpex 49,56 € per elektrische MWh;
- het rendement van de steenkoolcentrale wordt geraamd op 35%;
- de kostprijs van de CO<sub>2</sub>-quota EUA (European Union Allowance) op 4 januari 2010 bedraagt 12,84 € per ton CO<sub>2</sub>;
- de verbranding van een thermische MWh steenkool stoot 0,301 ton CO<sub>2</sub> uit, of anders uitgedrukt, een steenkoolcentrale met een rendement van 35% stoot 0,86 ton CO<sub>2</sub> per geproduceerde MWh elektriciteit uit;
- een ton steenkool kost 62,02 € op API#2;
- een ton steenkool heeft op API#2 een verbrandingswaarde van 6 Gcal (waarde van Argus McCloskey), of nog 25,11 GJ, met dien verstande dat 1 kcal = 4185 J. Uitgedrukt in MWh krijgen we 6,98 thermische MWh, vermits 1 MWh = 3,6 GJ.



21. De berekening van de *day ahead clean dark spread* op 4 januari 2010 wordt dus:

$$\begin{aligned} CDS &= 49,56 \frac{\text{€}}{\text{MWh el}} \\ &\quad - \frac{1}{0,35} \frac{\text{MWh th}}{\text{MWh el}} \left( 62,02 \frac{\text{€}}{\text{ton steenkool}} \times \frac{1}{6,98} \frac{\text{ton steenkool}}{\text{MWh th}} \right. \\ &\quad \left. + 12,84 \frac{\text{€}}{\text{ton CO2}} \times 0,301 \frac{\text{ton CO2}}{\text{MWh th}} \right) = 13,13 \frac{\text{€}}{\text{MWh el}} \end{aligned}$$

Tabel 1. Parameters voor de berekening van de *Clean Dark Spread*.

<i>Clean Dark Spread</i>	Elektriciteits-index	Gemiddeld rendement centrale	Steenkool-index	Omzetting ton steenkool naar th. MWh	CO <sub>2</sub> -uitstoot (ton) per th. MWh	CO <sub>2</sub> -index
<b>Boordtabel</b>	EndexBE M+1	35%	API#2 M+1	6,98	0,301	EUA Spot (EEX)
<b>Heren</b>	UK Baseload	35%	CIF ARA (API#2)	7,1	0,336	EUA (EEX)
<b>Platts (Germany)</b>	Platts German Assessments (baseload / mid-point)	35%	CIF ARA (API#2)	7,1	0,336	EUA (EEX)
<b>Bloomberg</b>	Talrijke mogelijkheden	36%	CIF ARA (API#2)	6,98	0,342	Talrijke mogelijkheden
<b>Citigroup</b>	UK baseload	36%	CIF ARA (API#2)	7,1	0,336	EUA (EEX)

### IV.3. Spark Spread (gas)

22. De generieke formule voor de *clean spark spread* is soortgelijk aan deze van de *clean dark spread*.

*Clean Spark Spread (t)*

$$= [Elektriciteitsindex (t)] - 1 / [\text{rendement centrale}] ( [Gasindex (t)] + [\text{uitstootcoëfficiënt}][CO_2 - index](t) )$$

23. De formule voor de *spark spread* is gelijkaardig, behalve dat er hier geen rekening wordt gehouden met de kostprijs van CO<sub>2</sub>. Tabel 2 geeft de formules van bepaalde publicaties weer.

24. Net als voor de berekening van de *clean dark spread* kan men het voorbeeld geven van de berekening van de *day ahead clean spark spread* op 4 januari 2010:

- op 4 januari 2010 bedraagt de elektriciteitsprijs *day ahead* op Belpex 49,56 € per elektrische MWh;
- het rendement van de gascentrale wordt geraamd op 50%;
- de kostprijs van de EUA-quota op 4 januari 2010 bedraagt 12,84 € per ton CO<sub>2</sub>;
- de verbranding van een thermische MWh gas stoot 0,19 ton CO<sub>2</sub> uit, of anders uitgedrukt, een gascentrale met een rendement van 50% stoot 0,38 ton CO<sub>2</sub> per geproduceerde MWh elektriciteit uit;
- een thermische MWh aardgas heeft een waarde van 13,76 € op TTF.

25. De berekening van de *day ahead clean dark spread* op 4 januari 2010 wordt dus:

$$\begin{aligned} CDS &= 49,56 \frac{\text{€}}{\text{MWh el}} - \frac{1}{0,5} \frac{\text{MWh th}}{\text{MWh el}} \left( 62,02 \frac{\text{€}}{\text{MWh th}} + 12,84 \frac{\text{€}}{\text{ton CO}_2} \times 0,19 \frac{\text{ton CO}_2}{\text{MWh th}} \right) \\ &= 17,17 \frac{\text{€}}{\text{MWh el}} \end{aligned}$$

Tabel 2. Parameters voor de berekening van de *Clean Spark Spread*.

<i>Clean Spark Spread</i>	Elektriciteits-index	Gemiddeld rendement centrale	Gasindex	CO <sub>2</sub> -uitstoot (ton) per th. MWh	CO <sub>2</sub> -index
<b>Boordtabel</b>	EndexBE M+1	50%	TTF M+1	0,19	EUA Spot (EEX)
<b>Heren (UK)</b>	UK Baseload	49,13%	NBP	0,2019	EUA (EEX)
<b>Platts</b>	Platts Belgian Assessments Baseload	50% en 60%	Zeebrugge	0,1877	EUA (EEX)
<b>Bloomberg</b>	Talrijke mogelijkheden (Bloomberg Broker, Endex,...)	49,131%	Talrijke mogelijkheden (TTF, Zeebrugge, NBP,...)	0,2063	Talrijke mogelijkheden (EEX, Bluenext,...)
<b>Citigroup</b>	UK Baseload	49,13%	UK NBP	0,202	EUA (EEX)

26. Op 4 januari bedroeg de *clean dark spread* 13,13 €/MWh, terwijl de *clean spark spread* 17,17 €/MWh bedroeg. Het was op die datum dus rendabeler om elektriciteit te produceren met een productie-eenheid op gas zodra de producent zich tegen de marktprijs bevoorraadt in brandstoffen en CO<sub>2</sub> en de elektriciteit tegen de marktprijs verkoopt.

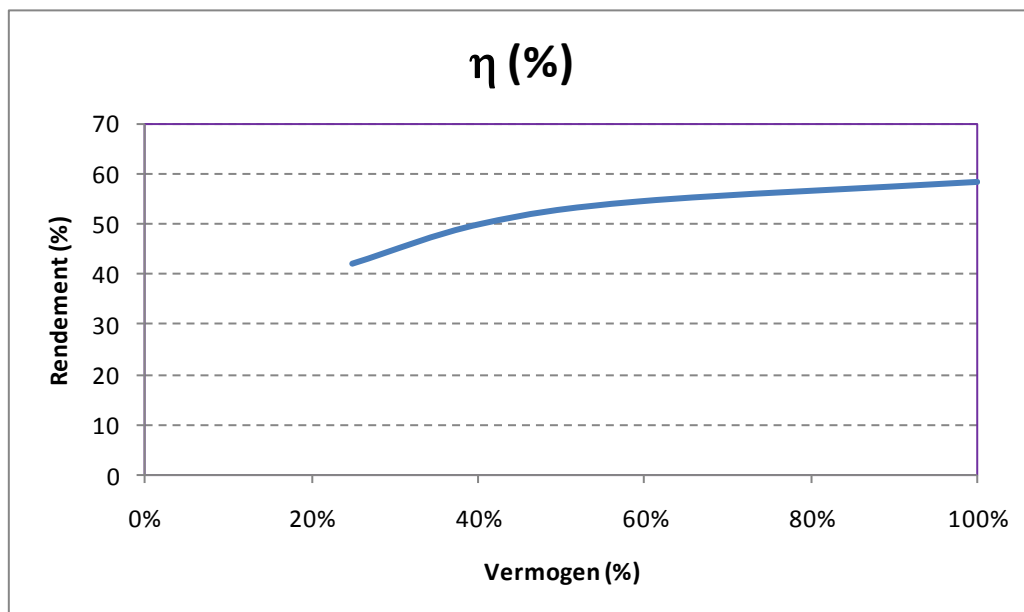
## V ANALYSE VAN DE SPREADS

### V.1. Commentaar bij de formules

27. Het is interessant om deze formules te analyseren. Het eerste commentaar heeft betrekking op de rendementen. We kunnen vaststellen dat deze in alle publicaties relatief identiek zijn: 35%-36% voor de steenkool-eenheden en 49% - 50% voor de eenheden met aardgas.

28. Deze rendementen worden als constant beschouwd, terwijl we op Figuur 1 vaststellen dat het rendement van een STEG-centrale meer bepaald afhangt van zijn belasting.

Figuur 1. Gemiddeld rendement van een STEG-centrale in functie van de belasting.



Bron: Siemens AG, 2008.

29. Door slechts één rendement te gebruiken, kan er trouwens geen enkel onderscheid worden gemaakt tussen centrales met uiteenlopende technologieën of fabricageprocedures die een verschillend rendement behalen, maar dezelfde brandstof gebruiken.

30. Deze hoge rendementen stemmen bovendien niet noodzakelijk overeen met de reële jaarlijkse rendementen. De reële jaarlijkse rendementen die de CREG heeft berekend, schommelen voor de STEG-centrales die vandaag werken, tussen 35%<sup>12</sup> en 48%.

31. Het is ten slotte belangrijk te noteren dat deze rendementen overeenstemmen met een schatting van de gemiddelde rendementen en niet van de marginale rendementen. Platts schrijft immers in een van zijn nota's over de methodologie van de berekening van de *spreads* dat de mediane energetische doeltreffendheid van elk type centrale, gebaseerd op historische gegevens van drie jaar, wordt gebruikt om de *spreads* te beoordelen<sup>13</sup>.

32. Een cijfervoorbeeld zal ons een beter inzicht in het verschil tussen het marginale rendement en het gemiddelde rendement geven. Het gemiddelde rendement van een nieuwe STEG-centrale van 420 MW wordt weergegeven in Figuur 1. Dat wil zeggen dat het rendement 56,2% zal bedragen bij een belasting van 80%, zodra we rekening houden met alle primaire energie die de centrale verbruikt en alle geproduceerde elektriciteit. Indien we de belasting echter opdrijven tot 90%, bedraagt het gemiddelde rendement 57%.

33. Indien de productie gedurende een uur met 42 elektrische MWh wordt verhoogd bij een belasting van 80%, krijgen we volgend marginaal rendement voor deze 42 elektrische MWh:

$$\eta_{marg} = \frac{\frac{E_{el2} - E_{el1}}{\eta_2} - \frac{E_{el1}}{\eta_1}}{\frac{E_{el2} - E_{el1}}{\eta_2} - \frac{E_{el1}}{\eta_1}} = \frac{\frac{378 \text{ MWh } el - 336 \text{ MWh } el}{57\%} - \frac{336 \text{ MWh } el}{56,2\%}}{\frac{378 \text{ MWh } el}{57\%} - \frac{336 \text{ MWh } el}{56,2\%}} = \frac{42 \text{ MWh } el}{60,04 \text{ MWh } th} = 69,95 \%$$

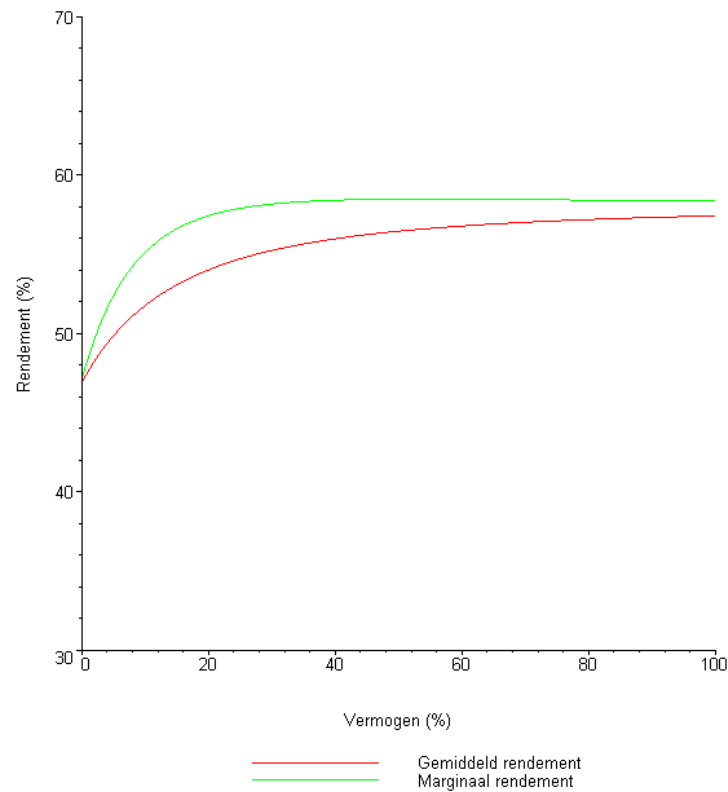
Met andere woorden: om 42 elektrische MWh meer te produceren, moet 60 thermische MWh meer worden verbrand, wat een marginaal rendement van ongeveer 70% oplevert.

34. Uit Figuur 2, die de marginale en gemiddelde rendementen van een fictieve STEG-centrale weergeeft, leiden we af dat het marginale rendement hoger is dan het gemiddelde rendement, omdat het gemiddelde rendement stijgt naarmate de belasting toeneemt.

<sup>12</sup> Voor een oude TGV-centrale.

<sup>13</sup> [http://www.platts.com/IM.Platts.Content/methodologyreferences/methodologyspecs/spark\\_methodology.pdf](http://www.platts.com/IM.Platts.Content/methodologyreferences/methodologyspecs/spark_methodology.pdf), bezocht op 2 februari 2011.

Figuur 2. Gestileerde afbeelding van de gemiddelde en marginale rendementen van een gascentrale.



35. Het tweede commentaar heeft betrekking op de omzettingscoëfficiënten. Deze verschillen van publicatie tot publicatie, maar leunen in het algemeen dicht tegen elkaar aan, zowel voor steenkool (ton steenkool die nodig is per thermische MWh), als voor CO<sub>2</sub> (ton CO<sub>2</sub>-uitstoot per thermische MWh verbrande brandstof).

36. Het is ten slotte belangrijk om te benadrukken dat er een ruime waaier *spreads* kan worden voorgesteld. Er bestaan immers talrijke combinaties die afhangen van de keuze van de beursindex, van de ligging of van het moment. Het is daarom belangrijk niet te vergeten dat de waarde van de *spread* altijd in zijn context moet worden geplaatst voor een correcte interpretatie.

## V.2. Day ahead versus Year Ahead

37. Figuur 3 vertegenwoordigt de *clean spark spread* voor België in 2010. De *year ahead spread* (YAS) wordt in het blauw weergegeven en de *day ahead spread* (DAS) in het rood. We kunnen verschillende punten uit deze grafiek afleiden:

- de DAS is veel volatieler dan de YAS;
- de DAS is soms negatief, dat wil zeggen dat het voor een producent voordeliger zou zijn om elektriciteit op de markten te kopen in plaats van gas op de markten te kopen om deze in elektriciteit om te zetten.

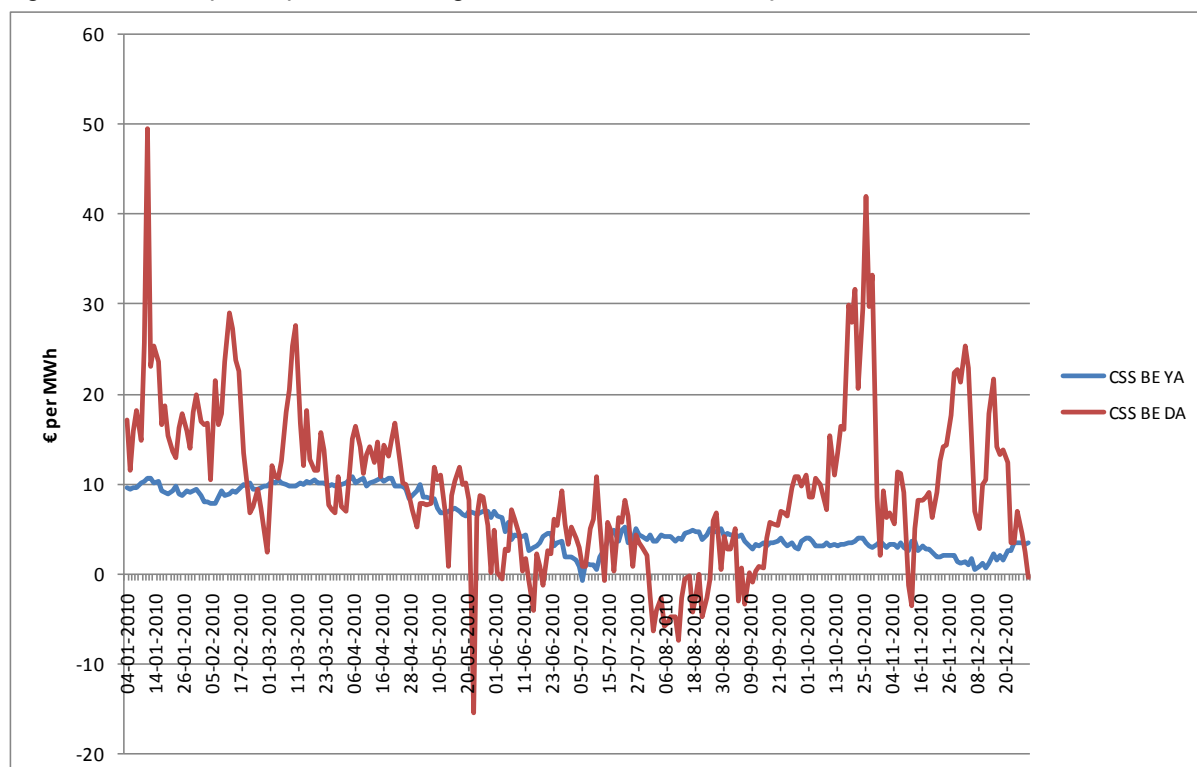
38. Zoals Tabel 3 aantoont, ligt het fundamentele verschil op het niveau van de volatiliteit van de *spread* en niet op het niveau van zijn teken. De gemiddelden van de *spreads*, ongeacht of ze *year ahead* of *day ahead* zijn, zijn immers positief over het hele jaar. De grootste volatiliteit op korte termijn is meer bepaald te wijten aan de willekeur van de productie (panne in een centrale, wat de elektriciteitsprijs doet stijgen), aan het klimaat (onweer, temperatuurdalingen), aan de onderliggende waarden die de grondstofprijzen beïnvloeden (lek in een gaspijplijn,...) enz.

Tabel 3. Beschrijvende statistieken van de *year ahead* en *day ahead clean spark spreads* in België.

	<i>Day Ahead</i>	<i>Year Ahead</i>
STANDAARDAFWIJKING	6,6	2,9
GEMIDDELDE	9,47	5,66



Figuur 3. Clean Spark Spreads, in België: Year Ahead versus Day Ahead.



### V.3. Clean Spark Spread versus Clean Dark Spread

39. Figuur 4 vergelijkt de day ahead clean spark spread met de day ahead clean dark spread. We stellen vast dat de clean dark spreads (CDS) en clean spark spreads (CSS) sterk gecorreleerd zijn. De zwarte curve, waarvan de schaal op de verticale as rechts staat, vertegenwoordigt het verschil tussen de CDS en de CSS.

40. We kunnen dit fenomeen interpreteren als een bevestiging van de efficiëntie van de markten van de onderliggende waarden en van de wet van de eenheidsprijs (en dus het gebrek aan arbitrage), dat wil zeggen dat de markten ervoor zorgen dat de rentabiliteit van twee onderling inwisselbare productie-eenheden equivalent is. Waarom zouden twee activa met hetzelfde nut immers een uiteenlopende rentabiliteit vertonen? Het mechanisme achter dit fenomeen koppelt de prijs op korte termijn van CO<sub>2</sub>-gecompenseerd steenkool dat wordt gebruikt om elektriciteit te produceren aan de prijs op korte termijn van CO<sub>2</sub>-gecompenseerd aardgas.

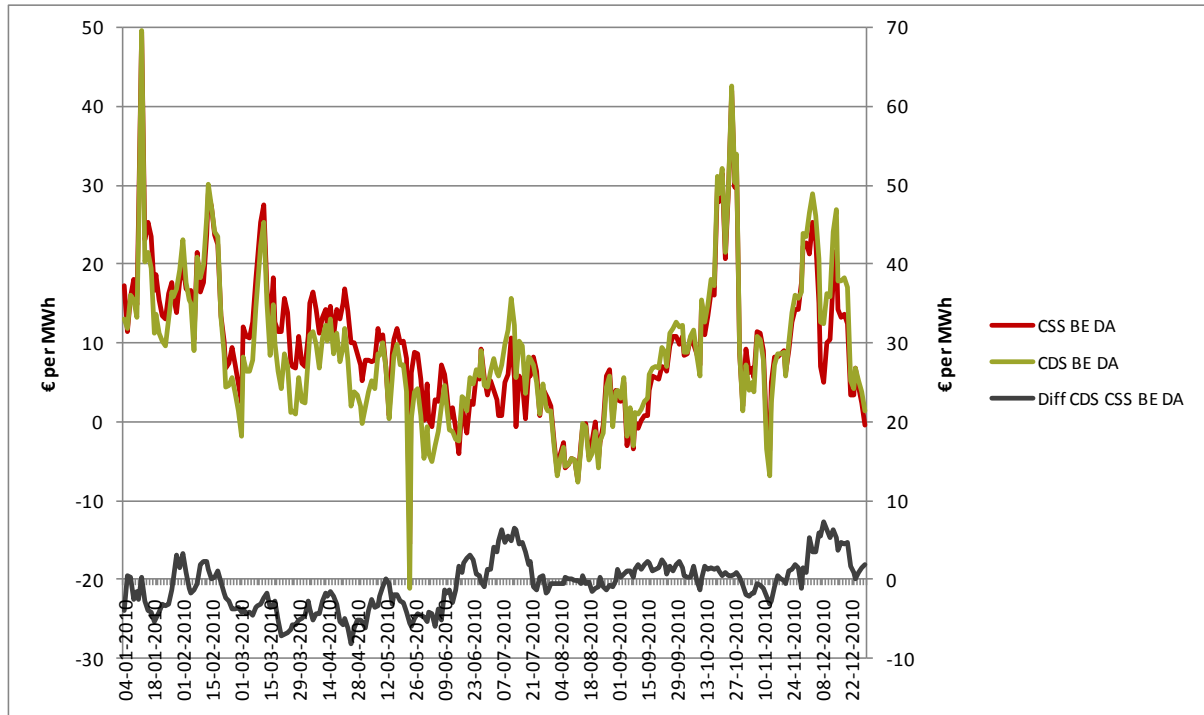
41. Het is echter belangrijk te benadrukken dat het verschil tussen de CDS en de CSS niet altijd te verwaarlozen is. Dit betekent dat de equivalentie van de prijs op korte termijn van het CO<sub>2</sub>-gecompenseerd aardgas en de CO<sub>2</sub>-gecompenseerde steenkool niet altijd verzekerd is. De markten zijn met andere woorden niet permanent efficiënt. Wat meer bepaald een verklaring is van de negatieve *spreads* op bepaalde tijdstippen.

42. Deze verschillen tussen CDS en CSS vloeien voort uit het feit dat de vier componenten van deze *spreads*, namelijk de elektriciteitsprijs, de aardgasprijs, de steenkoolprijs en de prijs van de CO<sub>2</sub>-quota niet noodzakelijk identiek reageren op de evoluties van bepaalde onderliggende waarden.

43. Zo zal een stijging van de elektriciteitsproductie op basis van windenergie een grotere impact hebben op de elektriciteitsprijs dan op de andere componenten van de *spreads*. Deze productiestijging doet de koers van de elektriciteit dalen en kan tot negatieve *spreads* leiden, vermits de daling van de steenkool- en gaskoers niet automatisch deze van de elektriciteitskoers volgt.

44. De prijs van de CO<sub>2</sub>-quota EUA is bij momenten gecorreleerd met de elektriciteitsprijs in Duitsland. De elektriciteitssector is immers de grootste uitstoter die deelneemt aan de Europese emissiehandel. Deze correlatie kan echter onbestaand zijn indien de markt van de EUA een overaanbod vertoont. Een overaanbod aan certificaten zal de waarde van de CO<sub>2</sub>-quota beïnvloeden, maar zal niet hetzelfde effect op de prijs van elektriciteit, gas en steenkool hebben.

Figuur 4. Clean Spark versus Clean Dark Spreads (Day Ahead in België).



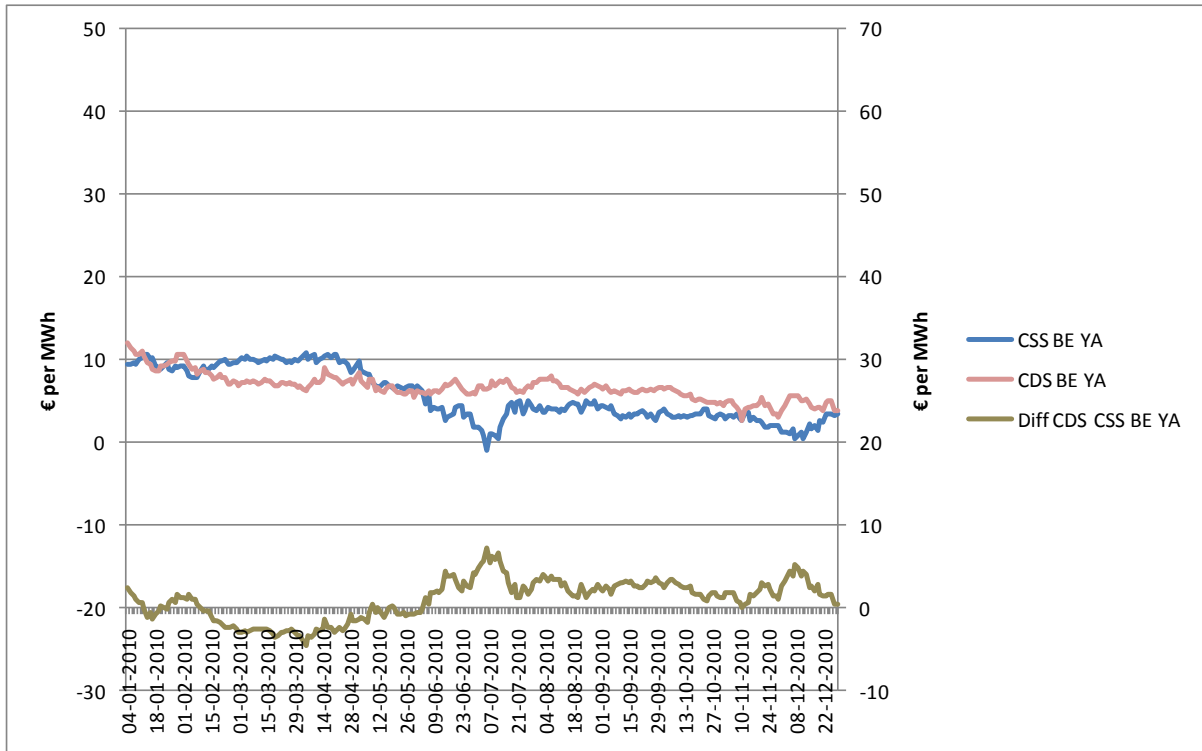
45. We kunnen uit onderstaande Tabel 4 en Figuur 5 verder afleiden dat de correlatie tussen de CDS en de CSS minder groot is zodra de prijzen *year ahead* worden gebruikt. Dit is het gevolg van de kostprijs van de elektriciteit die veel volatieler is op de korte termijn.

46. We zien verder dat de orde van grootte van de verschillen tussen *year ahead* CDS en CSS enerzijds en van de verschillen tussen *day ahead* CDS en CSS anderzijds heel gelijklopend is. Dit bevestigt dat er *a priori* geen reden is voor de prijs van CO<sub>2</sub>-gecompenseerd aardgas en steenkool om op korte termijn meer te convergeren dan op lange termijn.

Tabel 4. Correlatie tussen de curven van de *clean dark spread* en *clean spark spreads*.

	Day Ahead	Year Ahead
Correlatie	94%	67%

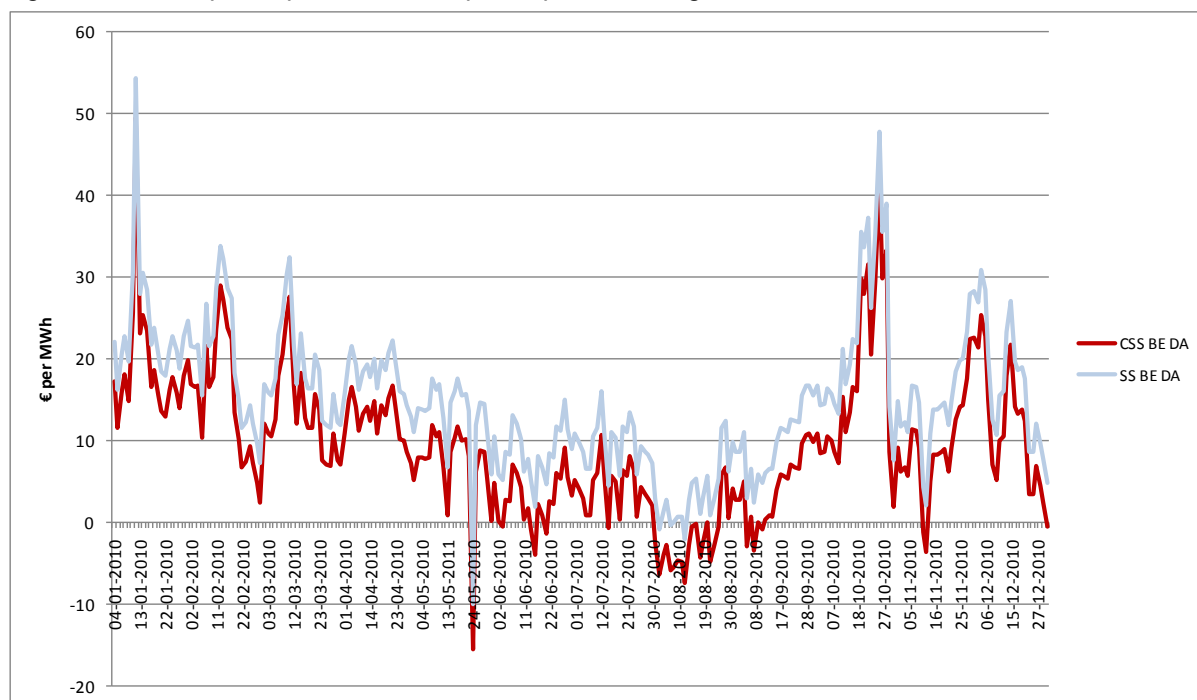
Figuur 5. Clean Spark versus Clean Dark Spreads (Year Ahead in België).



## V.4. Clean Spark Spread versus Spark Spread

47. Figuur 6 laat toe om de *clean spark spreads* te onderscheiden van de *spark spreads*. We zien dat de toevoeging van de kostprijs van CO<sub>2</sub> een last is voor de producent en de rentabiliteit van een productie-eenheid kan tenietdoen.

Figuur 6. *Clean Spark Spread versus Spark Spread in België.*



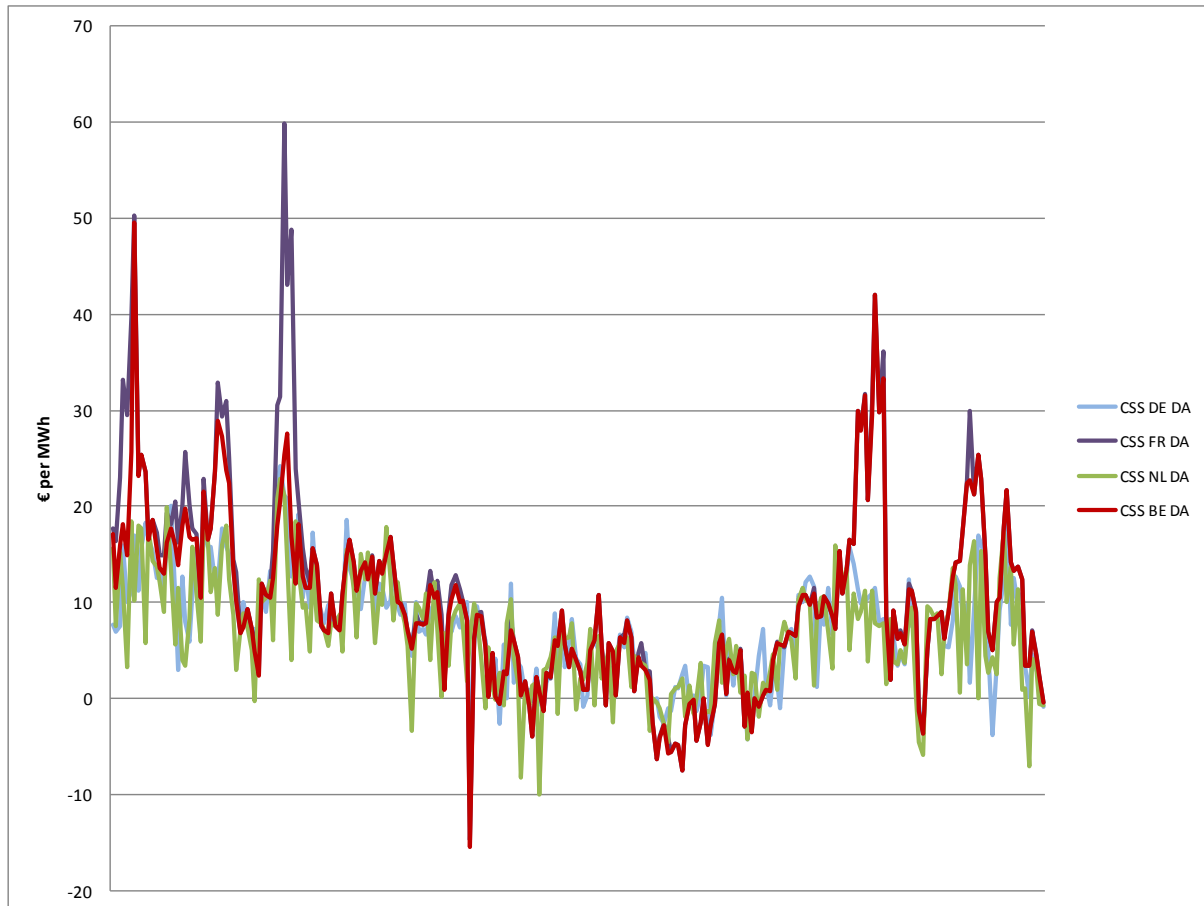
## V.5. Internationale vergelijking van de *day ahead clean spark spreads*

48. Figuur 7 vertegenwoordigt de *day ahead clean spark spreads* in Duitsland, Frankrijk, Nederland en België. Aan de hand van tabel 5 stellen we vast dat de *clean spark spreads* in België nauwer aansluiten bij deze in Frankrijk dan bij een van de andere bestudeerde landen.

49. Voor elk van de landen werd de TTF voor gas en de EUA voor de prijs van CO<sub>2</sub> gebruikt. Enkel de elektriciteitsprijzen schommelen. Zo is Belpex de index voor België, Epex spot Phelix deze voor Duitsland, Epex spot France die voor Frankrijk en APX DAM die voor Nederland. Figuur 7 is dus een vergelijking van de elektriciteitsprijs in deze verschillende landen. Met andere woorden, indien de *spread* in Frankrijk groter is dan deze in Duitsland, betekent dit dat de elektriciteitsprijs hoger is in Frankrijk, en is het verschil tussen de elektriciteitsprijzen in deze twee landen gelijk aan het verschil tussen de *spreads*.

50. Voor de gasindexen gebruiken Platts en Heren ook de TTF voor Duitsland. Zoals uitgelegd in Tabel 2 gebruiken sommige publicaties de ZIG voor België. De publicatie “Tendances Carbone” gebruikt eveneens de ZIG om de *spark spreads* voor Frankrijk te berekenen.

Figuur 7. Day ahead clean spark spreads in Duitsland, Frankrijk, Nederland en België.



Tabel 5. Beschrijvende statistieken van de verschillende *clean spark spreads*.

	BE	DE	FR	NL
<b>STANDAARDAFWIJKING</b>	6,6	4,5	7,7	4,7
<b>GEMIDDELDE</b>	9,5	7,6	10,6	6,7
<b>CORRELATIE MET BELGIË</b>	100%	77%	94%	63%

## V.6. Waarde van de *spreads*

51. In de veronderstelling dat men aanvaardt dat het rendement van de elektriciteitscentrale dat wordt gebruikt om de *spreads* te berekenen, overeenstemt met het marginale en niet met het gemiddelde rendement van deze centrale, kan men concluderen dat de *spreads* overeenstemmen met het verschil tussen de prijs op de elektriciteitsmarkt en zijn marginale kostprijs geraamd op basis van de marktprijs van de brandstof en van CO<sub>2</sub>.

52. Deze hypothese is geen hindernis voor de volgende analyse, vermits het marginale rendement in alle omstandigheden hoger is dan het gemiddelde rendement, zoals men kan zien op Figuur 2. Kortom, de spread zou nog hoger zijn indien men eerder de marginale dan wel de gemiddelde rendementen zou gebruiken.

53. Bij perfecte concurrentie is de marginale kostprijs gelijk aan de marktprijs. De *spread* van de marginale productie-eenheid zou dus nul moeten zijn. We stellen echter vast dat de *clean spark spreads* en *clean dark spreads* vaak positief zijn, en deze van de marginale productie-eenheid dus *a priori* ook. Hoe kunnen we dit fenomeen verklaren? Hiervoor zijn meerdere redenen.

54. Om te beginnen omvat de marginale kostprijs in de gedetailleerde bovenstaande *spreads* niet alle marginale kosten op korte termijn, zoals de kostprijs voor het transport van de brandstoffen, voor bepaalde operationele en onderhoudskosten (smeermiddelen,...).

55. Vervolgens kan het rendement van de elektriciteitscentrales worden overgewaardeerd, wat uitmondt in *spreads* die hoger zijn dan de realiteit. Een dergelijk geval kan voorkomen wanneer de marginale productie-eenheid een uiterst zwak rendement vertoont door het gebruik van technologisch verouderde uitrusting. Zo kan het gebeuren dat een gascentrale een gemiddeld rendement van om en bij 35% heeft en een marginaal rendement dat lichtjes hoger is, maar lager dan 50%.

56. Wat de *spreads* op lange termijn betreft, kan het trouwens gebeuren dat de marginale kostprijs op lange termijn die in aanmerking moet worden genomen, niet gelijk is aan de marginale kostprijs op korte termijn die wordt gebruikt in de berekeningsformule van de *spreads*, maar veel hoger.

57. Ten slotte stemmen de elektriciteitsprijzen op de beurzen, gebruikt om de *spreads* te berekenen, niet noodzakelijk overeen met de verkoopprijs. Deze kan veel lager zijn – wat de vaak positieve *spreads* verklaart, of veel hoger – wat negatieve *spreads* verklaart,

bijvoorbeeld ten gevolge van langetermijncontracten met industriële klanten. Ook de bevoorradingsprijzen voor grondstoffen kunnen hoger – wat de vaak positieve *spreads* verklaart – of lager zijn dan de prijzen op de beursmarkten – wat negatieve *spreads* verklaart. Dit laatste punt geldt ook voor de CO<sub>2</sub>-quota, die talrijke producenten gratis kregen, maar tegen hun marktprijs hebben kunnen valoriseren. Daarom vertegenwoordigen de beursprijzen van de grondstoffen en de CO<sub>2</sub>-quota die worden gebruikt in de formule van de *spreads* eerder een opportuiniteitskost dan een reële aankoopkost. Het is bijgevolg perfect mogelijk om een negatieve *spread* te hebben terwijl de producent een positieve winstmarge op de elektriciteitsproductie heeft.

58. De negatieve waarden van de *spreads* die we occasioneel kunnen vaststellen, kunnen worden verklaard door een te lage elektriciteitsprijs of een te hoge prijs van steenkool, gas en CO<sub>2</sub> in verhouding tot de elektriciteitsprijs op de markten.

59. De lage elektriciteitsprijs kan het gevolg zijn van een zwakke vraag of een te groot aanbod. De *take-or-pay* gascontracten zijn een van de oorzaken van een overaanbod aan elektriciteit. Zo kan de exploitant van een gascentrale die een dergelijk contract heeft afgesloten, kiezen of hij enerzijds het gas verbrandt en elektriciteit tegen een lage prijs verkoopt of anderzijds het aardgas verkoopt, elektriciteit op de beurzen koopt om zijn klanten te bevoorraden en vervolgens de boete op het niet-gebruik van het aardgas betaalt. Ondanks de *negatieve spreads* kan het eerste alternatief rendabeler zijn.

60. Een andere verklaring voor het overaanbod houdt verband met de intermitterende productie-eenheden. De kans bestaat immers dat de elektriciteitsproductie door zonnepanelen of op basis van windenergie op sommige dagen zo hoog is dat de elektriciteitsprijs wordt verlaagd om de afzet van deze productie te verzekeren. Bovendien moet de elektriciteitsproducent over afdoende reservecapaciteiten beschikken om het evenwicht van het net te verzekeren en kan hij zijn grondstoffen dus niet verkopen.

61. Wat de hoge prijs voor steenkool of aardgas betreft, deze reageert op de onderliggende waarden die niet noodzakelijk in evenwicht zijn met deze van de elektriciteit, bijvoorbeeld wanneer de verwachtingen die werden gebruikt om de prijzen te bepalen, verkeerd blijken te zijn. Een zwakke elektriciteitsprijs kan dus worden gekoppeld aan een hoge grondstoffenprijs, wat *negatieve spreads* genereert.



## VI TOEPASSINGEN VAN DE *SPREADS*

### VI.1. *Spreads* en milieubeleid

62. De *spreads* kunnen voor diverse doeleinden worden gebruikt. Een daarvan heeft betrekking op de vastlegging van de waarde die een ton koolstof op de markten moet bereiken om ervoor te zorgen dat een propere technologie, namelijk gas, wordt gebruikt in plaats van steenkool.

63. Het is immers mogelijk om de kostprijs te berekenen van een ton CO<sub>2</sub> waarvoor de *spark spread* is gelijk aan de *dark spread*. Zodra de prijs van een ton koolstof deze drempel overschrijdt, wordt de producent aangemoedigd om gas te gebruiken in plaats van steenkool.

64. Figuur 8 geeft een idee van de prijs van een ton koolstof die nodig is om de productie om te schakelen van een eenheid met steenkool naar een eenheid met gas. Deze prijs vertegenwoordigt de waarde van een ton koolstof waarbij de producent geen keuze moet maken tussen deze twee types centrales om elektriciteit te produceren. Deze figuur 8 geeft ook de prijs van EUA ter vergelijking.

65. De prijs van deze ton CO<sub>2</sub> wordt uitgedrukt met de volgende formule:

$$P_{CO_2} = \frac{\frac{P_c}{\eta_c} - \frac{P_g}{\eta_g}}{\frac{\alpha_g}{\eta_g} - \frac{\alpha_c}{\eta_c}}$$

Waarbij:

- $P_{CO_2}$ : de prijs in euro van een ton CO<sub>2</sub>;
- $P_c$ : de prijs in euro van de thermische MWh van steenkool, bijvoorbeeld 8,89 €/th MWh op 4 januari 2010 voor *API#2 day ahead*;
- $\eta_c$ : het rendement dat in aanmerking wordt genomen voor de steenkoolcentrale, bijvoorbeeld 35%;
- $\alpha_c$ : de CO<sub>2</sub>-uitstoot in ton door de verbranding van een thermische MWh steenkool, bijvoorbeeld 0,301 ton CO<sub>2</sub> per verbrande thermische MWh (zie §20);
- $P_g$ : de prijs in euro van de thermische MWh van aardgas, bijvoorbeeld 13,76 €/thermische MWh op 4 januari 2010 voor de *TTF day ahead*;

- $\eta_g$ : het rendement dat in aanmerking wordt genomen voor de aardgascentrale, bijvoorbeeld 50%;
- $\alpha_g$ : de CO<sub>2</sub>-uitstoot in ton door de verbranding van een thermische MWh aardgas, bijvoorbeeld 0,19 CO<sub>2</sub> per verbrande thermische MWh.

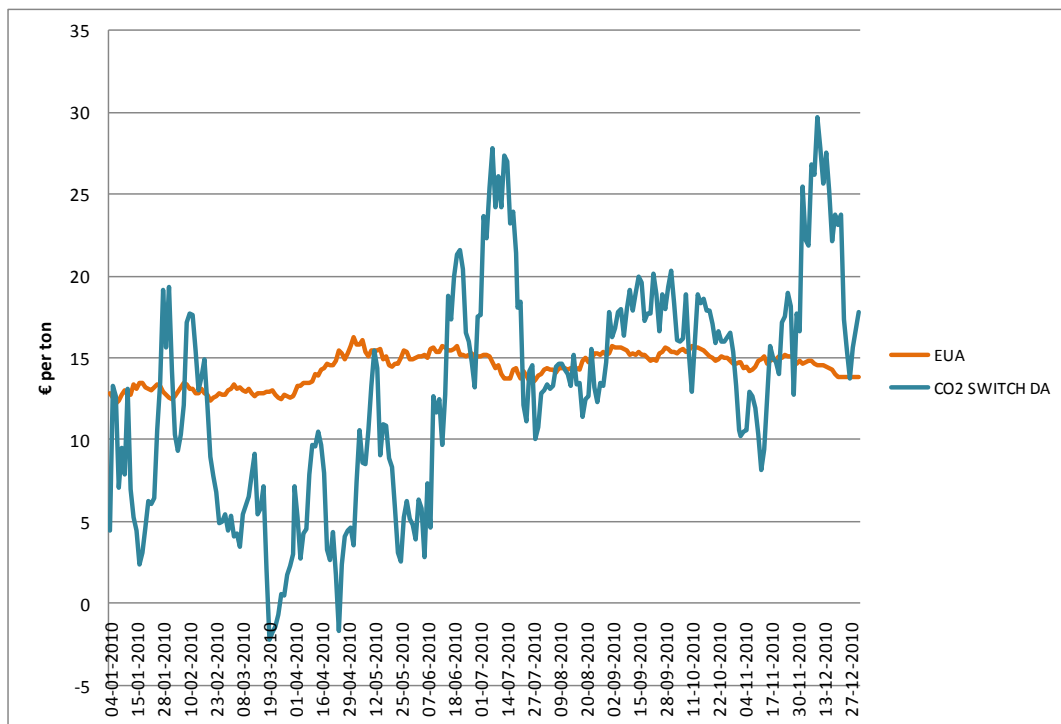
66. Met de cijfers van het bovenstaande voorbeeld krijgen we de prijs van CO<sub>2</sub> vanaf de welke het rendabeler is om met gas te produceren:

$$P_{CO_2} = \frac{\frac{8,89}{0,35} - \frac{13,76}{0,5}}{\frac{0,19}{0,5} - \frac{0,301}{0,35}} = 4,42 \frac{\text{€}}{\text{ton}}$$

67. Op 4 januari 2010 bedraagt de waarde van de EUA 12,84 € per ton CO<sub>2</sub>. Het was op 4 januari 2010 dus rendabeler om elektriciteit met een gaseenheid te produceren dan met een steenkoolleenheid.

68. Op basis van deze figuur 8 kan men besluiten dat een prijs van 30 euro voor een ton koolstofdioxide de productie met steenkool in het jaar 2010 in alle omstandigheden minder rendabel zou hebben gemaakt dan deze met gas. Verder kunnen we vaststellen dat de *clean spark spread* vaak veel hoger is dan de *clean dark spread*, namelijk 55% van de tijd.

Figuur 8. Waarde van CO<sub>2</sub> om over te stappen van steenkool naar gas.



## VI.2. Spreads en balancing

69. De *spreads* geven ook een benadering van de opportuniteitskost van de reservecapaciteit. Deze benadering kan nuttig zijn bij de installatie van een intermitterende productie-eenheid die een zekere reservecapaciteit vergt.

70. Laten we bijvoorbeeld veronderstellen dat een deel van de productiecapaciteit van een eenheid met aardgas als reservecapaciteit moet worden toegevoegd aan de installatie van een windmolenpark. Indien dit deel van de productie-eenheid niet als reservecapaciteit werd gebruikt, had de producent de *clean spark spread* van deze reservecapaciteit kunnen winnen voor elke geproduceerde MWh. De producent kan dan eisen dat de operator die het evenwicht van het net moet verzekeren, de reservecapaciteit vergoedt in functie van de waarde van de *spreads* voor zijn centrale.

## VI.3. Spreads en afgeleide producten

71. Talrijke afgeleide producten steunen op de *spreads*. We vermelden bijvoorbeeld de *spark spread call options*, met volgend mechanisme. Elke houder van een *European spark spread call option* op brandstof  $G$  (voor gas) met een “*verbrandingswaarde*”<sup>14</sup>  $K_H$  heeft de mogelijkheid (het recht), en niet de plicht, om een eenheid elektriciteit met een waarde  $S_T$  voor de prijs van  $K_H$  gaseenheden, gevaloriseerd tegen  $G_T$ <sup>15</sup> te kopen en dit, tegen de maturiteit- $T$  van dit afgeleide product.

72. De winst (of *pay-off*) kan dus worden geschreven als:

$$\max(S_T - K_H \times G_T, 0)$$

73. In deze formule herkennen we deze van de *spark spread*.  $K_H \times G_T$  vertegenwoordigt immers het  $1/[\text{rendement centrale}] [\text{Gasindex}(t)]$  van de formule in paragraaf 22, terwijl  $S_T$  overeenstemt met de *Elektriciteitsindex*  $(t)$  van de formule in paragraaf 22. Met andere woorden, de houder van dit afgeleide product zal bij de maturiteit van het product de keuze hebben om de *spark spread* op te strijken of niets te hebben.

---

<sup>14</sup> Dat wil zeggen het omgekeerde van het rendement van de installatie.

<sup>15</sup> S.J. DENG en S.S. OREN, “Electricity derivatives and risk management”, in *Energy*, 2006, p.945. D. TSITAKIS, S. XANTHOPOULOS en A.N. YANNAKOPOULOUS, “A closed-form solution for the price of cross-commodity electricity derivatives”, in *Physica*, 2006, pp. 544-545 hebben eveneens afgeleide producten ontwikkeld op basis van de *spark spreads*.

74. CARMONA en DURRLEMAN geven een idee van andere contracten dan de *European calls* op basis van de *spark spreads*. Zo vermelden ze contracten die bestaan uit de verkoop van meerdere eenheden elektriciteit en de aankoop van andere gaseenheden. Zoals NIJMAN<sup>16</sup> verklaart, kopiëren deze contracten de werking van een gascentrale, die de elektriciteit produceert die zal worden verkocht en die de aankoop vereist van brandstoffen (in dit geval gas) die worden omgezet in elektriciteit.

75. CARMONA en DURRLEMAN stellen 4: 3 *spark spread* contracten voor die de verkoop impliceren van vier *forwardcontracten* voor elektriciteit  $[E]_t$  op tijdstip  $t$  en de aankoop van drie *forwardcontracten* voor aardgas  $[NG]_t$  op tijdstip  $t$ <sup>17</sup>. Deze contracten kunnen als volgt worden geschreven:  $[SS]_t^{4,3} = 4[E]_t - 3[NG]_t$ . Het is belangrijk om te benadrukken dat de prijzen van deze verschillende *forwardcontracten* voor elektriciteit en aardgas in de gepaste eenheden moeten worden uitgedrukt.

#### VI.4. *Spreads en waarde van een centrale*

76. In het kader van investeringen in productiecapaciteiten is het belangrijk om de rentabiliteit en de waarde van een elektriciteitscentrale te kunnen beoordelen. De klassieke methodes concentreren zich hiervoor op de netto constante waarden (NCW) van de toekomstige inkomsten. Deze inkomsten worden bijgewerkt aan de hand van een actualiseringspercentage.

77. Er bestaan alternatieve methodes op basis van reële opties. In dat geval wordt de waarde van een centrale bepaald aan de hand van reële opties, dat wil zeggen in functie van een tastbaar actief. Men neemt dan aan dat een centrale de mogelijkheid, maar niet de plicht biedt, om brandstof te verbranden en elektriciteit te produceren, die dan op de groothandelsmarkt kan worden verkocht<sup>18</sup>. Deze laatste waarde, namelijk het verschil tussen de verkoopprijs van elektriciteit en de aankoopprijs van de brandstof om deze elektriciteit te produceren, stemt overeen met de *spread*. Men kan voor uiteenlopende maturiteiten dus

---

<sup>16</sup> C. NIJMAN, "The energy market: from energy products to energy derivatives and in between", VU Universiteit Amsterdam, april 2008, p. 15.

<sup>17</sup> R. CARMONA en V. DURRLEMAN, "Pricing and hedging spread options", in *Society for Industrial and Applied Mathematics Review*, 2003, pp. 635-636.

<sup>18</sup> J. FAYER en N. ULUDERE, « What is it worth? Application of real options theory to the valuation of generation assets », in *The Electricity Journal*, oktober 2001, p.42.

een optie op basis van de *spread* van de centrale samenstellen en na toevoeging van de waarde van al deze opties voor de uiteenlopende maturiteiten, krijgt men dan een raming van de waarde van de elektriciteitscentrale.

78. Anders gezegd, dienen de *spreads* in dit geval voor de samenstelling van de opties die op hun beurt de “basisstenen” vormen voor de evaluatie van de toekomstige rentabiliteit van een centrale.

## VII CONCLUSIE

79. Deze studie biedt een algemeen overzicht van de *spark spreads* en de *dark spreads*, ongeacht of ze rekening houden met de kostprijs van koolstofdioxide.

80. In een eerste deel herhalen we om te beginnen de definitie van de marginale kostprijs op korte termijn (zie paragraaf 3). In het kader van deze analyse werden voor de elektriciteit enkel de prijzen voor brandstof en CO<sub>2</sub> in aanmerking genomen om de marginale kostprijs op korte termijn weer te geven.

81. Het tweede deel legt het verband tussen deze marginale kostprijs op korte termijn en de elektriciteitsprijs op de markten. Er wordt uit afgeleid dat de marginale kostprijs op korte termijn overeenstemt met de prijs van de beursindex op de betrokken markt *wanneer het productieapparaat niet beperkt is* (zie paragraaf 10).

82. Het derde deel verklaart dat de *spreads*, namelijk het verschil tussen de elektriciteitsprijs en zijn geraamde variabele productiekost op korte termijn, slechts een ruwe benadering vormen van de rentabiliteit van de centrales op gas en steenkool (zie paragraaf 14).

83. De paragrafen 17 en 22 bevatten respectievelijk de definities van de *clean dark spread* en de *clean spark spread*. We hebben kunnen vaststellen dat elke publicatie zijn eigen berekeningsparameters gebruikt en dat deze zich in een erg nauwe marge bevinden (Tabel 1 en Tabel 2). Het is heel belangrijk om dat voor ogen te houden bij de vergelijking van de *spreads* uit uiteenlopende bronnen.

84. Het vierde deel bevat de analyse van deze *spreads*. Het was vooral interessant om de grotere volatiliteit van de *day ahead spreads* ten opzichte van de *year ahead spreads* (paragraaf 38) vast te stellen, alsook de sterke correlatie tussen de *day ahead clean spark spreads* en de *day ahead clean dark spreads* (paragraaf 40), en het feit dat de *spreads* in België eerder deze van Frankrijk dan van een ander buurland volgen (paragraaf 48).

85. Hoofdstuk V.6 was de gelegenheid om de kwestie van de waarde van de *spreads* aan te kaarten. We hebben vastgesteld dat de *spread* vaak positief is, hoewel de *spread* van de marginale productie-eenheid nul zou moeten zijn in de hypothese die in paragraaf 51

wordt voorgesteld, vermits de elektriciteitsprijs dan overeenstemt met zijn marginale kostprijs. Deze hoge waarde van de *spread* is meer bepaald te wijten aan de onvolmaaktheden van deze meting.

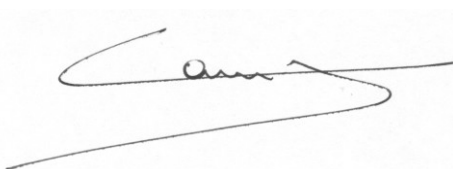
86. Zo laat het gebruik van constante rendementen bijvoorbeeld niet toe om de rentabiliteit van elke centrale precies te beoordelen (paragrafen 27 tot 32), zodat deze over- of zelfs ondergewaardeerd kunnen worden. Verder omvat de marginale kostprijs die bij de evaluatie van deze *spreads* in aanmerking wordt genomen, niet alle marginale kosten, zoals deze voor het transport van de brandstoffen of de O&M (paragraaf 54). Dit probleem wordt aangescherpt zodra de *spreads* op de langere termijn worden bestudeerd (paragraaf 56). We voegen daaraan toe dat de prijzen op de beurzen niet noodzakelijk overeenstemmen met de verkoopprijs van elektriciteit, die dus lager of hoger kan zijn door de bevoorradingscontracten op lange termijn. Naar analogie hiermee moeten de aankooprijzen van brandstoffen en CO<sub>2</sub>-quota niet gelijk zijn aan de prijzen op de beursmarkten (paragraaf 57).

87. Het laatste deel bevat enkele toepassingen van de *spreads*. Deze kunnen bijvoorbeeld dienen om te bepalen hoeveel een ton koolstofdioxide moet kosten om de elektriciteitsproductie op basis van aardgas in plaats van steenkool te bevorderen (hoofdstuk VI.1). De *spreads* zijn ook nuttig om de waarde van de reservecapaciteit te bepalen (hoofdstuk VI.2). Ze liggen aan de basis van verschillende afgeleide producten (hoofdstuk VI.3) die op hun beurt een rol kunnen spelen in de berekening van de waarde van een centrale (hoofdstuk VI.4).

88. Na afloop van deze studie kunnen we bevestigen dat de *spreads*, ondanks enkele nadelen, een krachtig analyse-instrument vormen en talrijke toepassingen kennen.

\*\*\*\*

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



Guido Camps  
Directeur



François Possemiers  
Voorzitter van het Directiecomité

## VIII BIBLIOGRAFIE

CARMONA, R. en DURRLEMAN, V., "Pricing and hedging spread options", in *Society for Industrial and Applied Mathematics Review*, 2003, pp. 627-685.

CER and NERA, *Marginal Cost of Electricity Service Study*, juli 2004.

DENG, S.J. et OREN, S.S., "Electricity derivatives and risk management", in *Energy*, 2006, pp. 940-953.

FAYER, J. et ULUDERE, N., « What is it worth? Application of real options theory to the valuation of generation assets", in *The Electricity Journal*, oktober 2001, pp. 40-51.

HANSEN, J.P. et PERCEBOIS, J., *Énergie*, Brussel, 2010.

IES (Intelligent Energy Systems), *The long run marginal cost of electricity generation in New South Wales, a report to the independent pricing and regulatory tribunal*, februari 2004.

KADERJÁK, P. (Director REKK), *Economics of electricity generation*, NARUC Training on Tariff Development and Utility Regulation, 2007.

MARSDEN JACOB ASSOCIATES, *Estimation of long run marginal cost (LRMC)*, november 2004.

NIJMEN, C., "The energy market: from energy products to energy derivatives and in between", VU Universiteit Amsterdam, april 2008.

TSITAKIS, D., XANTHOPOULOS, S. et YANNACOPOULOUS, A.N., "A closed-form solution for the price of cross-commodity electricity derivatives", in *Physica*, 2006, pp. 543-551.

TURVEY, R., *What are marginal costs and how to estimate them?*, University of Bath, 2000.