



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas  
Nijverheidsstraat 26-38  
1040 Brussel  
Tel.: 02.289.76.11  
Fax: 02.289.76.99

## COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

### **STUDIE**

(F)100128-CDC-944

over de

*“eerste raming van de kostprijs van de maatregelen bedoeld in artikel 7 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt”*

gedaan met toepassing van artikel 23, § 2, 2<sup>o</sup> *juncto* artikel 24, §3, 2<sup>de</sup> lid, 3<sup>o</sup>, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

28 januari 2010

# INLEIDING

Op 20 januari 2010 ontving het Directiecomité van de COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) een vraag van de Algemene Raad van de CREG om een studie te maken over de totale kost van de steunmaatregelen die toegekend worden aan de producenten van windmolenparken in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht.

In overeenstemming met artikel 24, § 3, 2<sup>de</sup> lid, 3<sup>o</sup> kan de Algemene Raad aan het Directiecomité van de CREG om dergelijke studie vragen.

In onderhavig document heeft het Directiecomité van de CREG een voorzichtige raming opgenomen van deze kost per MWh en dit voor één volledig operationeel windmolenpark met een geïnstalleerd vermogen van 300 MW.

Het betreft een voorzichtige raming omdat de twee belangrijkste componenten immers sterk afhankelijk van de hypothesen die aan de grondslag ervan liggen:

- (i) enerzijds werd voor de kosten van de aankoopverplichting van de groenestroomcertificaten aan een gewaarborgde minimumprijs uitgegaan van de huidige werkelijkheid, namelijk het ontbreken van andere geïnteresseerde kopers;
- (ii) anderzijds kon de CREG voor de ramingen met betrekking tot de zogenaamde '*productieafwijking*' zich slechts baseren op definitieve cijfers voor één maand en voorlopige cijfers van 6 andere maanden uit 2009, dit alles in een opstartfase met 6 windmolens, terwijl de voorziene parken bestaan uit 50 tot 60 molens elk.

In die omstandigheden – belangrijke bedragen gebaseerd op gevoelige werkhypothesen – moeten de gegevens met grote omzichtigheid geïnterpreteerd worden.

Deze studie is de actualisatie van een bestaand document naar aanleiding van de concrete vraagstelling door de Algemene Raad en houdt geen enkel oordeel in van de CREG over de onderzochte mechanismen.

De studie is als volgt opgebouwd:

- (i) Deel I bevat de inventaris van de onderzochte steunmaatregelen;
- (ii) In Deel II berekent de CREG de kostprijs van elke maatregel;
- (iii) In Deel III wordt als besluit het globaal kostenoverzicht opgenomen.

Het Directiecomité keurde deze studie goed in zijn vergadering van 28 januari 2010.

# I. DE INVENTARIS VAN DE ONDERZOCHE STEUNMAATREGELEN

1. Het betreft drie mechanismen die hun rechtsgrond vinden in artikel 7 van de elektriciteitswet :

- (i) de verplichting voor de beheerder van het nationaal transmissienet van elektriciteit om groenestroomcertificaten aan te kopen tegen een minimumprijs en deze daarna te verkopen (artikel 7, § 1 van de elektriciteitswet);
- (ii) de verplichting voor de beheerder van het nationaal transmissienet van elektriciteit om in te staan voor één derde van de kostprijs van de onderzeese kabel, aansluitingsinstallaties, uitrustingen en de aansluitingsverbindingen van de offshore windinstallaties en dit met een maximumbedrag van 25 miljoen euro (artikel 7, § 2 van de elektriciteitswet);
- (iii) de verplichtingen van de netbeheerder met betrekking tot de productiefwijking (artikel 7, § 3 van de elektriciteitswet).

2. In de berekeningen is nog geen rekening gehouden met de verwachte meerkosten aan reservevermogen. De CREG gaat ervan uit dat dit pas een beduidende factor zal zijn zodra de windmolenparken een gezamenlijk vermogen ontwikkelen dat groter is dan de grootste 'klassieke' productie-eenheid in de regelzone. Zo raamt de CREG vanaf dat ogenblik de bijkomende jaarlijkse reserveringskost aan enkel tertiair reservevermogen op circa 10 EUR per geproduceerde MWh.

Ook dat gedeelte aan *balancing*-kosten waarvoor geen bijzondere regeling is voorzien en dat dus op de 'gewone' manier ten laste gelegd wordt van de toegangsverantwoordelijke(n) werd uit de berekeningen geweerd.

## **II. ANALYSE VAN DE KOSTPRIJS ELKE STEUNMAATREGEL**

### **II.1. De kosten die samenhangen met de verzekerde aankoop van de groenestroomcertificaten door de netbeheerder tegen een gewaarborgde minimumprijs**

3. Dit mechanisme wordt uitgevoerd volgens de modaliteiten van het koninklijk besluit van 16 juli 2002<sup>1</sup> en gewijzigd door het koninklijk besluit van 31 oktober 2008<sup>2</sup>.

4. Het principe is dat netbeheerder Elia verplicht is om de groenestroomcertificaten die een groenestroomproducent hem aanbiedt aan te kopen aan:

- (i) een prijs van 107 euro /MWh voor elektriciteit opgewekt door de eerste 216 MW aan *offshore* installaties;
- (ii) een prijs van 90 euro /MWh voor elektriciteit opgewekt door de geïnstalleerde capaciteit boven de eerste 216 MW.

De netbeheerder moet de zo aangekochte certificaten op de markt brengen om de kosten verbonden aan deze aankoopverplichting te recupereren.

De netto kost die ontstaan uit het verschil tussen de aankoopkosten en de gerealiseerde verkoopopbrengsten wordt gefinancierd door een toeslag.

Het ministerieel besluit van 11 januari 2010<sup>3</sup> legde de waarde van deze toeslag voor het jaar 2010 vast op 0,1286 euro /MWh. De berekening gebeurde in de veronderstelling dat Elia in 2010 enkel groenestroomcertificaten zou aankopen uit de productie van de 6 bestaande windmolens van producent C-Power.

---

<sup>1</sup> Koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen, Belgisch Staatsblad 23 augustus 2002

<sup>2</sup> Koninklijk besluit van 31 oktober 2008 tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen, Belgisch Staatsblad 14 november 2008

<sup>3</sup> Ministerieel besluit van 11 januari 2010 tot het vastleggen van de toeslag die door de netbeheerder dient te worden toegepast ter compensatie van de netto kost voortvloeiend uit de verplichting tot aankoop en verkoop van groene certificaten in 2010, Belgisch Staatsblad 15 januari 2010

5. Het tarifaire knelpunt bij dit mechanisme is dat de gewestelijke regulatoren de betreffende certificaten uit offshore windenergie, die overigens uitgereikt worden door de CREG, thans niet aanvaarden voor het dekken van de regionaal opgelegde contingenten aan groene stroom.

Bij gebrek aan dergelijk samenwerkingsakkoord, heeft geen enkele koper belangstelling voor de certificaten die Elia aan de markt aanbiedt: er is dus gewoon geen markt.

Het gevolg daarvan is dat de netto kost van de operatie thans gelijk is aan de aankoopkost.

6. De CREG heeft de verwachte kostprijs uit dit mechanisme voor een normale exploitatie al vroeger<sup>4</sup> aan de bevoegde minister(s) meegedeeld.

De CREG berekende toen de gemiddelde kostprijs van het groenestroommechanisme voor de toen voorziene windmolenparken van de producenten C-Power, Eldepasco en Belwinds. De gemiddelde kost van een verwacht minimum en een verwacht maximum aan vollast productie van respectievelijk 3000 uur/jaar (= circa 34% van 8760 uren per jaar) en 3500 uur/jaar (= circa 40%).

De onderstaande tabel 1 leidde tot een verwachte gemiddelde kost voor elk van de drie voorziene parken van **97.929.000,00 EUR per park en per jaar**.

Principe	Minimaal geïnstalleerd vermogen (MW)	Maximaal geïnstalleerd vermogen (MW)	Minimum h/jaar	Maximum h/jaar	Minimum MWh	Maximum MWh	Prijs GSC EUR/MWh	Minimumkost per jaar (EUR)	Maximumkost per jaar (EUR)
C-Power tot 216MW boven 216 MW	216		3000		648.000	756.000	107	69.336.000	80.892.000
	84			3500	252.000	294.000	90	22.680.000	26.460.000
	300	300			900.000	1.050.000		92.016.000	107.352.000
Eldepasco tot 216MW boven 216 MW	216		3000		648.000	756.000	107	69.336.000	80.892.000
	36			3500	108.000	126.000	90	9.720.000	11.340.000
	252	252			756.000	882.000		79.056.000	92.232.000
Belwinds tot 216MW boven 216 MW	216		3000		648.000	756.000	107	69.336.000	80.892.000
	114			3500	342.000	399.000	90	30.780.000	35.910.000
	330	330			990.000	1.155.000		100.116.000	116.802.000
Totaal tot 216MW boven 216 MW	648		3000		1.944.000	2.268.000	107	208.008.000	242.676.000
	234			3500	702.000	819.000	90	63.180.000	73.710.000
	882				2.646.000	3.087.000		271.188.000	316.386.000
					955.500		gemiddeld / jaar	90.396.000	105.462.000
Gemiddelde bedraagt $(90.396.000 + 105.462.000)/2 = 97.929.000$ EUR									
Gemiddelde kost per geproduceerde MWh = 102 Eur/MWh									
Gemiddelde kost per afgenomen MWh (bij 84.000 GWh) = 1,166									

<sup>4</sup> Zie brieven CREG van 9 februari 2006 aan Minister Verwilghen en van 7 maart 2008 aan Minister Magnette

DE CREG hanteerde daarom tot nu toe als vuistregel het bedrag van 100 miljoen EUR per jaar en per park.

7. De werkelijke productiecijfers van de laatste 6 maanden van 2009 maken duidelijk dat het **werkelijk** gemiddeld equivalent vollast percentage **minstens** 40% bedraagt, dus de bovenkant van de vork waarmee de CREG tot nog toe rekening hield.

## **II.2. De kosten die samenhangen met de verplichting voor de beheerder van het nationaal transmissienet van elektriciteit om in te staan voor één derde van de kostprijs van de onderzeese kabel en aansluitingsinstallaties**

8. Dit mechanisme wordt uitgevoerd op basis van artikel 7, § 2, van de elektriciteitswet, zoals toegevoegd bij artikel 62 van de wet van 20 juli 2005.

9. Het principe is dat netbeheerder Elia verplicht is om, mits voorafgaande akkoord van de CREG en rekening houdend met strikte modaliteiten, tot 25 miljoen euro bij te dragen in de kosten van de aanleg van de onderzeese kabel van een offshore zeewindmolenpark.

10. De CREG gaat ervan uit dat dergelijke bijdrage voor elk zeewindmolenpark verschuldigd zal zijn.

11. Op basis van een jaarlijkse productie van één windmolenpark van 1TWh (1.000.000 MWh) en een gebruiksduur gelijk aan de concessie termijn van 20 jaar, is de kost per geproduceerde MWh van deze gedeeltelijke financiering door Elia relatief beperkt, namelijk<sup>5</sup> 1,25 EUR geproduceerde /MWh en 0,015 EUR<sup>6</sup> per MWh die in diezelfde periode in België van het net afgenomen wordt.

---

<sup>5</sup>  $25.000.000 \text{ EUR} / (20 \text{ jaar} * 1.000.000 \text{ MWh/jaar}) = 1,25 \text{ EUR/geproduceerde MWh}$

<sup>6</sup>  $25.000.000 \text{ EUR} / (20 \text{ jaar} * 84.000.000 \text{ MWh/jaar}) = 0,015 \text{ EUR} / \text{MWh in België afgenomen}$



### **II.3. De kosten die samenhangen met de toepassing van het mechanisme van de productieafwijking**

12. Dit mechanisme is ingevoerd via artikel 7, § 3, van de elektriciteitswet en wordt uitgevoerd volgens de modaliteiten van het koninklijk besluit van 30 maart 2009<sup>7</sup>.

13. Het behoud van het evenwicht van het elektrisch systeem is gebaseerd op het principe dat elke toegangsverantwoordelijke instaat voor de zorg van het evenwicht tussen de globale afname en de globale injectie van elektrische energie door alle netgebruikers binnen diens 'portefeuille'.

*Ex ante* vergewist Elia zich van dat voorzien evenwicht op basis van een globaal nominatieprogramma dat elke toegangsverantwoordelijke per toegangspunt moet indienen.

Indien in de realiteit op kwartierbasis zich (onvermijdelijk) verschillen voordoen, regelt Elia zelf het noodzakelijke evenwicht en past *ex post* een balancingstarief toe naar de ARP voor het deel van het globale onevenwicht dat deze veroorzaakte.

Dat tarief wordt dus toegepast op het verschil tussen de werkelijke globale injectie en de werkelijke globale afname.

In een klassieke opstelling gaat een toegangsverantwoordelijke ervan uit dat 'hij' de injectie van elektrische energie goed kan beheersen en dat de afname eerder voor de variatie zorgt.

Bij energie uit hernieuwbare bronnen ligt dat anders: de injectie wordt daar onderhevig aan klimatologische omstandigheden, die weliswaar voorspeld maar niet beheerst kunnen worden.

Zonder bijzondere maatregelen loopt een toegangsverantwoordelijke die een offshore windmolenpark in 'zijn' portefeuille heeft dus grote risico's op belangrijke onevenwichten en dus hoge balancingskosten uit de toepassing van balancings tarieven.

Het mechanisme van de 'productieafwijking' vermindert dat risico voor die toegangsverantwoordelijke.

---

<sup>7</sup> Koninklijk besluit van 130 maart 2009 betreffende productieafwijkingen op installaties voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden, Belgisch Staatsblad 31 maart 2009

14. De productieafwijking wordt gedefinieerd als het verschil tussen de werkelijke productie (= werkelijke injectie) en de voorziene productie (= genomineerde injectie).  
Bemerk het verschil met '*balancing*' (= werkelijke injectie – werkelijke afname)

15. Het mechanisme van de productieafwijking voor offshore windmolenparken houdt in dat, in het onvermijdelijke geval dat de werkelijke windcondities aanleiding geven tot een verschil tussen de vooraf genomineerde injectie en de werkelijke injectie:

- (i) Elia zelf de extra geïnjecteerde energie van de groenestroomproducent aankoopt tegen de BELPEX marktreferentieprijis verminderd met 10%, doch enkel voor zover deze positieve productieafwijking lager of gelijk is aan 30%.
- (ii) Elia zelf de tekort geïnjecteerde energie compenseert door eigen energie te verkopen aan de groenestroomproducent tegen de BELPEX marktreferentieprijis verhoogd met 10%, doch enkel voor zover deze negatieve productieafwijking lager of gelijk is aan 30%.
- (iii) Elia de bedragen bedoeld onder (i) en (ii) ten laste dan wel ten bate legt van de kosten die toegerekend worden aan het kostenobject '*balancing*';
- (iv) Elia de kosten en opbrengsten uit de ondersteunende diensten die zij inzet toerekent aan de gewone tarieven van deze ondersteunende diensten.

16. De operatie waarbij Elia doorlopend hetzij bijkomende energie aankoopt bij hetzij verkoopt aan de producent heeft tot gevolg dat:

- (i) een onevenwicht bij de producent theoretisch vermeden wordt omdat minstens een belangrijk deel langs de injectiekant wordt geneutraliseerd en dus geen aanleiding geeft tot een verwacht balancingtarief;
- (ii) de producent voor de absolute verschillen in injectie die hoger zijn dan 30% zich nog steeds in een toestand van onevenwicht kan bevinden;
- (iii) de verschillen inzake afname nog steeds aanleiding geven tot de toepassing van het balancingtarief (immers enkel de injectie wordt gecorrigeerd). Het is zelfs mogelijk dat de toepassing van het mechanisme net aanleiding geeft tot de toepassing van een balancingtarief, terwijl dit zonder het compensatiemechanisme niet het geval zou geweest zijn;
- (iv) Elia met deze energie continu rekening moet houden in zijn permanente balancingtaken;

17. De raming van de 'normale' kostprijs van het mechanisme wordt bemoeilijkt door de volgende factoren:

- (i) de beschikbare gegevens hebben slechts betrekking op 6 windmolens, die slechts in de loop van de maand juni 2009 zijn opgestart;
- (ii) de maand juni mag omwille van de opstart niet in aanmerking genomen worden als representatief;
- (iii) de enige definitieve kost van de ingezette ondersteunende diensten is net die van juni 2009 (circa 35.000 EUR). De definitieve kosten van de ondersteunende diensten in het tweede halfjaar van 2009 zijn pas beschikbaar in de jaarrapportering van Elia (einde februari 2010);
- (iv) op die manier is er geen significant cijfermateriaal voorhanden om na te gaan welk de invloed is op zowel de kostenplaats '*balancing*' als op deze van de ondersteunende diensten';
- (v) er is een duidelijke evolutie in de vastgestelde productiefwijking: van een sterk negatieve afwijking evolueerde men in december zelfs tot een licht positieve. Dit kan wijzen op het doorlopen van een leercurve in het nominatiegedrag;
- (vi) Elia beschikt nog niet over de resultaten van de studies die zij heeft laten uitvoeren over de verwachte evoluties van, de huidige cijfers naar de toekomst.

18. In die omstandigheden gaat de CREG er voorlopig van uit dat:

- (i) het saldo uit de aan- en verkoopoperaties van overtollige en ontbrekende energie tussen Elia en de producent zal tenderen naar nul;
- (ii) de bijkomende kosten aan ondersteunende diensten gebaseerd kunnen worden op deze van de maand juni 2009, namelijk circa 35.000 EUR voor circa 5000 MWh of 7 EUR per geproduceerde MWh.

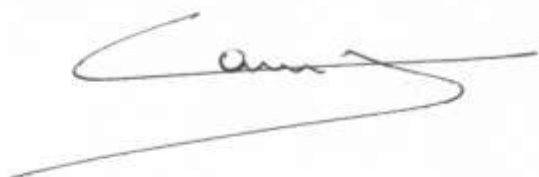
### III. BESLUIT

Op basis van wat voorafgaat besluit het Directiecomité van de CREG dat voor één volledig operationeel windmolenpark van 300 MW de kostprijs van de steunmaatregelen bedoeld in artikel 7 van de elektriciteitswet geraamd mag worden zoals in de hiernavolgende tabel

Mechanisme	Kost op jaarbasis (EUR)	Kost in EUR per geproduceerde MWh ( 1 jaar = 1TWh)	Gesocialiseerde kost per afgenomen MWh ( 1 jaar = 84 TWh)
Netto kost minimumprijs groenestroomcertificaten	100.000.000	100	1,200
Bijdrage in zeekabel	1.250.000	1,25	0,015
Productieafwijking	-	-	-
Huidige kost <i>ancillaries</i>	7.000.000	7	0,080
<b>Eerste raming CREG</b>	<b>108.250.000</b>	<b>108,25</b>	<b>1,295</b>

\*\*\*\*

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



Guido Camps  
Directeur



François Possemiers  
Voorzitter van het Directiecomité