



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)111027-CDC-1061

over

*“de analyse van de kosten en onrendabele  
topberekening voor offshore wind in België”*

gedaan met toepassing van artikel 23, § 2, 2°, van de  
wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van  
de elektriciteitsmarkt

27 oktober 2011

# INHOUD

INLEIDING .....	3
I. OFFSHORE WINDENERGIE EN ZIJN HUIDIGE MINIMUMPRIJS .....	5
I.1 Huidige regelgeving .....	5
I.2 Reconstructie van de huidige minimumprijs .....	6
I.2.1 De onrendabele topberekening .....	6
I.2.2 Reconstructie van de huidige minimumprijs .....	10
I.2.3 Bespreking van de assumpties met de exploitanten van de huidige offshore parken .....	13
II. PROJECTFINANCIERING: AFDEKKEN VAN CASHFLOW RISICO DOOR VERSCHILLENDE PARTIJEN.....	15
II.1 Projectfinanciering .....	15
II.2 Afdekken van het cashflow risico door de banken.....	16
II.3 Afdekken van het risico door de aandeelhouder .....	17
II.4 Afdekken van het risico door de verzekeraar .....	18
II.5 Hoge kostprijs voor het afdekken van cashflowrisico's door verschillende partijen.....	20
II.5.1 Afdekken cashflowrisico's .....	20
II.5.2 Mogelijke oplossingen .....	21
III. MOGELIJK IMPACT OP DE ONRENDABELE TOP DOOR DE AANGEREIKTE SCENARIO'S.....	23
IV. BESLUIT .....	26

# INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (hierna: de CREG) kan op basis van artikel 23, § 2, 2°, van de Wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: de Elektriciteitswet) op eigen initiatief onderzoeken en studies uitvoeren in verband met de elektriciteitsmarkt.

In mei 2010 heeft de CREG Studie (F)100520-CDC-966 over “de verschillende ondersteuningsmechanismen voor groene stroom in België” (hierna: Studie (F)100520-CDC-966) gepubliceerd. Hierin werd aangekondigd dat de federale gewaarborgde minimumaankoopprijs voor *offshore* windenergie in een vervolgstudie geanalyseerd zou worden.

Om de productie van hernieuwbare energie op zee te bevorderen (ook *offshore* genoemd) werd op federaal niveau, via het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen (hierna: het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002), een systeem voor de toekenning van groenestroomcertificaten opgezet. Dit Koninklijk Besluit voorziet volgende minimumaankooprijzen voor *offshore* windenergie:

- €107,00/MWh voor de elektriciteit opgewekt met installaties die het voorwerp uitmaken van een domeinconcessie voor de productie die volgt uit de eerste 216 MW geïnstalleerd;
- €90,00/MWh voor de productie die voortvloeit uit een geïnstalleerde capaciteit boven de eerste 216 MW.

De assumpties en de berekeningswijze voor bovenstaande minimumprijzen zijn tot op heden onbekend voor de CREG. Zowel de Minister van Klimaat en Energie als de exploitanten van de *offshore* parken kunnen de CREG hierop niet antwoorden. Daarom heeft de CREG getracht deze te reconstrueren in hoofdstuk 1. Dit is gebeurd op basis van internationale studies en een analyse van de Belgische *offshore* parken.

Daarnaast waren er gesprekken met verschillende partijen om de financiering en de risico-inschatting te kaderen. In hoofdstuk 2 identificeert de CREG dan ook de cashflowrisico's die door verschillende partijen worden afgedekt. Tenslotte bespreekt de CREG de mogelijke impact van de aangereikte scenario's op de onrendabele top.

Deze studie werd goedgekeurd tijdens de vergadering van het Directiecomité van 27 oktober 2011.

////

# I. OFFSHORE WINDENERGIE EN ZIJN HUIDIGE MINIMUMPRIJS

## I.1 Huidige regelgeving

1. Om de productie van hernieuwbare energie op zee te bevorderen (ook *offshore* genoemd) werd op federaal niveau, via het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002, een systeem voor de toekenning van groenestroomcertificaten opgezet met toepassing van artikel 7 van de Elektriciteitswet. De toekenning van deze certificaten gebeurt voor installaties die elektriciteit produceren in de zeegebieden waarin België volgens het internationaal zeerecht rechtsmacht kan uitoefenen.

Het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 voorziet volgende minimumaankooprijzen voor *offshore* windenergie:

- €107,00/MWh voor de elektriciteit opgewekt met installaties die het voorwerp uitmaken van een domeinconcessie voor de productie die volgt uit de eerste 216 MW geïnstalleerd;
- €90,00/MWh voor de productie die voortvloeit uit een geïnstalleerde capaciteit boven de eerste 216 MW.

2. De gemiddelde waarde van groenestroomcertificaten bedraagt €102,24/MWh<sup>1</sup> voor een park van 300 MW. De minimumaankoopprijs voor groenestroomcertificaten van *offshore* windenergie wordt toegekend voor 20 jaar. De uitgereikte certificaten worden opgekocht door Elia aan de minimumaankoopprijs. Er is immers geen markt noch quota voor de federale stroomcertificaten<sup>2</sup>. De kosten worden door Elia gerecupereerd via een toeslag op de transmissienettarieven.

---

<sup>1</sup> Deze waarde is het gewogen gemiddelde van €90,00/MWh (voor 84 MW van een totaal van 300 MW) en €107,00/MWh (voor 216 MW van een totaal van 300 MW).

<sup>2</sup> In de Gewesten worden elektriciteitsleveranciers verplicht om voor een bepaald % van de door hen geleverde stroom groenestroomcertificaten in te dienen bij de regulator. Op federaal gebied is er geen quotaverplichting. Groenestroomcertificaten uitgereikt door de federale regulator kunnen niet ingediend worden voor de gewestelijke quotaverplichting.

3. De wijze waarop deze minimumaankooprijzen (€107,00/MWh en €90,00/MWh) berekend zijn, is niet gekend. Op 10 mei 2010 werd een vraag naar de Minister van Klimaat en Energie verstuurd over de assumpties die geleid hebben tot het bepalen van de federale minimumprijzen van €107,00/MWh en €90,00/MWh. Hierop is geen antwoord ontvangen. De consultatie met de betrokken partijen heeft geen verdere verheldering gebracht. Aangezien de berekening en assumpties onbekend zijn, is het eveneens onduidelijk of in de huidige minimumprijzen de kosten voor de zeekabel opgenomen werden. De zeekabel wordt immers deels vergoed via de tussenkomst van Elia. Elke concessiehouder heeft recht op een tussenkomst van Elia, die maximaal €25.000.000,00 kan bedragen.

## **I.2    Reconstructie van de huidige minimumprijs**

### **I.2.1   De onrendabele topberekening**

4. Voor de reconstructie van de huidige minimumprijs, wordt de onrendabele topberekening gebruikt. Er is geopteerd voor deze berekeningswijze wegens haar veelvuldig gebruik in binnen- en buitenland. De onrendabele top geeft immers weer, op basis van een aantal assumpties, hoeveel steun een technologie nodig heeft om een bepaald rendement te behalen. De onrendabele top wordt bepaald op basis van het verschil in kosten en opbrengsten gedurende de duur van een project.

5. De onrendabele top werd door ECN<sup>3</sup> voor het eerst toegepast in 2003<sup>4</sup> in zijn advies over de onrendabele toppen voor de MEP-subsidies<sup>5</sup>. Dezelfde werkwijze heeft VITO<sup>6</sup> overgenomen om de onrendabele top voor duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen te berekenen.

De onrendabele top wordt door VITO en ECN als volgt gedefinieerd: *“De onrendabele top van een investering is het productie-afhankelijke gedeelte van de inkomsten dat nodig is om de netto-contante waarde van een investering op nul te doen uitkomen<sup>7</sup>.”*

---

<sup>3</sup> ECN= Energy research Centre of the Netherlands

<sup>4</sup> M. de Noord en E.J.W van Sambeek. Onrendabele top berekeningsmethodiek, augustus 2003.

<sup>5</sup> MEP = Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie

<sup>6</sup> VITO= Vlaamse instelling voor technologisch onderzoek

<sup>7</sup> Moorkens, Vangeel en Vos. Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties 2010, november 2010, p. 3.

6. De netto-contante waarde van een project of investering kan op basis van verschillende *net present value* (NPV) modellen berekend worden. Deze verschillen ondermeer door de gehanteerde discontovoet. In de literatuur<sup>8</sup> worden volgende 3 modellen aangehaald:

- de traditionele NPV-methode
- de totale kasstromenmethode
- de residuele kasstromenmethode

De onrendabele top kan berekend worden op basis van deze 3 modellen. Omdat de totale kasstromenmethode de minst gebruikte is, zal deze niet verder besproken worden.

7. Na publicatie van studie (F)100520-CDC-966 is er discussie ontstaan tijdens de werkgroep Hernieuwbare Energiebronnen van de Algemene Raad over de verdisconteringvoet. Afhankelijk van de gebruikte methode, wordt de *return on equity* (ROE<sup>9</sup>) of *weighted average cost of capital* (WACC<sup>10</sup>) gebruikt.

8. In de residuele kasstromenmethode wordt de berekening van de netto contante waarde gemaakt op basis van de residuele kasstromen, toevloeiend aan de aandeelhouders (zoals weergegeven in onderstaande figuur). Er wordt dus rekening gehouden met het opnemen en aflossen van schulden, maar ook met de betaalde interestvergoedingen. Om de contante waarde te berekenen, wordt als discontovoet de ROE gehanteerd.

---

<sup>8</sup> Laveren, E., Engelen, P-J., Limère, A. en Vandemaele, S., *Handboek Financieel Beheer*, Intersentia, 2002, p. 551-554.

<sup>9</sup> Vergoeding van het eigen vermogen.

<sup>10</sup> Gewogen gemiddelde kapitaalkost.

Figuur 1: Bepalen van residuele kasstromen<sup>11</sup>

Bedrijfswinst vóór belastingen	X
- Interesten	(rD)
Winst uit courante activiteiten vóór belastingen	(X - rD)
- Belastingen	(t [X - rD])
Winst uit courante activiteiten na belastingen	(X - rD)(1-t)
+ Afschrijvingen	AFS
+ Andere niet kaskosten van bedrijfsaard	ANK
- Toename (+ afname) in behoefte aan bedrijfskapitaal	(BBK)
+/- Kasstromen uit niet-courante activiteiten	NCKS
- Noodzakelijke investeringen	(INV)
- Aflossingen (+ Ontleningen)	(AFL)
Residuele kasstromen toevloeiend aan verstrekkers van het eigen vermogen	(X - rD)(1-t)+AFS+ANK -BBK+NCKS-INV-AFL

9. Bij de traditionele NPV-methode wordt de contante waarde van de vrije operationele kasstromen na belastingen (zie figuur 2) vergeleken met de initiële investeringsuitgave. Om de contante waarde te berekenen, wordt als discontovoet de gewogen gemiddelde kapitaalkost na belastingen gehanteerd (WACC). Het financiële voordeel, voortvloeiend uit de fiscale aftrekbaarheid van de interestlasten, wordt hierbij in rekening genomen via de WACC.

<sup>11</sup> Laveren, E., Engelen, P-J., Limère, A. en Vandemaele, S., *Handboek Financieel Beheer*, Intersentia, 2002, tabel 15.3 p. 550.



Figuur 2: Bepalen van de vrije operationele kasstromen na belastingen<sup>12</sup>

Bedrijfsopbrengsten	O
- Kaskosten van bedrijfsaard (BK)	
- Niet kaskosten van bedrijfsaard:	
- Afschrijvingen (AFS)	
- Andere niet-kaskosten (waardeverminderingen, voorzieningen) (ANK)	
Bedrijfswinst voor belastingen	X
- Operationele belastingen (t X)	
Bedrijfswinst na belastingen	X (1-t)
+ Afschrijvingen AFS	
+ Andere niet-kaskosten van bedrijfsaard ANK	
- Toename (+afname) in behoefte aan bedrijfskapitaal (BBK)	
Operationele kasstromen (na belastingen) uit courante activiteiten	X(1-t)+AFS+ANK-BBK
+ Ontvangsten (-uitgaven) voortvloeiend uit niet-courante activiteiten	NCKS
Operationele kasstromen na belastingen	OKS <sub>NB</sub>
- Noodzakelijke investeringen (INV)	
Vrije operationele kasstromen na belastingen	VOKS <sub>NB</sub>

10. ECN en VITO maken gebruik van de residuele kasstromenmethode. Volgens de theorie<sup>8,10,11</sup>, zouden de traditionele NPV-methode en de residuele kasstromenmethode tot dezelfde resultaten moeten leiden, met een maximale afwijking van 5%. Beide methoden werden afgestemd met Professor Emiel Geeraert<sup>13</sup>.

11. De CREG neemt in deze studie de proef op de som en geeft het resultaat weer volgens beide methoden. Beide methoden kunnen echter tot belangrijke verschillen leiden indien de levensduur, de duur van de lening en de beleidsduur<sup>14</sup> fors van elkaar verschillen. Dit kan o.a. opgelost worden door de discontovoet bij de traditionele NPV-methode aan te passen aan de ROE voor de periode waarna de lening is afgelopen.

<sup>12</sup> Laveren, E., Engelen, P-J., Limère, A. en Vandemaele, S., *Handboek Financieel Beheer*, Intersentia, 2002, tabel 15.1, p. 548.

<sup>13</sup> Professor Emeritus Emiel Geeraert in de Toegepaste Economische Wetenschappen.

<sup>14</sup> Beleidsduur geeft de periode weer waarvoor groenestroomcertificaten worden toegekend en de minimumprijs wordt betaald.

## I.2.2 Reconstructie van de huidige minimumprijs

12. Zoals aangehaald in randnummer 1 bedraagt de minimumaankooprijzen voor *offshore* windenergie €107,00/MWh of €90,00/MWh. De gemiddelde waarde van groenestroomcertificaten bedraagt €102,24/MWh voor een park van 300 MW. De wijze waarop deze minimumaankooprijzen berekend zijn, zijn onbekend voor de CREG. Noch de Minister van Klimaat en Energie, noch de exploitanten van de huidige *offshore* parken hebben de vraag naar de assumpties niet kunnen of willen beantwoorden. Op basis van deze prijs hebben de exploitanten nochtans hun investeringsbeslissing genomen. De huidige minimumprijs biedt voor de exploitanten dan ook een door hen als voldoende ingeschat rendement.

13. De CREG heeft op basis van de beschikbare informatie van de Belgische *offshore* windturbineparken, het OPTIEP rapport<sup>15</sup> en internationale studies de gemiddelde minimumprijs van €102,24/MWh trachten te reconstrueren.

14. Op basis van onderstaande assumpties (die verder worden besproken) bedraagt de onrendabele top €102,11/MWh op basis van de residuele kasstroommethode en €107,57/MWh op basis van de traditionele NPV-methode<sup>16</sup>. Aangezien de assumpties waarop de huidige minimumprijzen onbekend zijn, kan de CREG deze assumpties niet aftoetsen en dus ook niet vergelijken met de huidige gekende waarden.

---

<sup>15</sup> Mathys, P.; Meirschart, V.; Portilla, J.; De Rouck, J; De Volder, G.; Dewilde, L. (2009). OPTIEP-BCP: Optimalisering van de basiskennis over het energiepotentiaal op het Belgisch Continentaal plat. In opdracht van het Federaal Wetenschapsbeleid, Strategische Prioriteiten van de Federale overheid (AP/42). [www.belspo.be](http://www.belspo.be)

<sup>16</sup> Omdat de termijn van de leningen korter is dan de beleidsperiode, werd de ROE gebruikt als disconto-voet voor jaar 16-20.

Tabel 1: Assumpties

INPUTVARIABLEN	Eenheid	Waarde
Unit grootte	MW	300
Bedrijfstijd/vollasturen	Uren/jaar	3.500
Economische levensduur	Jaar	20
Investeringskosten	Euro/MW	3.800.000
Onderhoudskosten variabel	Euro/MWh	30
Marktprijs stroom	Euro/MWh	50,7
Investeringsaftrek (IA)		13,5%
Gedeelte van de investering in aanmerking IA		86%
Rente lening		6%
Vereiste return on equity		12%
Equity share in investering		30%
Debt share in investering		70%
Vennootschapsbelasting		34%
Termijn lening	Jaar	15
Afschrijvingstermijn	Jaar	20
Beleidsperiode	Jaar	20

#### 1.2.2.1 Vollasturen

15. De vollasturen worden geschat op 3.500. Dit komt overeen met een *loadfactor* van 40,00%. Op basis van beschikbare *meteringgegevens*<sup>17</sup>, is dit een realistische weergave. Morgan Stanley<sup>18</sup> schat de vollasturen eveneens op 3.500. KPMG<sup>19</sup> schat de *loadfactor* zelfs hoger en neemt in zijn recente studie over *offshore* wind in Europa een gemiddelde netto *loadfactor* van 44,00% oftewel 3.850 vollasturen op.

#### 1.2.2.2 Investering

16. De investering is vastgelegd op €3.800.000,00/MW. Deze inschatting wordt bevestigd door internationale studies en door de investeringskosten van de huidige Belgische *offshore* parken.

Ernst & Young<sup>20</sup> rapporteert een investering van £3.200.000,00/MW (€3.744.000,00/MW) in 2009. Deze investering bevat zowel de turbines, de funderingen als de elektrische infrastructuur en planning- en ontwikkelingskosten. Morgan Stanley<sup>16</sup> rapporteert dezelfde

<sup>17</sup> De gemiddelde productiecijfers voor C-power voor de periode juli 2009 - mei 2011. Belwind is slechts vanaf januari 2011 in volle werking en dus zijn de gegevens niet weerhouden omwille van minder representatief.

<sup>18</sup> Morgan Stanley, *European Utilities, Offshore Wind Update*, 5 november 2010, p.4.

<sup>19</sup> KPMG, *Offshore Wind in Europe, 2010 Market Report*, p. 81.

<sup>20</sup> Ernst & Young, *Cost of and Financial support for offshore wind*, 27 april 2009, p.10.

grootte, namelijk £3.000.000,00/MW. KPMG<sup>17</sup> neemt een investering van €3.700.000,00/MW op in haar rapport. Naast deze investering, rapporteert KPMG ook €35.000.000,00 aan ontwikkelingskosten voor 400 MW (€87.500,00/MW). Zo komt de totale investering bij KPMG op €3.787.500,00/MW.

### 1.2.2.3 OPEX

17. De OPEX<sup>21</sup> is vastgelegd op €30,00/MWh. KPMG rapporteert een gemiddelde operationele kost van €25,50/MWh<sup>22</sup>. Ernst & Young<sup>23</sup> neemt dezelfde grootte van operationele kosten (€26,41/MWh) op in de berekening van de *levelised costs* voor Britse *offshore* windturbine parken. Morgan Stanley<sup>24</sup> schat de operationele kosten iets hoger in, maar nog steeds lager dan €30,00/MWh. In het pessimistisch scenario van de OPTIEP studie is de OPEX op €30,00/MWh vastgelegd.

18. Op basis van de hiervoor vermelde literatuur wordt de OPEX vastgelegd op €30,00/MWh.

### 1.2.2.4 Elektriciteitsprijs

19. De netto elektriciteitsprijs is gebaseerd op een actuele inschatting<sup>25</sup> van de Belpex prijs die gecorrigeerd is met €4,00/MWh voor balancing.

<sup>21</sup> Operational expenses

<sup>22</sup> KPMG, *Offshore Wind in Europe, 2010 Market Report*, p. 80.

<sup>23</sup> Ernst & Young rapporteert een vaste operationele kost van £ 79.000,00/MW (€ 92.430/MW) (p. 8). Voor een offshore park van 300 MW met 3.500 vollasturen, is dit € 26,41/MWh.

<sup>24</sup> Morgan Stanley, *European Utilities, Offshore Wind Update*, 5 november 2010, p.4. Een vaste operationele kost van £ 85.000/MW of € 99.450/MW kan omgezet worden naar € 28,40/MWh (voor een offshore park van 300 MW met 3.500 vollasturen).

<sup>25</sup> Berekend op basis van de gepubliceerde waarden in 2010 op de EEX-beurs (Day Ahead, First year, second year, third year) en de Belpex.

€/MWh	EEX	Spot = 100	Belpex
Spot	46,41	100,00	49,72
EEX +1YR	49,97	107,69	53,54
EEX +2YR	52,64	113,44	56,40
EEX +3YR	55,19	118,93	59,13

} 54,70

### 1.2.2.5 Overige assumpties

20. Het aandeel van eigen vermogen in de totale investering is 30%. Dit komt overeen met de eis van de banken die aan de Belgische *offshore* parken worden opgelegd. Ook in het buitenland is 30% het minimaal eigen vermogen.

21. De termijn van de lening is vastgelegd op 15 jaar. Hoe korter de termijn van de leningen, des te hoger de onrendabele top zal zijn. Daarom is het beter de termijn van de lening gelijk te stellen aan de periode van toekenning van groenestroomcertificaten. De exploitanten van de huidige *offshore* parken toonden echter aan dat de maximale termijn van de lening 15 jaar is, op vraag van de banken.

22. De rente van de lening is vastgelegd op 6,00%. De afschrijvingsperiode en beleidsperiode zijn aan elkaar gelijk gesteld en bedraagt 20 jaar<sup>26</sup>. De vereiste *return on equity* is vastgelegd op 12,00%<sup>27</sup>. Voor het berekenen van de investeringsaftrek komt 86% van de investering in aanmerking. Het % voor de investeringsaftrek is conform de huidige wetgeving voor investeringen die gedaan worden in inkomstenjaar 2010 (aanslagjaar 2011).

### 1.2.3 **Bespreking van de assumpties met de exploitanten van de huidige offshore parken**

23. Op basis van de assumpties uit tabel 1 heeft de CREG de huidige gemiddelde minimumprijs gereconstrueerd. Het model en de assumpties is meermaals besproken met de exploitanten van de huidige *offshore* parken. De exploitanten waren het eens met de berekeningsmethode, maar hebben vooral kritiek geuit op de inschatting van de operationele kosten. Door de CREG zijn deze ingeschat op € 30,00/MWh. De exploitanten schatten deze echter in tussen €36,00/MWh en €40,00/MWh.

24. Tijdens overleg met de exploitanten is gebleken dat de OPEX kost ondermeer wordt gedreven door de hoge eisen die de banken stellen voor het onderhoud- en verzekeringscontract. Sommige eisen van de banken vinden de exploitanten te vergaand. Ze hebben dan ook aangegeven dat na afloop van de lening, vanaf het zestiende jaar dus, de

---

<sup>26</sup> Het gelijkstellen van de afschrijvingsperiode aan de beleidsperiode heeft geen bedrijfseconomische logica. Na de beleidsperiode is de kans op substantiële meerwaarden ten opzichte van de boekwaarde zeer groot.

<sup>27</sup> Aangezien de ROE de overblijvende onbekende was, is op basis van *trial and error* methode de ROE zo vastgelegd om de huidige gemiddelde minimumprijs te bekomen.

OPEX kost lager kan zijn door:

- lagere verzekeringskost door ondermeer niet meer te verzekeren voor natuurrampen;
- meer concurrentie tussen onderhoudsfirma's of door zelf instaan voor het onderhoud doordat de technologie meer matuur is.

25. Naast de evolutie van de OPEX zal ook de evolutie van de CAPEX<sup>28</sup> een positieve invloed hebben op de onrendabele top. De exploitanten achten een daling van de CAPEX met 5,00% mogelijk in de toekomst door een verbeterde efficiëntie van de windturbines. In tabel 1 is de investering €3.800.000,00/MW. Een daling van 5% zou leiden tot een kost van €3.610.000,00/MW.

26. Ondanks de kritiek op de OPEX kost wordt het rendement op het eigen vermogen door de exploitanten zelf ingeschat op 10,00% à 12,00%<sup>29</sup>. Dus het vooropgestelde rendement van de onrendabele topberekening wordt in werkelijkheid gehaald, ondanks het feit dat de OPEX kosten lager (dan werkelijk) zouden ingeschat worden. Dit kan wijzen op onder- of overschatting van andere assumpties die een lagere onrendabele top tot gevolg hebben. In de onrendabele topberekening wordt bijvoorbeeld voor belastinglatenties enkel de investeringsaftrek opgenomen<sup>30</sup>. In werkelijkheid stellen we vast dat de belastinglatenties in de jaarrekening groter zijn, ondermeer door de notionele intrestaftrek.

27. De huidige minimumprijs biedt voor de exploitanten een door hen als voldoende ingeschat rendement. Gegeven het feit dat meerdere partijen<sup>31</sup> momenteel meedingen voor de toekenning van de laatste domeinconcessie, geeft ook aan dat de huidige minimumprijzen voldoende rendement voor de investeerders geeft vandaag de dag.

---

<sup>28</sup> Capital expenses

<sup>29</sup> In de berekening van de CREG wordt het rendement op eigen vermogen vastgelegd op 12,00%.

<sup>30</sup> De investeringsaftrek van 13,50% in de onrendabele topberekening is geldig op 86,00% van het investeringsbedrag.

<sup>31</sup> Voor de zevende domeinconcessie hebben 3 partijen een aanvraag ingediend:

- Mermaid (Otary en Mermaid)
- Air Energy
- Northwestern 2 (Colruytgroep, InControl, Wagram Invest en TTR energy)

## **II. PROJECTFINANCIERING: AFDEKKEN VAN CASHFLOW RISICO DOOR VERSCHILLENDE PARTIJEN**

### **II.1 Projectfinanciering**

28. De financiering van offshore windturbineparken gebeurt op basis van projectfinanciering of *non-recourse financing*. Deze vorm van financiering wordt gekenmerkt door<sup>32</sup>:

*Projectfinanciering wordt meestal aangewend om heel grote projecten te financieren die wegens hun omvang zoveel financiële middelen vereisen, dat ze de financiële mogelijkheden van een firma te boven gaan. ... Onder projectfinanciering verstaan we de constructie van een kredietpakket ter financiering van het project, waarbij in de eerste instantie de kasstromen die door het project worden gegenereerd, worden aangewend om de kredieten terug te betalen. In tegenstelling tot de klassieke kredietverlening, staat hier dus niet de kwaliteit van de debiteuren, maar wel de rendabiliteit van het project centraal. In geval van non-recourse financiering, waarbij de projectontwikkelaars zich tot hun kapitaalbreng beperken, kunnen de kredietverleners immers enkel terugvallen op de activa van het project en de kasstromen die ermee worden gegenereerd. ... De kwaliteit van het project zal uiteraard bepalen hoeveel waarborgen de investeerders eisen om het risico enigszins te beperken.*

29. Bij projectfinanciering lenen banken geld aan de exploitant om het *offshore* park op te bouwen. De leningen worden afgelost zodra het park operationeel is en inkomsten genereert.

---

<sup>32</sup> Laveren, E., Engelen, P-J., Limère, A. en Vandemaele, S., *Handboek Financieel Beheer*, Intersentia, 2002, p. 438.

Na veelvuldig onderhoud met de vertegenwoordigers van de huidige Belgische *offshore* parken heeft de CREG vastgesteld dat het cashflow risico door verschillende partijen wordt afgedekt:

- de banken door het eisen van verschillende garanties;
- de aandeelhouder via onderhoudscontracten en de gegarandeerde aankoopprijs voor groenestroomcertificaten;
- de verzekeraars via de herverzekering.

Dit wordt hierna gekaderd.

## II.2 Afdekken van het cashflow risico door de banken

30. Het bouwen van een *offshore* windpark is een kapitaalintensieve activiteit. Alvorens banken mee in het verhaal stappen worden er verschillende garanties geëist. Zo wordt in de eerst plaats een *equity* aandeel van 30% gevraagd, wat een aanzienlijke *leverage*<sup>33</sup> of gunstig effect heeft op de WACC. Dit effect wordt echter teniet gedaan door de bijkomende risicodekking die hierna wordt gekaderd.

Bij de *Financial close* moeten ook andere garanties worden verstrekt zodat de leningen ten alle tijden kunnen terugbetaald worden. Op vraag van de banken worden verschillende risico's ingedekt via verzekeringen zodat er een minimaal risico overblijft.

31. Zo moet in de eerste plaats een *Power Purchase Agreement (PPA)* afgesloten worden voor de verkoop van de elektriciteit voor een lange periode (10 à 15 jaar). Gegeven het beperkt aantal spelers op de energiemarkt en het feit dat slechts enkelen geïnteresseerd zijn om windenergie te integreren in hun portfolio, wordt er geen hoge elektriciteitsprijs aangeboden op lange termijn voor elektriciteit. Daarnaast wordt ook een hoge balancingkost aangerekend voor het volatiele karakter van windenergie. Dit betekent dat de exploitant van het *offshore* park niet de mogelijkheid heeft om zijn energie te verkopen op de energiemarkt. De exploitant van een offshore windturbinepark wordt ertoe door de banken gehouden de geproduceerde elektriciteit te verkopen op basis van lange termijn contracten en kan dus ook niet optimaal de evoluties op de markt volgen.

---

<sup>33</sup> *Leverage* of hefboom geeft de verhouding weer tussen vreemd en eigen vermogen. Hoe lager het eigen vermogen, des te hoger de leverage. Bij een hoge leverage is de WACC ook lager doordat eigen vermogen duurder is dan vreemd vermogen en dit zou een positief effect op de onrendabele top hebben.



32. Daarnaast eisen de banken een vast onderhoudscontract<sup>34</sup> met gegarandeerde beschikbaarheid van de turbines. Aangezien de offshore markt niet matuur is en enkel de leveranciers van de windturbines een onderhoudscontract aanbieden, is er weinig onderhandelingsmarge voor de exploitanten. De gegarandeerde beschikbaarheidgarantie heeft echter ook zijn prijs die ingesloten zit in de prijs voor het onderhoudscontract.

33. Ook eisen de banken dat de exploitant een verzekering afsluit voor alle risico's. Zo moeten exploitanten zich ook verzekeren voor natuurrampen. Exploitanten hebben zelf aangegeven dat zij niet meer dergelijke zware verzekering zullen aangaan, na afloop van de leningen.

## II.3 Afdekken van het risico door de aandeelhouder

34. Elk bedrijf of elke investeerder neemt risico's als hij in een investering stapt. Dit risico wordt vergoed via de risicopremie in de ROE. De *Return on Equity* is opgebouwd uit de risicovrije rente (zijnde de OLO op 20 jaar<sup>35</sup>) en een premie voor het risico (= risicopremie \* Bètafactor) gedragen door de aandeelhouders.

35. De premie voor het risico vergoedt de aandeelhouder van een *offshore* park voor de risico's die hij neemt.

36. In België spelen de eerste twee *offshore* parken een pioniersrol. Op Europees vlak gezien, staan enkele landen veel verder in ontwikkeling van *offshore* parken<sup>36</sup>. Maar de Belgische *offshore* parken zijn het verst gelegen van de kustlijn. Een hogere premie voor het

---

<sup>34</sup> De *exploitant* van een *offshore* windpark sluit een vast onderhoudscontract af voor het onderhoud van de windturbines. Voor de Belgische *offshore* parken is dit met de leverancier van de windturbines. Dit contract houdt naast het geplande onderhoud op regelmatige tijdstippen en reparaties, ook een gegarandeerde gemiddelde beschikbaarheid in. Dit wil zeggen dat indien de beschikbaarheid lager is dan de gegarandeerde beschikbaarheid, de onderhoudsfirma een vergoeding zal betalen aan de exploitant van het *offshore* windturbinepark. Indien de werkelijke beschikbaarheid hoger ligt, krijgt de onderhoudsfirma een bonus. Bij een technisch defect (niet veroorzaakt door derden) gebeurt de reparatie door de onderhoudsfirma. Alle kosten van vervanging en herstel zijn ten laste van de onderhoudsfirma. Het inkomstenverlies van de groenestroomcertificaten en de verkoop van elektriciteit gedurende de periode van reparatie, wordt gedekt door het verzekeringscontract. Indien de defecten veroorzaakt worden door derden, neemt de onderhoudsfirma de kosten niet op zich en zal de exploitant de verzekering aanspreken.

<sup>35</sup> De OLO op 20 jaar wordt als referentie genomen omdat de minimumprijs voor groenestroomcertificaten geldig is voor een periode van 20 jaar.

<sup>36</sup> EWEA, *Operational offshore wind farms in Europe, end 2010*: Eind 2010 was het geïnstalleerd vermogen aan offshore 2.946 MW in Europa, waarvan 1.341 MW in het Verenigd Koninkrijk en 853 MW in Denemarken.

risico kan verantwoord worden door de pioniersrol die de Belgische *offshore* windparken dus op zich nemen. Anderzijds krijgen de offshore windparken een gegarandeerde minimumprijs voor groenestroomcertificaten en zijn een groot aantal risico's afgedekt door het onderhoudscontract en de verzekeringen (en dit zowel tijdens de constructiefase als tijdens de exploitatiefase):

- een gemiddelde beschikbaarheidgarantie van de turbines is opgenomen in het onderhoudscontract. Indien deze beschikbaarheid niet wordt gehaald, wordt dit vergoed door de onderhoudsfirma;
- naast de dekking van schade (door enerzijds het onderhoudscontract en anderzijds de verzekering) wordt het verlies van inkomsten van de groenestroomcertificaten en de verkoop van elektriciteit tijdens de periode van reparatie gedekt door de verzekering<sup>37</sup>.

37. Hieruit kan besloten worden dat er voldoende garantie is dat er met grote waarschijnlijkheid voldaan kan worden aan de verplichtingen van de banken en de minimale operationele kosten. Het risico dat bij de exploitant blijft, is het windpotentieel en de vrijstelling van de verzekering bij schade. Deze kunnen als risico's eigen aan de *business* beschouwd worden.

## **II.4 Afdekken van het risico door de verzekeraar**

38. De exploitant van een *offshore* park sluit verzekeringscontracten af voor fysische schade, natuurrampen en verlies aan inkomsten. De verzekeringsmaatschappijen dekken de schade door natuurrampen en incidenten (exclusief de vrijstelling, gedragen door de exploitant) op voorwaarde dat de exploitant aan bepaalde eisen voldoet. Zo moet aangetoond worden dat de verzekerde turbines gecertificeerd zijn, er een vast onderhoudscontract is en een regelmatige inspectie gebeurt van kabels, funderingen en andere installaties.

---

<sup>37</sup> Rekening houdend met de franchise en wachttijden zoals voorzien in de contracten.

39. De verzekeringsmaatschappij zal enkel materiële schade betalen die wordt vastgesteld aan het windpark. Hier vallen de turbines, funderingen, kabels en het hoogspanningsstation onder. Een vergoeding kan betaald worden voor:

- het herstel en de vervanging van de nodige onderdelen;
- het geleden inkomstenverlies aan groenestroomcertificaten en de verkoop van elektriciteit.

40. De exploitant betaalt zeer hoge premies voor de verzekering. Daarnaast is de vrijstelling of *franchise* ook hoog:

- hoge wachttijden vooraleer wordt overgegaan tot uitbetaling van inkomstenverlies
- hoge vrijstellingen voor materiële schade per schadegeval.

De hoge premies en vrijstellingen worden hierna weergegeven voor C-Power en Belwind.

Tabel 2: Overzicht verzekeringspremies

Vertrouwelijke informatie

41. De hoge premies en vrijstellingen dekken het risico van de verzekeraar in. Daarnaast laat de verzekeraar zich herverzekeren. De kost hiervoor wordt ook gedekt door de premie.

## II.5 Hoge kostprijs voor het afdekken van cashflowrisico's door verschillende partijen

### II.5.1 Afdekken cashflowrisico's

42. Zoals hierboven beschreven worden 3 grote partijen geïdentificeerd in de projecten van offshore wind:

1. banken
2. aandeelhouders
3. verzekeraars

Deze 3 partijen proberen elk hun risico in te dekken door toekomstige *cashflows* (en dus hun rendement) veilig te stellen. Deze risicodekking zorgt voor een kostenverhoging binnen het project. Door dergelijke risicodekking (van hetzelfde risico), maar vanuit 3 afzonderlijke invalshoeken ontstaan binnen de offshore windprojecten kosten die hetzelfde risico mogelijk meerdere malen vergoeden.

Enkele voorbeelden hiervan zijn:

- Banken eisen een PPA, een vast onderhoudscontract (met beschikbaarheidgarantie) en verzekeringspolissen om de *cashflow* te garanderen;
- De exploitanten hebben geen onderhandelingsmarge in het afsluiten van verzekerings- en onderhoudscontracten omdat de offshore markt nog niet matuur is en er dus weinig spelers actief zijn. Hierdoor betalen zij hoge prijzen;
- Daarnaast verliezen exploitanten een stuk van hun inkomsten door het aangaan van een PPA voor lange periode. Aangezien er beperkte interesse is bij producenten-leveranciers actief op de Belgische markt, is er ook geen onderhandelingsmarge op de elektriciteitsprijs.
- De verzekeringsmaatschappijen vragen hoge premies en hanteren hoge vrijstellingen omdat de marktrisico's nog moeilijk in te schatten zijn. Om hun risico in te dekken zijn ze herverzekerd, wat ook een kost met zich meebrengt.
- Een beschikbaarheidgarantie is opgenomen in het onderhoudscontract op vraag van de exploitant en de banken. De onderhoudsfirma heeft hier ook een marge op.

43. Aangezien projectfinanciering steunt op de rentabiliteit van de cashflows, worden er door verschillende partijen cashflowrisico's afgedekt en garanties geëist. Dit brengt een aanzienlijke kost met zich mee. Om de risicodekking terug te brengen tot een aanvaardbaar niveau, moeten andere vormen van financiering gebruikt worden of het totale investeringsbedrag voor de exploitant verkleind worden.

## II.5.2 Mogelijke oplossingen

44. In plaats van projectfinanciering kan *balance sheet* financiering gebruikt worden. Dit heeft als voordeel dat de banken minder garanties zullen vragen zoals bijvoorbeeld een *PPA* voor een lange periode. Het nadeel is dat enkel grote bedrijven in staat zijn *offshore* parken te financieren. Een mogelijke oplossing hiervoor is het ter beschikking te stellen van een fonds (gefinancierd met de nucleaire taks) door de overheid. Dit fonds fungeert dan als garantie voor de banken.

45. Indien de investeringskost voor de exploitant kleiner is, is het waarschijnlijk dat banken minder garanties vragen. Dit kan door de elektrische infrastructuur (zeekabels en elektrische uitrusting) uit de individuele *offshore* parken te halen en deze te groeperen in een gereguleerde activiteit, uitgeoefend door één partij voor alle offshore parken. Door synergie-effecten zullen de maatschappelijke kosten lager zijn. Nu moet elk offshore park een zeekabel leggen om de aansluiting op land te voorzien. Als dit wordt ondergebracht bij één gereguleerde speler kan die optimaal bepalen hoeveel zeekabels er nodig zijn. Daarnaast is ook het onderhoud van de elektrische infrastructuur en risico op schade weg bij de exploitant. Door het onderhoud van alle infrastructuur te bundelen bij één partij, zijn er schaalvoordelen.

46. Het Koninklijk Besluit van 20 december 2000<sup>38</sup> bepaalt dat een domeinconcessie wordt verleend voor ten hoogste 20 jaar. Artikel 13 vermeldt echter ook dat de concessie verlengd kan worden tot maximum 30 jaar. Momenteel is de minimumprijs van de groenestroomcertificaten berekend op 20 jaar. Indien de concessie wordt verlengd tot 30 jaar, ontstaan er bijkomende opbrengsten voor de exploitant die leiden tot een lagere minimumprijs of onrendabele top betaald door de maatschappij.

---

<sup>38</sup> Het Koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht.

Tijdens het overleg met de exploitanten van de huidige offshore parken is de vraag geopperd of het technisch mogelijk is de levensduur te verlengen tot 30 jaar voor de huidige parken. Feitelijk kan dit nog niet bewezen worden, maar regelmatig onderhoud<sup>39</sup> van de turbines zal ongetwijfeld bijdragen tot een langere levensduur. In het Koninklijk Besluit van 20 december 2000 wordt duidelijk de mogelijkheid gegeven om de concessies maximaal te verlengen tot 30 jaar. Dit heeft een positief effect op de onrendabele top.

47. Wettelijk is ook bepaald dat elke concessiehouder een reserve of ontmantelingprovisie opbouwt zodat de *offshore* parken volledig ontmanteld worden na gebruik<sup>40</sup>. De vraag kan gesteld worden of een volledige ontmanteling realistisch is.

---

<sup>39</sup> Bijvoorbeeld worden de statieven waarop de turbines bevestigd zijn, regelmatig geschilderd om erosie door zeewater en wind tegen te gaan.

<sup>40</sup> Artikel 3,5° van het Koninklijk besluit van 20 december 2000.

### III. MOGELIJK IMPACT OP DE ONRENDABELE TOP DOOR DE AANGEREIKTE SCENARIO'S

48. De scenario's die de CREG doorheen de studie aanhaalt hebben hun impact op de onrendabele topberekening. Onderstaand overzicht identificeert de impact van elk scenario op de huidige minimumprijs die gereconstrueerd is op basis van de residuele kasstromenmethode en de assumpties vermeld in tabel 1. De aangereikte scenario's worden hierna nogmaals gekaderd.

Tabel 3: Impact op de onrendabele top door de aangereikte scenario's

Offshore windenergie		
Scenario	Onrendabele Top €/MWh	Impact laatste verandering €/MWh
Gemiddelde minimumprijs KB 16/07/2002	102,24	
Reconstructie obv residuele kasstromenmethode	102,11	-0,13
Besparing door realisatie stopcontact op zee	96,99	-5,12
Daling van de CAPEX met 5% (windturbine en constructiekosten)	91,57	-5,42
Opex lager vanaf jaar 16 (daling met €5,00/MWh)	91,12	-0,45
Concessie verlengen tot 30 jaar	89,03	-2,09
Schrappen ontmantelingsprovisie	83,68	-5,34

49. Bij de reconstructie van de huidige minimumprijs (zie randnummer 14 voor assumpties) is de investeringskost vastgelegd op €3.800.000,00/MW. De investeringskost kan opgesplitst worden in basisinfrastructuur (zeekabel en elektrisch gedeelte) en windturbines (fundering, turbines, constructiekosten, financieringskosten,...). Dit wordt weergegeven in volgend overzicht.

Tabel 4: Detail investeringskost

Basisscenario reconstructie €102/MWh	€/MW	€ voor park van 300 MW
Basisinfrastructuur (zeekabel + elektrische infrastructuur)	500.000	150.000.000
Bijdrage aan Zeekabel door Elia	-83.333	-25.000.000
<b>Netto kost basisinfrastructuur gedragen door exploitant</b>	<b>416.667</b>	<b>125.000.000</b>
<b>Turbines + constructiekosten + ...</b>	<b>3.383.333</b>	<b>1.015.000.000</b>
<b>Totale investeringskost</b>	<b>3.800.000</b>	<b>1.140.000.000</b>

50. Zoals reeds aangehaald in randnummer 44, kan de basisinfrastructuur ondergebracht worden bij een gereguleerde marktpartij. De concessiehouders van de offshore parken kunnen samen de basisinfrastructuur realiseren en hierbij gebruik maken van een stopcontact(en) op zee. In plaats van dat iedere concessie een aparte verbinding maakt met

land voor het vervoer van de geproduceerde elektriciteit, realiseren ze samen een optimale basisinfrastructuur. De optimalisatie kan een besparing van €300.000.000,00<sup>41</sup> opbrengen voor alle concessies samen. Na 20 jaar kan de elektrische infrastructuur dan overgelaten worden aan de gereguleerde marktpartij. Deze betaalt dan de niet afgeschreven boekwaarde.

51. Om de impact op de onrendabele top te berekenen, wordt aangenomen dat de besparing van €300.000.000,00 gelijk verdeeld wordt over alle 7 concessies. Dit betekent een besparing van €43.000.000,00 per concessie. De investeringskost van €1.140.000.000 uit tabel 4, daalt dus met €43.000.000,00.

Tabel 5: Impact op investeringskost ten gevolge van optimalisatie elektrische infrastructuur

Aanpassing investeringkost door besparing tgv optimalisatie	€/kW	€ voor park van 300 MW
Basisinfrastructuur (zeekabel + elektrische infrastructuur)	273.667	82.100.000
Turbines + constructiekosten + ...	3.383.333	1.015.000.000
<b>Totale investeringskost</b>	<b>3.657.000</b>	<b>1.097.100.000</b>

52. Bij de berekening van de onrendabele top wordt de basisinfrastructuur uit tabel 5 afgeschreven op 40 jaar. De kost van de windturbines blijft echter afgeschreven op 20 jaar, zoals vermeld in tabel 1. De CREG acht het waarschijnlijk dat de kabelinfrastructuur en transformatoren op die wijze worden gebouwd dat een levensduur van 40 jaar mogelijk is. Zo kan deze infrastructuur geïntegreerd worden in het latere Europese supergrid<sup>42</sup>. De CREG schat het rendement op het eigen vermogen voor de basisinfrastructuur lager (9,00%) in dan voor de windturbines zelf (12,00%). Kans op mechanische effecten, corrosie en andere is kleiner bij de basisinfrastructuur dan bij de windturbines zelf. Daarom is de ROE voor de basisinfrastructuur lager. De gewogen gemiddelde ROE opgenomen in de onrendabele topberekening bedraagt 11,78%<sup>43</sup>.

Op basis van de hier vermelde assumpties, draagt de optimalisatie van de basisinfrastructuur bij tot een daling van de onrendabele top tot €96,99/MWh.

<sup>41</sup> Dit bedrag is vastgesteld op basis van zeer voorzichtige inschattingen van marktpartijen.

<sup>42</sup> DE CREG heeft kennis genomen van de studie "Offshore Electricity, grid infrastructure in Europe" (A techno-Economic Assessment, Final report, october 201, uitgevoerd door 3 E, dena, EWEA, ForWind, IEO, NTUA, Senergy en Sintef). Hoewel een Europees OffshoreGrid in zijn kinderschoenen staat, is het een zeer beloftevol project. Indien dit gerealiseerd wordt, heeft dit belangrijke impacten op de onrendabele top.

<sup>43</sup> Uit tabel 4 kan men afleiden dat de basisinfrastructuur 7,50% vertegenwoordigt van de totale investeringskost. Het windturbinegedeelte vertegenwoordigt 92,50%. Een gewogen gemiddelde ROE kan bepaald worden op basis van deze percentages:  $0,075 \cdot 9,00\% + 0,925 \cdot 12,00\% = 11,78\%$ .



53. Zoals reeds aangehaald in randnummer 25, wordt een daling van 5,00% op windturbinekosten mogelijk geacht in de toekomst door een verbeterde efficiëntie van de windturbines zelf. Om de impact hiervan te berekenen op de onrendabele top, wordt de kost van de turbines uit tabel 5 verlaagd met 5%. Hierdoor daalt de onrendabele top tot €91,57/MWh.

54. Een daling van de OPEX wordt mogelijk geacht door de exploitanten, na afloop van de leningen. In dit scenario wordt de OPEX teruggebracht op €25,00/MWh vanaf jaar 16. De onrendabele top is hierdoor €91,12/MWh<sup>44</sup>.

55. Het Koninklijk Besluit van 20 december 2000 geeft aan dat de concessie maximaal verlengd kan worden tot 30 jaar. Dit betekent dat er bijkomende opbrengsten voor de exploitant ontstaan, die leiden tot een lagere onrendabele top betaald door de maatschappij. De onrendabele top daalt met €2,09/MWh en bedraagt €89,03/MWh<sup>45</sup>.

56. Tenslotte stelt de CREG in randnummer 46 de ontmantelingsprovisie<sup>46</sup> in vraag. Indien deze uit de investeringskost wordt gehaald, is de onrendabele top €83,68/MWh.

---

<sup>44</sup> De impact is beperkt door de belastingen. Door het wegvallen van de lening, wordt het tegoed ten opzichte van de belastingen kleiner.

<sup>45</sup> De onrendabele top wordt zo berekend dat 10 jaar extra elektriciteitsopbrengsten worden meegenomen. In jaar 21-30 ontvangt de exploitant echter geen groenestroomcertificaten. De minimumprijs vastgelegd in het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 wordt maar toegekend voor een periode van 20 jaar.

<sup>46</sup> De ontmantelingsprovisie wordt ingeschat op €50.000.000,00 of €166,67/kW .

## IV. BESLUIT

57. In mei 2010 heeft de CREG Studie (F)100520-CDC-966 over “de verschillende ondersteuningsmechanismen voor groene stroom in België” gepubliceerd. Hierin werd aangekondigd dat de federale gewaarborgde minimumaankoopprijs voor *offshore* windenergie in een vervolgstudie geanalyseerd zou worden.

Om de productie van hernieuwbare energie op zee te bevorderen werd op federaal niveau een systeem voor de toekenning van groenestroomcertificaten opgezet. Via het Koninklijk Besluit van 16 juli 2002 zijn volgende minimumaankooprijzen voor *offshore* windenergie vastgelegd:

- €107,00/MWh voor de elektriciteit opgewekt met installaties die het voorwerp uitmaken van een domeinconcessie voor de productie die volgt uit de eerste 216 MW geïnstalleerd;
- €90,00/MWh voor de productie die voortvloeit uit een geïnstalleerde capaciteit boven de eerste 216 MW.

58. De gemiddelde waarde van groenestroomcertificaten bedraagt €102,24/MWh<sup>47</sup> voor een park van 300 MW. De assumpties en de berekeningswijze voor bovenstaande minimumprijzen zijn tot op heden onbekend voor de CREG. Zowel de Minister van Klimaat en Energie als de exploitanten van de *offshore* parken kunnen de CREG hierop niet antwoorden. Daarom heeft de CREG getracht deze gemiddelde minimumaankoopprijs te reconstrueren in randnummer 1-27. Dit is gebeurd op basis van internationale studies en input over de kosten en de opbrengsten door de huidige Belgische *offshore* exploitanten. Op basis van de assumpties in randnummer 14 is de onrendabele top €102,11/MWh. Hierbij wordt een rendement van 12,00% op het eigen vermogen gerealiseerd.

59. De huidige *offshore* parken worden gerealiseerd op basis van projectfinanciering. Deze vorm van financiering brengt mee dat dezelfde risico's (namelijk de generatie van cashflow) door zowel de banken, de aandeelhouders als de verzekeraars worden afgedekt. Door dergelijke risicodekking, maar vanuit 3 afzonderlijke invalshoeken ontstaan kosten die hetzelfde risico mogelijk meerdere malen vergoeden. Een oplossing hiervoor is over te gaan

---

<sup>47</sup> Deze waarde is het gewogen gemiddelde van €90,00/MWh (voor 84 MW van een totaal van 300 MW) en €107,00/MWh (voor 216 MW van een totaal van 300 MW).

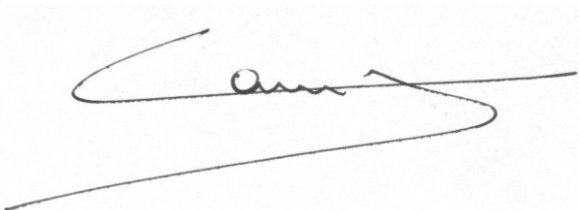
op een andere financieringsvorm (*balance sheet* financiering of gebruik te maken van fonds gespijsd met de nucleaire taks) of door het totale investeringsbedrag te verkleinen zodat het risico voor de aandeelhouders en banken kleiner wordt. Dit kan door de elektrische infrastructuur (zeekabels en elektrische uitrusting) te bundelen bij één gereguleerde netbeheerder voor alle offshore parken (randnummer 28-45).

60. Ook stelt de CREG de huidige levensduur van de offshore parken in vraag. Indien blijkt dat door regelmatig onderhoud de parken langer operationeel zijn dan 20 jaar, zijn er bijkomende opbrengsten voor de exploitant die leiden tot een lagere minimumprijs of onrendabele top. Het Koninklijk Besluit van 20 december 2000 voorziet ook een maximale levensduur van 30 jaar (randnummer 46-47).

61. In het laatste hoofdstuk geeft de CREG de mogelijke impact weer van de aangereikte scenario's op de onrendabele top. Indien de zeven concessiehouders samen een optimale elektrische basisinfrastructuur realiseren (die na 20 jaar wordt overgedragen aan een gereguleerde marktpartij) is de onrendabele top €96,99/MWh. Een daling van de CAPEX met 5,00% en een lagere OPEX vanaf jaar 16, verlagen de onrendabele top tot €91,12/MWh. Bij het eventueel schrappen van de ontmantelingsprovisie en het verlengen van de concessie tot 30 jaar, is de onrendabele top €83,68/MWh (randnummers 48-56).

////

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



Guido Camps  
Directeur



François Possemiers  
Voorzitter van het Directiecomité