Niet-vertrouwelijk

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)151015-CDC-1462

over

"de analyse van ondersteuning van offshore windenergie met inbegrip van het jaarlijks verslag over de doeltreffendheid van de minimumprijs voor offshore windenergie"

genomen met toepassing van artikel 23, § 2, 2°, en van artikel 7, § 1bis van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

15 oktober 2015

INHOUDSOPGAVE

INLEIDING 5

I. HET HUIDIGE ONDERSTEUNINGSSYSTEEM VOOR *OFFSHORE* WINDENERGIE. 7

I.1 Studie (F)130626-CDC-1258 7

I.2 Beslissing van de Ministerraad en Voorstel 1307 9

I.3 Het koninklijk besluit van 4 april 2014 tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen 10

II. ANALYSE VAN DE VERSCHILLENDE COMPONENTEN VAN DE LCOE 12

II.1 ECN-studie 12

II.2 Vollasturen 14

II.2.1 De elektriciteitsproductie van de eerste drie *offshore* parken 14

II.2.2 Effecten die impact hebben op het aantal vollasturen 15

II.2.3 Norther en Rentel 18

II.2.4 Mogelijke optimalisatie van de densiteit op basis van de elektriciteitsproductie 19

II.3 Investeringskosten 20

II.3.1 Vergelijking met de eerste drie offshore parken 20

II.3.2 Toekomstige evoluties 21

II.3.3 Norther en Rentel 23

II.4 Onderhoudskosten 25

II.4.1 Vergelijking met de eerste drie *offshore* parken 25

II.4.2 Norther en Rentel 27

II.5 Financieringskosten 28

II.5.1 Financiering vreemd vermogen door projectfinanciering 28

II.5.2 Financiering eigen vermogen 29

II.5.3 Financieringsstructuur 31

II.6 Negatieve uren 31

II.7 Beleidsperiode 33

II.8 Overige componenten 33
II.9 Berekening van de LCOE 34
II.9.1 Het model.....34
II.9.2 Berekening van de LCOE.....35
II.10 Analyse van de kabelsubsidie.....35
II.10.1 De berekening van de kabelsubsidie van 12 EUR/MWh 35
II.10.2 Kost van de individuele aansluiting van Norther en Rentel.....36
III. RICHTSNOEREN STAATSSTEUN TEN BEHOEVE VAN MILIEUBESCHERMING EN ENERGIE 2014-2020 37
III.1 Kwalificatie Staatssteun 38
III.2 Noodzaak van een aanmelding.....43
III.3 Conformiteit van de steunmechanismen met de richtsnoeren 45
III.3.1 Algemene beschouwingen 45
III.3.2 Integratie van de geproduceerde elektriciteit in de markt.....47
III.3.3 Proportionaliteit van de steun 50
IV. AANBEVELINGEN 53
IV.1 Aanmelding van het steunregime bij de Europese Commissie.....53
IV.2 Aanpassingen aan het koninklijk besluit van 14 juli 2002 54
IV.2.1 Aanpassing aan artikel 14, §1, al. 2, 1°bis 54
IV.2.2 Aanpassing aan artikel 14, §1bis 55
IV.2.3 Aanpassing aan artikel 14, §1ter.....56
IV.2.4 Aanpassing aan artikel 14, §1quater.....57
IV.3 Aanpassingen aan de Elektriciteitswet.....58
IV.3.1 Aanpassing aan artikel 7, §2.....58
IV.3.2 Aanpassing aan artikel 7, §3.....59
V. CONCLUSIE 59

EXECUTIVE SUMMARY

Op vraag van de Minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling en in kader van haar wettelijke verplichtingen heeft de CREG de ondersteuning voor *offshore* windenergie geanalyseerd.

In haar analyse bekijkt de CREG alle componenten van de *Levelised Cost of Energy* (LCOE) op basis van de reële cijfers van de eerste drie operationele *offshore* windparken in België, van internationale studies en recente aanbestedingen. Deze analyse toont aan dat een aantal componenten van de LCOE geëvolueerd zijn sinds 2013. Deze evoluties hebben zowel een stijgende als een dalende impact op de LCOE. De belangrijkste evoluties worden vastgesteld op de componenten vollasturen, CAPEX, OPEX en vergoeding vreemd vermogen. Op basis van de beschikbare informatie daalt de LCOE, bij het constant houden van de vergoeding van het eigen vermogen op 12%, van 140,81 EUR/MWh in 2013 naar 127,04 EUR/MWh voor Norther en 134,49 EUR/MWh voor Rentel.

Verder heeft de CREG de kabelsubsidie van 25 miljoen EUR en 12,00 EUR/MWh geanalyseerd en stelt ze vast dat de kosten voor de aansluiting sterk variëren per park. Om een *level playing field* tussen de verschillende *offshore* parken te creëren, stelt de CREG dan ook voor de kabelsubsidie per park te bepalen.

De CREG onderzoekt daarnaast of het steunmechanisme voor offshore elektriciteit kan worden geanalyseerd als staatssteun in de zin van het verdrag betreffende de werking van de Europese Unie (VWEU) en conform de richtsnoeren voor staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020 van de Europese Commissie is.

De CREG reikt tenslotte enkele aanbevelingen aan voor aanpassingen aan het koninklijk besluit van 14 juli 2002 ten einde een correcte ondersteuning voor *offshore* windenergie toe te kennen.

INLEIDING

1. De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (hierna: de CREG) heeft de bevoegdheid om 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 of op verzoek van de Minister of van een gewestregering onderzoeken en studies in verband met de elektriciteitsmarkt uit te voeren. Op basis van artikel 7, §1*bis* van de Elektriciteitswet stelt de CREG ook jaarlijks een verslag op over de doeltreffendheid van de minimumprijs van *offshore* windenergie.

2. De CREG ontving op 31 juli 2015 een schrijven van de Minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling. In die brief vraagt de Minister de CREG het steunregime voor *offshore* windenergie te onderzoeken, meer bepaald te analyseren of er sprake is van oversubsidiëring. De opdracht is als volgt geformuleerd:

> *"In dit kader zou ik u willen verzoeken om me tegen 30 september 2015 ten laatste een analyse over te maken om, in voorkomend geval, de eventuele compensatiebronnen te identificeren. De elementen met betrekking tot de LCOE van 138,00 EUR/MWh, de 12,00 EUR/MWh en de volgende elementen zullen in het bijzonder moeten worden geanalyseerd:*
>
> - *De termijn waarin de LCOE wordt toegekend;*
> - *Het aantal in rekening gebrachte vollasturen bij de berekening van de LCOE;*
> - *De berekening van de steun van 12,00 EUR/MWh voor de kabel op zee;*
> - *Het aantal ondersteunde kwarturen waarop kan gerekend worden bij negatieve prijzen;*
> - *Kost van de financiering (leningkosten, return on equity, verzekeringen,...)*
>
> *Gelieve, wanneer er bronnen van overcompensatie zouden worden geïdentificeerd, me tegen 31 oktober 2015 ten laatste een aanpassing van het toepasbare stelsel waarmee een dergelijk pervers effect zou kunnen worden vermeden, voor te stellen."*[1]

---

[1] Vrije vertaling van : « *Dans ce cadre je vous saurai gré de bien me vouloir me communiquer pour le 30 septembre 2015 au plus tard une analyse visant à identifier, le cas échéant, les éventuelles sources de compensation. A cet égard, les éléments relatifs aux LCOE de 138,00 EUR/MWh, au 12,00 EUR/MWh et les éléments suivants devront notamment être analysés, et plus particulièrement :*
- *Le délai dans lequel le LCOE est attribué;*
- *Le nombre d'heures à pleine charge tenu en compte dans le calcul du LCOE;*
- *Le calcul du soutien de 12,00 EUR/MWh pour le câble en mer;*
- *Le nombre de quarts d'heure en soutien sur lesquels on peut compter en temps de prix négatifs;*
- *Coût du financement (coûts d'emprunt, return on equity, assurances, …)*

Dans l'hypothèse où des sources de surcompensation seraient identifiées, je vous saurai gré de bien vouloir me proposer pour le 31 octobre 2015 au plus tard une adaptation du régime applicable permettant d'éviter un tel effet pervers. »

3. Voorliggende studie bevat zowel de gevraagde analyse van de componenten van de LCOE (hoofdstuk II) alsook een analyse van de conformiteit met de richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie (hoofdstuk III) en enkele aanbevelingen voor aanpassingen (hoofdstuk IV). Voor de uitvoering van deze studie heeft de CREG contact genomen met verschillende *stakeholders*; het *Belgian Offshore Platform*, Norther, Rentel, Nobelwind, Belfius, BNP Paribas, Europese Investeringsbank (hierna; EIB), Siemens, Elia, de Nationale Delcrederedienst, de FOD Economie AD Energie en ECN.

De CREG wijst er op dat de informatie, aangeleverd door de offshore parken, die verwerkt is in deze studie strikt confidentieel is.

4. Het onderwerp van deze studie is niet de aansluitingswijze[2] van de nog te bouwen *offshore* parken. Hiervoor verwijst de CREG naar haar nota "*Modular Offshore Grid*, Aansluiting van de windparken Rentel, Seastar, Mermaid en Northwester II" die op 10 juli 2015 werd overgemaakt aan de Minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling.

5. Deze studie werd goedgekeurd tijdens de vergadering van het Directiecomité van 15 oktober 2015.

[2] Individueel of via het *Modular Offshore Grid*.

I. HET HUIDIGE ONDERSTEUNINGSSYSTEEM VOOR *OFFSHORE* WINDENERGIE

6. Alvorens de verschillende componenten van de LCOE[3] te analyseren, wordt hierna kort het huidige ondersteuningssysteem beschreven, alsook de studie(F)130626-CDC-1258[4] van de CREG waarop de actueel geldende ondersteuning deels gebaseerd is.

I.1 Studie (F)130626-CDC-1258

7. Op vraag van de Staatssecretaris van Energie heeft de CREG in 2013 de nota Dralans[5], over de hervorming van de ondersteuning voor *offshore* windenergie, geanalyseerd. De CREG stelde vast dat het doel van de hervorming van de ondersteuning voor *offshore* windenergie erin bestond om een aanzienlijke besparing te realiseren door middel van het invoeren van een link tussen de elektriciteitsprijs en de ondersteuning en de daling van de LCOE door technologische vooruitgang. De CREG achtte een aanzienlijke besparing op korte termijn niet mogelijk door de lage elektriciteitsprijs en geringe technologische vooruitgang op korte termijn.

8. De CREG besloot dat de toen geldende ondersteuning[6] representatief was voor de kosten in de sector en stelde bijgevolg geen oversubsidiëring vast. Niettemin stelde de CREG toen enkele evoluties vast waaraan de ondersteuning aangepast kon worden. Zo zou Elia een stopcontact op zee uitbouwen en bijgevolg de kosten dragen voor de *offshore* hoogspanningskabel, de *onshore* aansluiting en de transformatorstations. De kosten hiervoor werden geschat op 12,00 EUR/MWh op voorwaarde dat de kabelsubsidie van 25 miljoen

---

[3] *Levelised Cost of Energy*

[4] Studie(F)130626-CDC-1258 over “de hervorming van de ondersteuning voor offshore windenergie met inbegrip van het jaarlijks verslag over de doeltreffendheid van de minimumprijs voor offshore windenergie” (hierna: Studie(F)130626-CDC-1258).

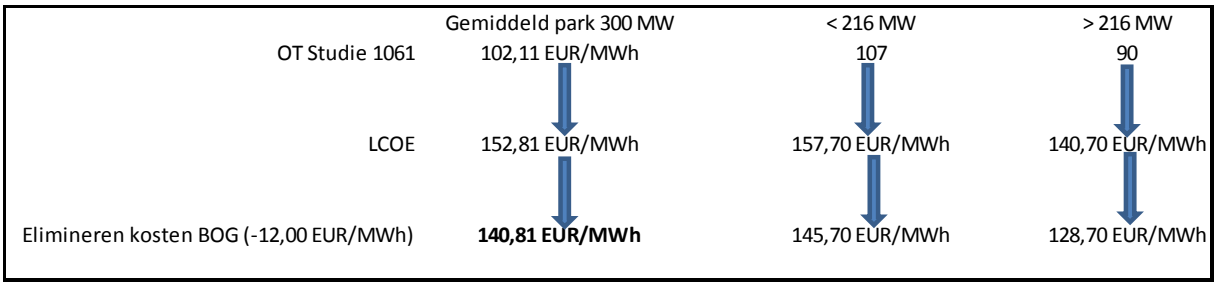
[5] In 2012 heeft het VBO aan de heer Dralans gevraagd een alternatief ondersteuningssysteem voor *offshore* windenergie voor te stellen waarmee zowel de investeerders, de grootgebruikers als de elektriciteitssector genoegen konden nemen. Het resultaat van deze bemiddelingsopdracht werd in maart 2012 gebundeld in het document “Alternatief ondersteuningssysteem voor *offshore*, Voorstel van de groep Dralans”.

[6] Het koninklijk besluit van 16 juli 2002 voorzag volgende minimumaankoopprijzen voor groenestroomcertificaten van offshore windenergie:

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

EUR werd geschrapt. Daarnaast stelde de CREG vast dat verschillende partijen voorstander waren van het invoeren van een link tussen de ondersteuning voor *offshore* windenergie en de elektriciteitsprijs. Deze principes heeft de CREG toegepast op de toen geldende ondersteuning en een LCOE berekend met als waarde 140,81 EUR/MWh.

Figuur 1: Resultaten studie (F)130626-CDC-1258



9. De waarde van de LCOE is gebaseerd op de assumpties vermeld in tabel 1. In hoofdstuk II wordt geanalyseerd of deze assumpties anno 2015 nog realistisch zijn en hoe deze kunnen evolueren.

Tabel 1: Componenten van de LCOE *offshore* windenergie (studie (F)130626-CDC-1258)

INPUTVARIABELEN	**Eenheid**	**Inclusief netaansluiting**	**Exclusief netaansluiting**
Unit grootte	MW	300	300
Bedrijfstijd/vollasturen	Uren/jaar	3500	3500
Economische levensduur	Jaar	20	20
Investeringskosten	Euro/kW	3800	3435
Onderhoudskosten variabel	Euro/MWh	30	30
Investeringsaftrek (IA)		13,5%	13,5%
Gedeelte van de investering in aanmerking IA		86%	86%
Rente lening		6%	6%
Vereiste return on equity		12%	12%
Equity share in investering		30%	30%
Debt share in investering		70%	70%
Vennootschapsbelasting		34%	34%
Termijn lening	Jaar	15	15
Afschrijvingstermijn	Jaar	20	20
Beleidsperiode	Jaar	20	20
LCOE	**EUR/MWh**	**152,81**	**140,81**

I.2 Beslissing van de Ministerraad en Voorstel 1307

10. Tijdens de Ministerraad van 20 december 2013 heeft de regering de hervorming van het steunmechanisme voor *offshore* windenergie goedgekeurd. Deze beslissing bevat volgende kernelementen:

- de gestandaardiseerde LCOE wordt vastgelegd op een bedrag van 138,00 EUR/MWh voor projecten, die hun *financial close* bereiken tussen 1 januari 2014 en 31 december 2016;
- driejaarlijks zullen de producenten per park de werkelijke kosten en opbrengsten aan de CREG overmaken met betrekking tot de volgende componenten van de LCOE:
    a) de gecontracteerde OPEX-kosten met een initiële waarde ligt op 30,00 EUR/MWh
    b) de gemiddelde verkoopprijs van de elektriciteit, meer bepaald hoeveel procent de verkoopprijs onder de marktprijs ligt. De initiële waarde ligt 10% onder de marktprijs
- de CREG verifieert driejaarlijks en voor het eerst op de datum van de *financial close* deze componenten en past de LCOE per park aan voor de volgende drie jaren indien blijkt dat de initiële waarde van component a) en/of b) niet overeenstemt met de realiteit;
- bij het aanpassen van de LCOE wordt een *return on equity* nagestreefd van 12%.

11. Op 29 januari 2014 ontving de CREG een schrijven van de Staatssecretaris voor Leefmilieu, Energie, Mobiliteit en Staatshervorming waarin hij de CREG verzoekt een koninklijk besluit tot wijziging van 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) over te maken, rekening houdende met de beslissing van de Ministerraad van 20 december 2013.

12. Op 10 februari 2014 heeft de CREG Voorstel (C)140207-CDC-1307 van ‘koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen’ overgemaakt aan de Staatssecretaris voor Leefmilieu, Energie, Mobiliteit en Staatshervorming.

I.3 Het koninklijk besluit van 4 april 2014 tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen

13. Het koninklijk besluit van 4 april 2014 houdt enkele belangrijke wijzigingen in voor de minimumaankoopprijzen voor groenestroomcertificaten van *offshore* windenergie. Deze wijzigingen hebben enkel betrekking op installaties (die het voorwerp uitmaken van een in artikel 6 van de Elektriciteitswet bedoelde domeinconcessie) die hun *financial close* na 1 mei 2014 sluiten.

14. Artikel 14, §1, 1°bis van koninklijk besluit van 16 juli 2002 luidt als volgt:

> *"Voor offshore windenergie geproduceerd door installaties die het voorwerp uitmaken van een in artikel 6 van de wet bedoelde domeinconcessie, waarvan de financial close na 1 mei 2014 plaatsvindt, een minimumprijs vastgelegd aan de hand van de volgende formule:*
>
> *Minimumprijs = LCOE – [elektriciteitsreferentieprijs – correctiefactor]*
>
> *waarin:*
>
> - *de LCOE gelijk is aan 138,00 EUR/MWh;*
> - *de correctiefactor is gelijk aan 10 % van de elektriciteitsreferentieprijs."*

15. Artikel 14, §1*bis* van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 bepaalt de waarde van de LCOE (138,00 EUR/MWh) tot 30 juni 2017. Deze waarde kan vanaf 1 juli 2017 gewijzigd worden indien wordt aangetoond dat er belangrijke evoluties zijn geweest in de samenstellende delen. De eventuele wijziging van de LCOE impacteert enkel de parken die hun financial close nog moeten afsluiten, maar heeft geen invloed op de parken die reeds hun financial close voor de datum van herziening (1 juli 2017) sloten. De herziene LCOE wordt telkens vastgelegd voor periodes van minstens 3 jaar en is geldig voor alle installaties (die het voorwerp uitmaken van een in artikel 6 van de Elektriciteitswet bedoelde domeinconcessie) die tijdens deze periodes hun *financial close* realiseren:

- 1 juli 2017 - 31 december 2020
- 1 januari 2021 - 31 december 2023
- 1 januari 2024 - 31 december 2026

16. In artikel 14, §1*quater* van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 wordt het bedrag van de LCOE verhoogd met 12,00 EUR/MWh indien de installaties genieten van de tenlasteneming van een deel van de kost van de onderzeese kabel, overeenkomstig artikel 7, §2, 2de lid van de Elektriciteitswet.

17. Artikel 14, §1*ter* van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 legt volgende procedure vast voor de aanpassing van de minimumprijs per domeinconcessie:

> *"De waarden van de elementen die in aanmerking worden genomen voor de bepaling van de minimumprijs vastgelegd conform §1, tweede lid, 1°bis, worden voor elke domeinconcessie door de commissie gewijzigd conform de bepalingen van deze paragraaf zonder terugwerkende kracht.*
>
> *De wijziging kan betrekking hebben op:*
>
> *1° het bedrag van de LCOE, in voorkomend geval verhoogd met toepassing van §1quater, zodat deze de werkelijke exploitatiekost weerspiegelt,*
>
> *2° de correctiefactor*
>
> *De houder van de domeinconcessie maakt op volgende tijdstippen:*
>
> *1° de eerste maal ten laatste vier maanden voor de voorziene datum van financial close;*
>
> *2° later, ten laatste vier maanden voor het einde van elke periode van 3 jaar die ingaat op de datum van de financial close,*
>
> *alle informatie over aan de commissie, per drager met ontvangstbevestiging en elektronisch, met betrekking tot het geheel van werkelijke kosten en inkomsten waaronder de volgende elementen:*
>
> *1° de gecontracteerde kosten voor de exploitatie van het windmolenpark;*
>
> *2° de gecontracteerde verkoop van de door de installaties opgewekte elektriciteit.*
>
> *Binnen één maand na de ontvangst van de gegevens, bevestigt de commissie aan de domeinconcessiehouder de volledigheid van de gegevens of bezorgt zij hem een lijst van bijkomende inlichtingen die hij moet verstrekken.*
>
> *De commissie onderzoekt binnen de 2 maanden na de bevestiging van de volledigheid van de gegevens of er een verschil is tussen:*
>
> - *de gecontracteerde exploitatiekosten en een referentie-exploitatiekost van 30,00 EUR/MWh;*
> - *de gecontracteerde verkoopprijs voor elektriciteit en een gemiddelde nominale prijs gelijk aan 90% van de elektriciteitsreferentieprijs.*
>
> *Indien de commissie een verschil vaststelt past de commissie binnen de 10 werkdagen de minimumprijs, voor de aankoop van groenestroomcertificaten, vastgelegd conform §1, tweede lid, 1°bis aan."*

18. Artikel 14, §1*quinquies* van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 bepaalt dat de minimumprijs van de groenestroomcertificaten wordt vastgelegd op 0 EUR gedurende de eerste 288 kwarturen tijdens dewelke het onevenwichtstarief voor een positief onevenwicht gelijk is of lager ligt dan -20,00 EUR/MWh.

II. ANALYSE VAN DE VERSCHILLENDE COMPONENTEN VAN DE LCOE

19. Voorliggend hoofdstuk bevat een antwoord op het eerste deel van de opdracht van de Minister Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling, namelijk de analyse van alle componenten van de ondersteuning voor offshore windenergie. De CREG stelt vast dat de mate waarin deze componenten variëren verschillend is van park tot park en wordt beïnvloed door onder meer de waterdiepte, de bodemkarakteristieken, de ligging van de domeinconcessie, het effect van naburige windmolenparken en de vermogensdensiteit per park.

Daarom zal de CREG de evolutie van de componenten beschrijven voor de projecten Norther en Rentel. Deze domeinconcessies zijn vandaag het verst[7] in de planning gevorderd en zullen gebouwd worden in de periode 2017-2018. Op basis van de assumpties per park zal de LCOE berekend worden voor Norther en Rentel.

Bij de analyse van de componenten van de LCOE worden deze soms vergeleken met de waarden die gebruikt werden in andere studies (bijvoorbeeld ECN (2015), Kosten wind op zee 2015, ECN-N-15-014 (hierna “de ECN-studie”) waarin eveneens een LCOE voor offshore windenergie werd berekend. Bij een individuele vergelijking van de componenten is een zekere waakzaamheid geboden en dient het geheel van alle componenten te worden bekeken: Een hypothese van een lage inschatting van de investeringskosten kan immers deels gecompenseerd worden door een hoge vergoeding voor het ingebrachte kapitaal bij de berekening van de LCOE. Een projectontwikkelaar die deze lage investeringskosten onrealistisch acht, kan toch intekenen in de tender met de cap op basis van een LCOE-berekening indien deze kandidaat bereid is om het project te realiseren met een minder hoge vergoeding op eigen vermogen.

II.1 ECN-studie

20. ECN heeft een studie gemaakt in opdracht van het Nederlandse Ministerie voor Economische Zaken om de nodige ondersteuning voor de verschillende toekomstige Nederlandse *offshore*-projecten in te schatten. Op basis van deze studie organiseert de

[7] Met uitzondering van Nobelwind dat wellicht tegen begin november 2015 zijn financial close zal realiseren maar als overgedragen deel van de Belwind-domeinconcessie nog onder het ondersteuningsmechanisme van 107 en 90 EUR/MWh valt.

Nederlandse overheid momenteel een tender om de domeinconcessies toe te kennen aan verschillende kavels, waaronder een aantal kavels in het Borssele-gebied dat grenst aan de Belgische domeinconcessies (de Belgische domeinconcessies liggen ten zuidwesten van het Borssele-gebied).

21. Ten informatieve titel, en zonder dat de CREG een standpunt hierover inneemt, worden in de volgende tabel de resultaten van de ECN studie weergegeven voor de Borssele-site. Hoewel de Borssele-site net aan de Belgische domeinconcessies grenst, zijn de hypotheses alsook de resultaten sterk verschillend van de hypothese die geleid hebben tot het huidige ondersteuningsniveau in België.

Tabel 2: Resultaten studie ECN-N-15-014 voor Borssele-site

	Borssele 2015	**Borssele 2016**
Duur van de ondersteuning (jaar)	15	15
Aantal vollasturen	4050	4100
Capex (€/kW)	2500	2600
Opex (€/kW.j)	125	125
Interestkost (%)	5,50%	5,50%
RoE (%)	15%	15%
Vennootschapsbelasting (%)	25%	25%
LCOE (€/MWh)	**122**	**125**

De CREG stelt vast dat volgende elementen in Nederland verschillend zijn van die in België:

- de ontwikkelingskosten;
- de ontmantelingskosten;
- het punt van toekenning van de ondersteuning;
- het aantal vollasturen.

Een aantal parameters in het Nederlandse model kunnen niet zonder meer worden omgezet naar de Belgische situatie (en omgekeerd).

Ten slotte merkt de CREG op dat het Nederlandse tendering model in het verleden niet altijd even succesvol gebleken is en soms zelfs tot een faillissement geleid heeft.

II.2 Vollasturen

II.2.1 De elektriciteitsproductie van de eerste drie *offshore* parken

22. Het aantal vollasturen van een *offshore* windturbine wordt gedefinieerd als het aantal uren dat de turbine op vol vermogen zou moeten draaien om de totale jaarproductie te produceren. Een inschatting van een toekomstig aantal vollasturen impliceert dus ook een inschatting van de verwachte jaarlijkse productie van elektriciteit. Naast het concept van het aantal vollasturen, wordt soms ook de "*load factor*" gehanteerd. De *load factor* is de verhouding tussen de werkelijke productie en de theoretisch maximale jaar productie of ook nog het aantal vollasturen gedeeld door 8760.

De jaarlijkse productie van een *offshore* park en de *load factor* worden als volgt berekend.

Jaarlijkse productie (MWh)[8] *= vollasturen * geïnstalleerd vermogen (MW)*
Load factor (%) = aantal vollasturen/8.760

23. In studie (F)130626-CDC-1258 is het aantal vollasturen geschat op 3.500. Dit komt overeen met een *load factor* van 40,00%. Op basis van de beschikbare productiegegevens van de Belgische *offshore* parken, kan men vaststellen dat deze waarde een realistische inschatting is voor de parken van C-Power en Belwind. De vollasturen van Northwind liggen echter hoger. De reden hiervoor is, volgens de CREG, dat de turbines steeds efficiënter worden. De onderstaande figuur geeft per maand de *load factor* per windmolenpark voor de periode juni 2014 tot augustus 2015. Het is duidelijk dat het laatst gebouwde park, namelijk Northwind, steeds iets beter presteert dan het oudere park, Belwind, dat op zijn beurt net iets beter presteert dan het oudste park, C-Power.

[8] Hierbij wordt bedoeld: de productie voor transformatie. Voor deze geproduceerde energie worden groenestroomcertificaten toegekend, conform het koninklijk besluit van 16 juli 2002.

Grafiek 1: Overzicht *load factor* C-Power-Belwind-Northwind juni 2014-augustus 2015

[vertrouwelijk]

Grafiek 2 geeft de *load factor* weer sinds 2009, de start van C-Power. Deze grafiek geeft duidelijk weer dat er cycli zijn waar te nemen in de windproductie over de jaren heen. Tijdens de wintermaanden is de windproductie het hoogst waarbij een *load factor* van 60% à 70% mogelijk is tijdens goede windjaren. Tijdens de zomermaanden kan men een tegenovergestelde trend waarnemen waarbij de *load factor* vermindert tot circa 30%. De jaren 2010 en 2011 waren overduidelijk betere windjaren dan de jaren daarna. Maar over de jaren heen bedraagt de gemiddelde *load factor* 40% voor C-Power en Belwind.

Grafiek 2: Overzicht *load factor* C-Power-Belwind-Northwind 2009-2015

[vertrouwelijk]

II.2.2 Effecten die impact hebben op het aantal vollasturen

24. België is een pionier wat betreft de installatie van *offshore* windturbines. Dit betekent dat ten aanzien van de allereerste *offshore* windturbines in de Belgische Noordzee, die reeds in 2009 operationeel waren, de technologie ondertussen sterk geëvolueerd is, met efficiëntere windturbines tot gevolg. Deze evolutie lijkt zich verder te zetten.

25. Anderzijds moet er ook rekening worden gehouden met een aantal effecten die de elektriciteitsproductie kunnen verminderen. Deze effecten worden gedefinieerd als *wake* effecten, waarbij een onderscheid wordt gemaakt tussen interne en externe *wake* effecten.

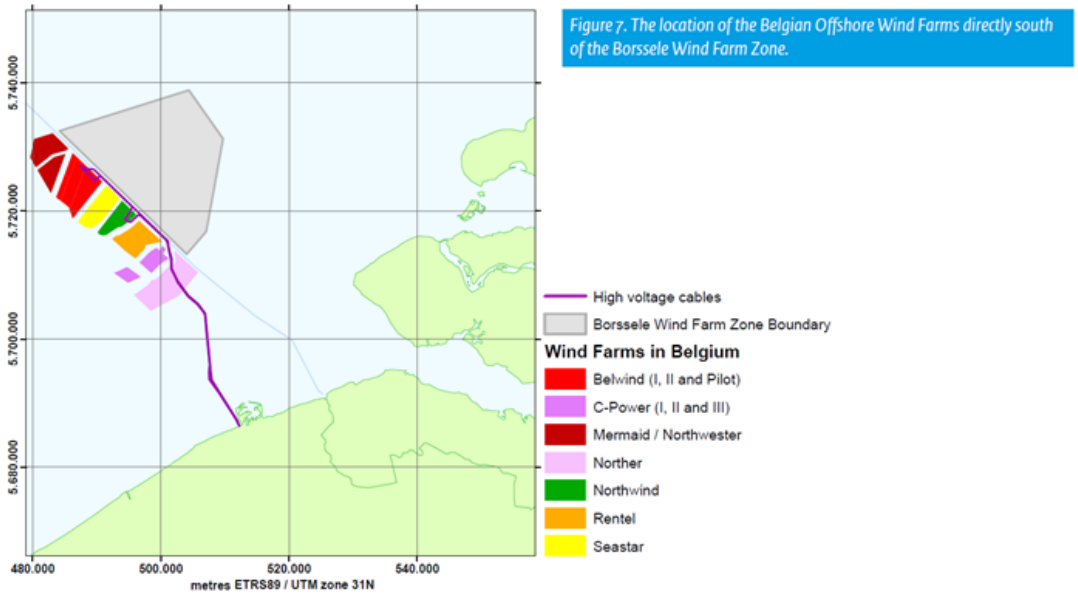
26. Interne *wake* effecten hebben betrekking op de wisselwerking tussen windturbines binnen eenzelfde *offshore* park. Een windturbine haalt energie uit de wind en produceert hiermee elektrische energie. Dit betekent dat de energie in de wind afneemt en bijgevolg produceren de turbines achter de eerste turbine in de rij minder energie. Hoe hoger de densiteit[9] van de windturbines binnen een *offshore* park is, hoe groter dit interne *wake* effecten zal zijn en hoe lager de elektriciteitsproductie.

[9] Hoe hoger de verhouding MW per km².

27. Externe *wake* effecten hebben betrekking op de wisselwerking tussen windparken. Indien windparken dicht bij elkaar in de buurt staan, kan de wind zich niet herstellen tussen de parken. Met andere woorden het *wake* effect zal dan groter zijn en dus de elektriciteitsopbrengst kleiner.

28. Er worden steeds meer *offshore* windparken in de Noordzee geïnstalleerd. Hierdoor zal de impact van de parken op elkaar in de toekomst groter worden, nemen de externe *wake* effecten toe en is er een daling van de geproduceerde elektriciteit. Figuur 3 geeft de situering van de Belgische *offshore* parken en de Nederlandse *offshore* parken in Borssele weer.

Figuur 2: Situering Belgische *offshore* parken en de Nederlandse *offshore* parken in de site Borssele[10]



ECN[11] schat de impact van de Belgische *offshore* parken op de site van Borssele in op 4%. Dit wil zeggen dat de netto productie ongeveer 4%[12] lager zal liggen onder invloed van de Belgische *offshore* parken. De impact van Nederland op België wordt geschat op circa 3%. Het verschil is te verklaren wegens het feit dat de meest voorkomende windrichting gemiddeld zuidwest is. De relatief lage waarden van de wederzijdse impact komt door het feit dat het onwaarschijnlijk is dat de Nederlandse windmolens in het Borssele-gebied dicht tegen de Belgische domeinconcessies zullen worden ingeplant gezien de Belgische

[10] *Netherlands Enterprise Agency* (2015), *Borssele Wind Farm Zone, Wind farms Sites I and II, Project and Site Description*, p. 16.
[11] Energieonderzoek Centrum Nederland
[12] ECN (2015), Kosten wind op zee 2015, ECN-N-15-014, p.4.

windmolens een groter negatief effect veroorzaken op de Nederlandse windmolens dan omgekeerd. Bovendien is de oppervlakte die werd voorzien in het Borssele-gebied voor de bouw van de windmolenparken relatief veel groter dan die voor de Belgische domeinconcessies, waardoor er ruimte beschikbaar is om zich te verwijderen van de Belgische domeinconcessies.

29. Voor de bepaling van het aantal vollasturen (gemiddeld op 20 jaar) voor de berekening van de LCOE, dient er rekening gehouden te worden met verschillende effecten. Naast de interne en externe *wake* effecten, zijn er ook andere elementen die het aantal vollasturen beïnvloeden zoals het windklimaat, de windsnelheid, de onbeschikbaarheid door onderhoud en de impact van slijtage. Het inschatten van deze effecten is zeer moeilijk.

30. De interne *wake* effecten zijn afhankelijk van de vermogensdensiteit van de domeinconcessie. Een hogere vermogensdensiteit (meer geïnstalleerde MW/km²) geeft aanleiding tot grotere turbulentie en windverliezen en dus een lagere elektriciteitsproductie per MW. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de vermogensdichtheid van de Belgische domeinconcessies.

Tabel 3: Overzicht densiteit Belgische parken

	C-Power	Belwind	Northwind	Nobelwind	Rentel	Norther	Seastar	Mermaid	Northwester II
Oppervlakte domeinconcessie (km²)	19,70	13,22	13,82	22,29	22,72	23,00	15,10	16,65	11,72
Capaciteit (MW)	325	165	216	165	296	350	246	232	224
Densiteit (MW/km²)	16,51	12,48	15,63	7,40	13,02	15,22	16,29	13,93	19,11

ECN schat voor de Borssele site in Nederland het aantal vollasturen in op 4.050 à 4.100. De densiteit van deze *offshore* parken ligt echter merkelijk lager, deze varieert van 5,59[13] MW tot 7,13[14] MW per km². Aangezien het windklimaat en de windsnelheid nagenoeg dezelfde zijn in de Belgische domeinconcessies en de Nederlandse site van Borssele, is de CREG van mening dat wegens het verschil in densiteit[15] de Belgische *offshore* parken een lager aantal vollasturen zullen halen dan de naburige Nederlandse offshore parken.

Voor het windklimaat en windsnelheid zijn er historische statistische data beschikbaar, die evenwel geen garantie vormen voor toekomstige windparameters. De toekomstige onbeschikbaarheden door onderhoud en de impact van slijtage zijn echter veel moeilijker in te schatten.

[13] Site I van Borssele heeft een oppervlakte van 62,60 km² voor 350 MW geïnstalleerd vermogen.
[14] Site II van Borssele heeft een oppervlakte van 49,10 km² voor 350 MW geïnstalleerd vermogen.
[15] Hierbij wordt enerzijds verwezen naar de hoge dichtheid van turbines binnen een *offshore* windpark en anderzijds naar de dichte ligging van de Belgische *offshore* parken in de Noordzee.

31. Verschillende internationale studies schatten de *load factor* in. Bijvoorbeeld, in een recente studie maakt IEA[16] de volgende assumpties: België 39% (= 3.416 vollasturen), Denemarken 47% (= 4.117 vollasturen), Frankrijk 40% (= 3.504 vollasturen), Duitsland 48% (= 4.204 vollasturen), Nederland 43% (= 3.776 vollasturen) en Verenigd Koninkrijk 39% (= 3.416 vollasturen). Om deze cijfers te kunnen vergelijken, dient men rekening te houden met verschillende factoren zoals de densiteit van de *offshore* parken, de afstand tussen de parken, de windsnelheid en andere. Hierover is echter geen informatie beschikbaar. Fichtner en Prognos[17] schatten de *load factor* in op 44% (= 3.888 vollasturen) voor een Duits *offshore* park met een waterdiepte van 30 m en 40 km ver in de zee gelegen. Hierbij werd een *wake* effect van 13,5% in rekening genomen.

II.2.3 Norther en Rentel

32. Op basis van bovenstaande informatie stelt de CREG vast dat de huidige inschatting (3.500 vollasturen of *load factor* = 40%) onderschat is. Hoewel de nieuwe turbines steeds efficiënter worden en dus meer elektriciteit produceren per geïnstalleerd vermogen (MW) dan de oudere windmolens, kan er ook vastgesteld worden dat dit gedeeltelijk teniet gedaan wordt door de densiteit van de Belgische offshore parken en de hierbij horende interne en externe wake effecten.

33. De CREG stelt ook vast dat er een groot verschil is tussen de domeinconcessies Rentel en Norther wat betreft de externe *wake effecten*. Deze zullen bij Rentel groter zijn door de meer ingesloten ligging ten opzichte van Norther. Op basis van de rapporten van de technische *due diligence,* voorgelegd door Norther en Rentel, wordt het aantal vollasturen ingeschat op [vertrouwelijk] voor Rentel en [vertrouwelijk] voor Norther.

34. De CREG is geen voorstander van het invoeren van een *cap* of *floor* op het aantal vollasturen of anders geformuleerd het invoeren van een windgarantie of volumegarantie. Dit principe werd ook aangehaald in de nota Dralans. Zoals vermeld in studie (F)130626-CDC-1258 zou dit principe kunnen leiden tot het toekennen van certificaten, zelfs indien een park niet operationeel is. Bijgevolg is er minder incentive voor de domeinconcessies om nauwgezet hun parken te onderhouden en efficiënt te laten draaien. Door het vastleggen van een garantie, wordt een belangrijk risico dat overbleef bij de investeerder (naast het bouwrisico) nu ook afgedekt. Het beheren van een windmolenpark behoort echter de *core business* van de domeinconcessiehouder te zijn.

[16] IEA (2015), *Projected Costs of Generating Electricity*, *2015 edition*, p. 44.
[17] Fichtner en Prognos (2013), *Cost reduction Potentials of Offshore Wind Power in Germany*, p. 101.

II.2.4 Mogelijke optimalisatie van de densiteit op basis van de elektriciteitsproductie

35. De assumptie van [vertrouwelijk]/[vertrouwelijk] vollasturen voor de huidige types beschikbare windturbines (waarvan de technologie blijft evalueren) lijkt een realistische inschatting gegeven de huidige hoge densiteiten in de Belgische *offshore* parken. De ondersteuning voor *offshore* windenergie zou echter goedkoper kunnen worden indien de vermogensdensiteit van de domeinconcessies herbekeken zou worden.

36. De domeinconcessies zijn toegekend op basis van de selectie- en toekenningscriteria vermeld in het koninklijk besluit van 20 december 2000[18]. Artikel 14 van dit koninklijk besluit legt enkele verplichtingen op aan de titularissen van een domeinconcessie, zoals een zo intensief mogelijk gebruik van het toegekende domein. Het criterium van zo intensief mogelijk gebruik is een legitiem gezien de beperkte beschikbare oppervlakte in de Belgische Exclusieve Economische Zone. Bij de toekenning van de domeinconcessies werd aldus gestreefd naar de hoogste energiedensiteit (aantal geproduceerde MWh per km²) en in praktijk ook met hoge vermogensdensiteiten overeen komt (MW/km²). Er dient opgemerkt te worden dat kennis over de impact van de densiteit op de wake-effecten heel beperkt was zowel bij de overheden als bij de aanvragers van de domeinconcessies.

37. Zoals eerder aangehaald leidt de hoge vermogensdensiteit tot grote wake effecten, waardoor het aantal vollasturen aanzienlijk daalt en de LCOE dus aanzienlijk stijgt. Het criterium van “zo intensief mogelijk gebruik van de concessie” leidt weliswaar tot een hoge productie per km² maar ook tot een hogere kost per geproduceerde MWh en dus relatief dure ondersteuning van de offshore windenergie in België. Een andere mogelijke criterium zou kunnen zijn om de kost per geproduceerde MWh (en dus ook de kost voor de consument die de ondersteuning financiert) zo laag mogelijk te houden. Een dergelijke optie gaat vanzelfsprekend gepaard met een lager geïnstalleerd vermogen in de voor offshore productie voorbestemde zones. Het bepalen van welk criterium wenselijk is, is volgens de CREG eerder een beleidskeuze.

[18] 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 productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht.

38. Een optimalisatie van de densiteit van de domeinconcessies Seastar, Mermaid en Northwester II[19] zou kunnen gebeuren zodat de kost van de geproduceerde elektriciteit en de bijhorende ondersteuning geminimaliseerd wordt. Indien een lagere densiteit van de turbines wordt vastgelegd, worden de *wake* effecten kleiner en dus de geproduceerde elektriciteit hoger.

39. De CREG merkt ten slotte op dat een optimalisatie van de domeinconcessies theoretisch mogelijk is, maar dit brengt een aantal juridische moeilijkheden mee, gezien de reeds gedragen ontwikkelingskosten van deze concessies. Gezien de procedure van toekenning en de criteria die golden bij de toekenning van de domeinconcessies, is het voor de CREG dan ook onduidelijk of de aanpassing van het (minimum) geïnstalleerd vermogen kan gebeuren zonder het opnieuw openstellen van de reeds toegekende domeinconcessies.

II.3 Investeringskosten

II.3.1 Vergelijking met de eerste drie offshore parken

40. De investeringskosten of *CAPEX* bevatten alle kosten die nodig zijn om een *offshore* windpark te bouwen. In studie (F)130626-CDC-1258 is de CAPEX ingeschat op 3.800.000 EUR/MW. Dit bedrag, inclusief de netaansluiting, bestaat uit onderstaande componenten.

Tabel 4: Componenten van de CAPEX (Studie (F)130626-CDC-1258)

Investeringkost	EUR/MW	%
Elektrische infrastructuur: netaansluiting	365.000	10%
Electrische infrastructuur: infield kabels	196.000	5%
Turbines	1.216.000	32%
Funderingen	485.850	13%
Maritieme werken	750.000	20%
Financing costs	405.900	11%
Verzekeringen	61.500	2%
Engineering+ development costs	61.500	2%
Engineering + soil investigation + due diligence + legal costs	92.250	2%
Ontmantelingsprovisie	166.000	4%
CAPEX (inclusief netaansluiting)	**3.800.000**	

[19] Een wijziging aan de domeinconcessies Rentel en Norther is niet wenselijk gegeven de gevorderde staat van beide projecten.

41. Tabel 5 geeft een overzicht van de investeringskosten van de eerste drie *offshore* parken. Deze kosten worden niet volledig weerhouden voor de LCOE-berekening, aangezien niet alle kosten door de *offshore* parken worden gedragen. Zo draagt Elia bij in de kost van de onderzeese kabel voor 25.000.000,00 EUR. Bij de berekening van de LCOE wordt tenslotte ook de gevraagde reserve door de financiële kredietverstrekker niet meegenomen. Aangezien dit bedrag op een geblokkeerde rekening moet staan, in geval van nood, en het weinig waarschijnlijk is dat dit gebruikt zal worden, is deze kost niet mee opgenomen.

Tabel 5: Overzicht investeringskosten (inclusief netaansluiting, exclusief ontmantelingsprovisie) per park.

[vertrouwelijk]

II.3.2 Toekomstige evoluties

42. Er vinden veel innovaties[20] plaats in de *offshore* windsector, op alle onderdelen van de *supply chain*:

a) het design van een *offshore* park:

- betere planning van de windturbines binnen een *offshore* windpark;
- beter beheer van *wake* effecten;
- geïntegreerde project *approach*;
- grid connectie via TSO;

b) de windturbine:

- toename van het vermogen per windturbine (7 en 8 MW in plaats van 4 MW);
- grotere rotordiameters;
- reductie van de *rotor power density*;
- integraal design van windturbine en funderingen;

c) de innovaties in logistiek, installatie en onderhoud:

- optimaliseren van de logistieke planning rekening houdend met weersvoorspellingen;

[20] EWEA *Offshore* 2015, Copenhagen, presentatie ECN "*Can we reduce the cost of energy by 40% in 2020*?"

- innovaties in O&M[21]: delen van *assets*, optimale planning van onderhoud, meer preventief onderhoud.

43. Deze innovaties zullen uiteindelijk leiden tot een daling van de LCOE van *offshore* windenergie. Het is echter onduidelijk welke kostendaling elke technologische vooruitgang met zich mee zal brengen en wanneer deze zal plaatsvinden. Uit gesprekken met een leverancier van turbines blijkt dat kostendalingen tegen 2020 mogelijk zijn, maar het is onduidelijk in welke stappen deze daling zal plaatsvinden. Om deze kostendalingen te realiseren en dus om technologische vooruitgang te boeken, is er echter ook nood aan een *track record.* Het behalen van een *track record* als voorwaarde voor het realiseren van verdere kostendaling door technologische vooruitgang wordt ook aangehaald door ECN[22], ABN Amro[23] en Ernst&Young[24].

Zes Belgische *offshore* parken dienen nog gebouwd te worden (Nobelwind[25], Rentel, Norther, Mermaid, Northwester II en Seastar). Hoogst waarschijnlijk zal dit gebeuren in de periode 2017-2020. Tijdens de *financial close* worden de investeringskosten voor deze projecten vastgelegd (ongeveer 1,5 jaar voor de start van de bouw). De eventuele offertes voor de Nederlandse tender zullen echter eveneens gebaseerd moeten zijn op de beschikbare prijzen voor offshore windenergie op het moment van de indiening van de offertes (maart 2016). Significante prijsdalingen die na 2018 of later plaatsvinden zijn dus niet van toepassing op deze parken.

44. Daarnaast kan vastgesteld worden dat het plaatsen van windturbines op minder gunstige plaatsen (groter wordende afstand tot de kust, grotere waterdieptes, slechte bodemcondities, …) een kostenstijging veroorzaken. De meeste van deze parameters waren evenwel reeds gekend bij de aanvraag van de domeinconcessie en justifiëren geen verhoging van de ondersteuning. Slechte bodemcondities behoren weer tot het ondernemersrisico.

45. Internationale studies geven geen eenduidig beeld over de investeringskosten. Een vergelijking tussen cijfers maken wordt bemoeilijkt door het feit dat het niet altijd duidelijk is welke kosten al dan niet worden opgenomen zoals de aansluitingskosten, de ontmantelingskosten, de ontwikkelingskosten, de financieringskosten enzovoort. Daarnaast

[21] Operations & Maintenance
[22] ECN (2015), Kosten wind op zee 2015, ECN-N-15-014, p.11.
[23] ABN AMRO (2015), *Offshore* windenergie in een stroomversnelling, p. 14.
[24] Ernst&Youny(2015), Offshore Wind in Europe, Walking the tightrope to success, p. 9.
[25] Nobelwind wordt gebouwd in de periode 2016-2017, maar valt onder een ander ondersteuningssysteem.

zijn de ligging van de *offshore* parken en de bodemgesteldheid verschillend tussen de landen.

Fichtner en Prognos[26] geven een evolutie weer van de investeringskosten van 3.753.000 EUR/MWh in 2013 naar 3.213.000 EUR/MW in 2023. Deze cijfers zijn representatief voor een Duits windpark met een waterdiepte van 30 meter en een ligging op 40 km van de kust. De ontmantelingskosten en de aansluitingskosten zijn hierin niet opgenomen. IEA[27] schat de gemiddelde investeringskost in op 4.985.000 EUR/MWh, terwijl ECN cijfers weergeeft van 2.500.000 EUR/MW (exclusief aansluitingskosten) tot 3.200.000 EUR/MW (inclusief aansluitingskosten). ECN[28] neemt geen ontwikkelings- en ontmantelingskosten op en houdt rekening met beperkte financieringskosten[29].

II.3.3 Norther en Rentel

46. Momenteel contacteren Norther, Rentel en Nobelwind de markt voor de keuze van een turbine en *Balance of Plant.* Deze *offshore* windparken stellen momenteel geen significante prijsdalingen (investeringskost/MW) op de markt vast. Een verklaring hiervoor is:

- gestegen kosten voor funderingen en plaatsing door de ligging van de domeinconcessie (grotere waterdieptes);
- gestegen kosten voor funderingen door de grotere windturbines. Deze kosten kunnen in de toekomst dalen door het behalen van een *track record*.

47. Norther heeft op basis van een Europese aanbesteding de leveranciers voor de levering en de plaatsing van de turbines, de funderingen en de *infield* kabels gekozen.

[26] Fichtner en Prognos (augustus 2013), *Cost reduction Potentials of Offshore Wind Power in Germany*, p. 21, p101.
[27] IEA (2015), *Projected Costs of Generating Electricity*, *2015 edition*, p. 37.
[28] ECN (2015), Kosten wind op zee 2015, ECN-N-15-014, p.4.
[29] Indien een vergelijking van cijfers wordt gemaakt tussen de verschillende landen dient men rekening te houden met de specifieke kenmerken. Bijvoorbeeld in Nederland worden de domeinconcessies toegekend op basis van *tendering*. De ontwikkelingskosten worden grotendeels gedragen door de Nederlandse overheid. De winnaar van de tender krijgt naast het bodemonderzoek ook alle vergunningen dadelijk toegekend. Hierdoor liggen het ontwikkelingsrisico en de bijhorende kosten veel lager in Nederland dan in België. In België neemt de ontwikkelingsfase van een *offshore* project enkele jaren in beslag alvorens men *financial close* kan bereiken, dit in tegenstelling tot Nederland.

Rentel heeft voor de maritieme werken echter geen Europese aanbesteding gedaan, maar enkel een prijsofferte aan een aandeelhouder gevraagd. Deze prijs werd, op vraag van de andere aandeelhouder, gecheckt door een externe consultant op basis van een benchmark met andere projecten. De CREG kan moeilijk de marktconformiteit van de offerte voor de maritieme werken inschatten, gelet op het feit dat de prijs meebepaald wordt door de kwaliteit. Voor de overige componenten heeft Rentel wel een aanbesteding uitgeschreven.

Momenteel zijn beide projecten in de laatste fase van het kiezen van de *preferred supplier.* [Vertrouwelijk][30].

Tabel 6: Investeringskosten Norther en Rentel

EUR/kW	Norther	Rentel
Turbines	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Funderingen	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Maritime werken (plaatsing turbines + funderingen)	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Infield kabels (aankoop + plaatsing)	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Tangible CAPEX	**[vertrouwelijk]**	**[vertrouwelijk]**
Financing costs	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Verzekeringen	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Ontwikkelingskosten	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Intangible CAPEX	**[vertrouwelijk]**	**[vertrouwelijk]**
TOTAL CAPEX excl netaansluiting	**[vertrouwelijk]**	**[vertrouwelijk]**

48. Bij de berekening van de LCOE neemt de CREG [vertrouwelijk] EUR/MW op als investeringskost voor Norther, zoals weergegeven in tabel 6. Voor Rentel worden een deel van de kosten niet weerhouden ([vertrouwelijk] EUR/MW) op basis van een vergelijkende analyse met andere projecten. Hierdoor worden de investeringskosten geschat op [vertrouwelijk] EUR/MW voor Rentel.

De hogere investeringskost voor Rentel heeft verschillende oorzaken. Enerzijds waren er bij de domeinconcessieaanvraag een aantal gekende verschillen tussen Norther en Rentel, zoals de grotere waterdieptes, de grotere afstand tot de kust en de ingesloten ligging van Rentel ten opzichte van Norther. Anderzijds waren er ook een aantal niet gekende verschillen, zoals de voor Rentel geldende slechte bodemkarakteristieken alsook de impact van de ingesloten ligging op de externe wake effecten. Deze vaststellingen dienen dan ook in hoofde van Rentel als “tegenvallers” beschouwd te worden.

[30] [Vertrouwelijk].

De reeds vooraf gekende mindere aspecten van de Rentel-domeinconcessie zouden in principe geen aanleiding mogen geven tot een hogere LCOE. Ook de niet gekende nadelige aspecten van de domeinconcessie (de zogenaamde “tegenvallers”) behoren in principe te worden toegerekend aan het ondernemersrisico en zouden dan ook enkel een impact moeten hebben op de RoE van de investeerder. Het ondernemersrisico werd immers vertaald in een risico-premie waardoor er ex-ante een hoge RoE voorzien werd.

49. De CREG stelt zich de vraag in welke mate de prijzen die werden ontvangen door de domeinconcessiehouders niet beïnvloed worden door de hoogte van de ondersteuning die momenteel voor de Belgische offshore parken geldt. De CAPEX prijzen liggen immers ver boven het niveau dat in de ECN studie werd vermeld (2.600 EUR/kW).

50. De ontmantelingsprovisie wordt apart opgenomen in de berekening van de LCOE. Een bedrag van 14.215.102 EUR[31] wordt jaarlijks aangelegd in de jaren 16-20 van de exploitatieperiode.

II.4 Onderhoudskosten

II.4.1 Vergelijking met de eerste drie *offshore* parken

51. Voor de analyse van de onderhoudskosten worden enkel de cijfers voor de volledig operationele windparken weergegeven. Aangezien de opbouw van een *offshore* windpark gradueel gebeurt, is er een vertekening tussen de kosten enerzijds en het geïnstalleerd vermogen/het aantal produceerde MWh anderzijds wanneer een park in opbouw is. De Belgische *offshore* parken zijn volledig operationeel sinds:

- C-Power sinds september 2013 voor de volledige capaciteit van 325,20MW;
- Belwind sinds december 2010 operationeel met 165 MW;
- Northwind sinds juli 2014 met 216 MW.

Daarom worden enkel de cijfers van C-Power voor 2014 en Belwind voor de periode 2011-2014 weerhouden in de analyse hierna.

[31] Dit bedrag is het gemiddelde van alle ontmantelingsprovisies zoals vandaag vastgesteld voor de verschillende domeinconcessies.

52. De onderhoudskosten variëren tussen 35,10 EUR/MWh en 41,98 EUR/MWh en bestaan uit de volgende componenten:

- een vast onderhoudscontract met de turbineleverancier voor een looptijd van 15 jaar en met een gegarandeerde beschikbaarheid van circa 95%;
- de kosten voor het verzekeren van materiële schade en het geleden inkomstenverlies;
- de kosten voor het onderhoud van de elektrische infrastructuur en de funderingen;
- de ontmantelingsprovisie, betreft de boekhoudkundige opbouw van de provisie conform het Ministerieel Besluit[32];
- de kosten voor de monitoring door BMM (verplichte bijdrage gedurende 5 jaar conform het ministerieel besluit van de toekenning van de domeinconcessie);
- de overige kosten zoals personeelskosten, de huur van gebouwen, ICT, transmissienettarieven, …

Tabel 7: Overzicht onderhoudskosten C-Power en Belwind

	C-Power	Belwind			
EUR/MWh	**2014**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
Onderhoudscontract turbines	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Verzekeringen	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
MBOP/EBOP	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Ontmantelingsprovisie	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Monitoring BMM	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Overige (personeelskost, ICT, …)	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Totale OPEX	**[vertrouwelijk]**	**[vertrouwelijk]**	**[vertrouwelijk]**	**[vertrouwelijk]**	**[vertrouwelijk]**

53. De hoge OPEX kost wordt grotendeels veroorzaakt door de kosten voor de verschillende garanties die gevraagd worden door de financiële instellingen. Een hoge kostprijs wordt hiervoor betaald:

- vast onderhoudscontract van 15 jaar met een beschikbaarheidsgarantie;
- verzekering voor *business interruption*.

[32] De kosten voor de ontmantelingsprovisie worden in de LCOE-berekening niet mee opgenomen in de OPEX, maar in de CAPEX (zie paragraaf 21).

54. Dezelfde kostencomponenten komen bij alle *offshore* parken voor. Toch zijn er verschillen tussen de cijfers die het gevolg kunnen zijn van:

- een verschuiving van kosten tussen OPEX en CAPEX;
- een andere strategie voor het onderhoud van elektrische infrastructuur en funderingen.

55. Internationale studies geven dezelfde grootteorde van OPEX weer. Het Fraunhofer[33] instituut schat de OPEX kost voor *offshore* windenergie in op 35,00 EUR/MWh. ECN neemt in haar recente studie een waarde van 125.000EUR/MW op die geïndexeerd[34] wordt over de looptijd. Om een vergelijking te kunnen maken met de cijfers van de Belgische parken worden de cijfers van ECN omgezet in de tabel hierna. Hieruit blijkt dat de cijfers aansluiten met de cijfers voor de Belgische *offshore* parken.

Tabel 8: OPEX ECN

OPEX	EUR/MW	Vollasturen	EUR/MWh
Jaar 1-5	125.000	4000	31,25
Jaar 6-10	150.000	4000	37,5
Jaar 11-20	162.500	4000	40,625
Gemiddelde op 20 jaar			**37,5**

II.4.2 Norther en Rentel

56. Rentel en Norther onderhandelen momenteel de contracten voor het onderhoud van de turbines, de verzekeringen en anderen. De cijfers die zij voorleggen situeren zich in dezelfde grootteorde als de eerste Belgische *offshore* parken en internationale studies. De equivalente jaarlijkse vaste OPEX kost varieert van [vertrouwelijk] EUR/MWh tot [vertrouwelijk] EUR/MWh.

57. In studie (F)130626-CDC-1258 heeft de CREG de OPEX kost ingeschat op 30,00 EUR/MWh. Op basis van de reële cijfers van C-Power en Belwind, de offertes van Rentel en Norther en internationale studies kan de CREG vaststellen dat deze assumptie

[33] Fraunhofer (2013), *Levelised cost of electricity renewable energy technologies*, november 2013, p. 11.
[34] Voor jaar 1 tot en met 5 wordt de OPEX kost geschat op 125.000 EUR/MW, voor jaar 6-10 op 150.000 EUR/MW en voor jaar 11-20 op 162.500 EUR/MW.

onderschat is. Voor de berekening van de LCOE zal de CREG de OPEX kosten verhogen en rekening houden met de cijfers[35] doorgegeven door Rentel en Norther.

II.5 Financieringskosten

II.5.1 Financiering vreemd vermogen door projectfinanciering

58. *Offshore* windparken worden gefinancierd op basis van projectfinanciering. Hierbij wordt een krediet genomen ter financiering van het project, waarbij in eerste instantie de kasstromen, die door het project worden gegenereerd, worden aangewend om het krediet terug te betalen. In tegenstelling tot andere vormen van financiering, staat hier de rentabiliteit van het project centraal[36].

59. Uit gesprekken met financiële instellingen blijkt dat een stabiele en voorspelbare *cashflow* de voornaamste eis is. Om dit te waarborgen, leggen financiële instellingen bepaalde voorwaarden op zoals;

- de looptijd van de *PPA*[37] en het onderhoudscontract is minstens even lang als de looptijd van het krediet;
- de *PPA* en het onderhoudscontract worden aangegaan met een sterke tegenpartij, zijnde een partij waarop men 15 jaar kan vertrouwen, dit betekent een tegenpartij met een goede *rating*;
- goede *availability* percentages en boetes bij onbeschikbaarheden dienen opgenomen te worden in het onderhoudscontract.

60. Financiële instellingen rekenen de kosten voor het ter beschikking stellen van het gevraagde kapitaal en het risico door op verschillende manieren tijdens de bouwfase en de exploitatiefase van het project.

61. Bij *financial close* dient de *arrangement fee* betaald te worden. Deze *fee* is gelijk aan een vast percentage[38] van het geleende kapitaal. Tijdens de bouwfase dient het project *commitment fees* en intercalaire interesten te betalen. Al deze financieringskosten zijn verbonden aan de bouwfase van het project en worden mee opgenomen in de CAPEX

[35] In de berekening van de LCOE wordt een opex bedrag per jaar opgenomen (en dus niet een equivalente jaarlijkse vaste kost over de periode).
[36] Laveren, E., Engelen, P-J., Limère, A. en Vandemaele, S., Handboek Financieel Beheer, Intersentia, 2002, p. 438.
[37] Power Purchase Agreement
[38] Dit percentage is ongeveer 2%.

kosten. Zoals blijkt uit randnummer 40, maken al deze financieringskosten een belangrijk deel uit van de CAPEX.

62. Tijdens de exploitatie van het project wordt het geleende kapitaal terugbetaald over een periode van 15 jaar. De kostprijs of het interestpercentage van de lening wordt bepaald op basis van volgende componenten:

- langetermijnrente op 15 jaar;
- *hedge premium*: 20 basispunten;
- marge banken: 275 à 325 basispunten.

63. Op basis van de huidige lage termijnrente kan de interestkost vastgelegd worden op 4,5%, in plaats van de 6% zoals opgenomen in studie (F)130626-CDC-1258. Ter vergelijking, in haar recentste rapport schat ECN deze kost in op 5,5%[39].

II.5.2 Financiering eigen vermogen

64. Het rendement op het eigen vermogen is een vergoeding voor het ter beschikking stellen van het kapitaal en het genomen risico van de investeerders. De bouw en de exploitatie van een windmolenpark gaan gepaard met grote risico's die gedragen worden door de investeerders. De ontwikkelingsfase[40] van een project neemt enkele jaren in beslag. Gedurende deze periode nemen de investeerders enkele *commitments* zonder zekerheid op slagen van het project. Zo wordt er een projectteam samengesteld en dienen er bepaalde bodemonderzoeken te gebeuren. Gedurende deze fase is het project ook blootgesteld aan veranderingen in het regulatoire kader.

Het rendement op het eigen vermogen[41] blijft ingeschat op 12%. Dit is een aanvaardbaar rendement voor de genomen risico's. Ter vergelijking, in Nederland en Duitsland wordt een *return on equity* toegekend van respectievelijk 15%[42] en 14%[43]. De CREG merkt op dat het vastleggen van het rendement eerder een beleidskeuze is, zoals nu reeds bepaald in artikel 1, 10° van het koninklijk besluit van 16 juli 2002.

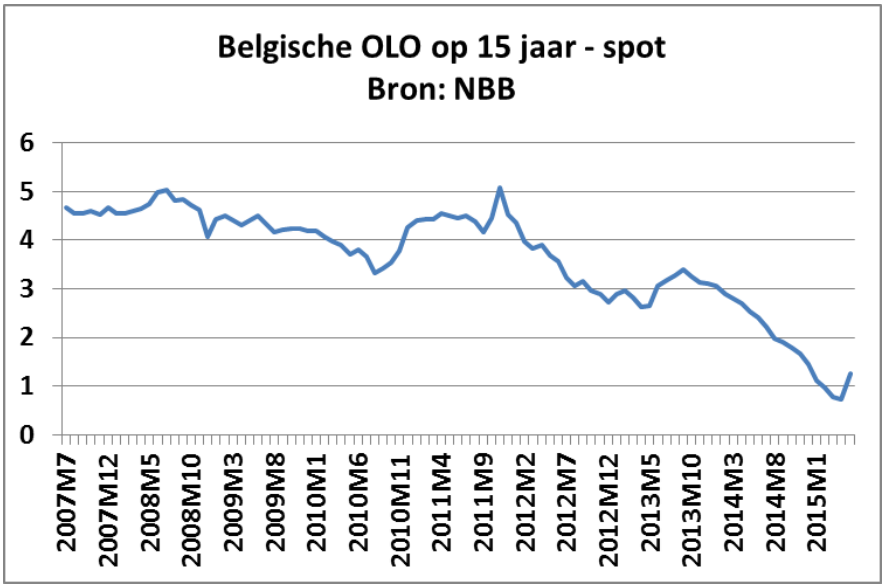
[39] ECN (2015), Kosten wind op zee 2015, ECN-N-15-014, p.3.
[40] De periode voor *financial close*.
[41] Het rendement op het eigen vermogen mag niet verward worden met de IRR of WACC van een *offshore* project. Het rendement op het eigen vermogen is de vergoeding voor het kapitaal dat de investeerders inbrengen.
[42] ECN (2015), Kosten wind op zee 2015, ECN-N-15-014, p.3.
[43] Fraunhofer (2013), *Levelised cost of electricity renewable energy technologies*, november 2013, p. 11.

Het door een investeerder gewenste rendement op eigen vermogen (verwachte RoE) is de risicovrije return op kapitaal vermeerderd met een risicopremie.

Verwachte RoE = risk-free rate + risicopremie

Indien men aanneemt dat het investeren in langlopende overheidsobligaties van de Belgische overheid vrij van risico is, dan kan de Belgische OLO op 15 jaar een goede benadering vormen voor de risicovrije return op kapitaal. Onderstaande figuur toont de evolutie aan van de Belgische OLO op 15 jaar.

Grafiek 3: Overzicht Belgische OLO op 15 jaar



De voorbije jaren stellen we een dalende trend vast van de OLO op 15 jaar : van 3,5 à 5 % tussen 2007 en 2012 tot ongeveer 1% in 2015.

De risicopremie vormt de vergoeding voor de investeerders van het risico welk gepaard gaat met de ontwikkeling, realisatie en uitbating van het offshore-project. De risicopremie bedroeg in 2013 ongeveer 9%. Dankzij de ervaring van de laatste jaren met de realisatie van offshore windmolenparken, zijn een aantal risico's voor investeerders afgenomen ten opzichte van het risico bij de bouw van de eerste windmolenparken. Anderzijds is de ervaring inzake de levensduur en de evolutie van de beschikbaarheid van de offshore windmolens momenteel nog beperkt, waardoor een bepaald risico blijft bestaan voor de huidige investeerders.

65. Bij de berekening van de LCOE wordt het rendement berekend over de periode van de exploitatie, zijnde 20 jaar, en wordt er geen rekening gehouden met de langere ontwikkelingsfase. Dit betekent dat het rendement op het eigen vermogen in realiteit dus lager zal liggen.

II.5.3 Financieringsstructuur

66. De verhouding eigen vermogen/vreemd vermogen blijft nog steeds 30% / 70%. Net zoals in 2013 eisen de financiële instellingen nog steeds een eigen vermogen van 30%.

II.6 Negatieve uren

67. De Ministerraad van 20 december 2013 heeft beslist dat *offshore* producenten ook een bijdrage dienen te leveren aan het evenwicht op het net. De bedoeling hiervan was om te vermijden dat de collectiviteit elektriciteitsproductie subsidieert op momenten dat de markt en het net een prijssignaal geven dat productie ontraadt. In artikel 14, §1*quinquies* van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 wordt vermeld dat de minimumprijs wordt vastgelegd op 0 EUR wanneer de productie plaatsvindt op een ogenblik waarop het onevenwichtstarief van toepassing is op een positief onevenwicht dat gelijk is aan of lager ligt dan -20,00EUR/MWh.

68. Volgens de CREG geeft de maatregel een *incentive* aan de domeinconcessiehouders (of hun evenwichtsverantwoordelijke) om actief deel te nemen aan de *balancing* markt. De *offshore* windmolens kunnen immers de nodige flexibiliteit bieden om te helpen een positief onevenwicht van de regelzone te beperken en er bestaat een redelijke kans dat bij een positief onevenwicht van de regelzone, de windmolens ook daadwerkelijk produceren en bijgevolg ook hun productie kunnen verminderen om het elektriciteitssysteem te helpen. Om te vermijden dat dit systeem een te grote negatieve impact heeft op de LCOE, werd ervoor gekozen om de toepassing van het systeem te beperken tot de eerste 288 kwarturen (wat overeenkomt met 72 uur) waar het onevenwichtstarief voor een positief onevenwicht kleiner is dan of gelijk is aan -20 EUR/MWh.

69. De invoering van dit mechanisme kwam er nadat de LCOE was vastgelegd. Hierdoor werd het nagestreefde doel bereikt zonder een verhoging van de LCOE. De eventuele kost (in feite gaat het over minder inkomsten) van het mechanisme kwam dus volledig ten laste van de *offshore* producent.

70. In het kader van de voorliggende studie wordt de LCOE berekend, rekening houdend met alle inkomsten en kosten. Het vastleggen van de minimumprijs op 0 EUR/MWh

tijdens de eerste 288 kwarturen van elk jaar waarvoor het onevenwichtstarief voor een positief onevenwicht gelijk is aan of lager ligt dan -20,00EUR/MWh, houdt aldus een inkomstenvermindering in voor de producent. Wanneer er redelijkerwijs wordt vanuit gegaan dat deze negatieve prijzen voor een positief onevenwicht zich voordoen bij een groot elektriciteitsoverschot, en dus bij een te hoge productie van elektriciteit die deels door hernieuwbare bronnen (soms maar niet noodzakelijk windenergie) wordt opgewekt, dan dienen deze verminderde inkomsten in de berekening van de LCOE te worden opgenomen wat leidt tot een verhoging van de LCOE. Dit komt bijgevolg neer op het op voorhand betalen van de vermindering van de inkomsten voor het geval deze negatieve onevenwichtstarieven zich voordoen bij een hoge elektriciteitsproductie door de windmolens. Indien deze negatieve onevenwichtstarieven zich niet of minder frequent voordoen, dan wordt de LCOE nodeloos verhoogd.

71. De CREG meent dan ook dat het verhogen van de LCOE om te anticiperen op eventuele toekomstige negatieve onevenwichtstarieven in het beste geval een nuloperatie is en in het slechtste geval (bij het minder vaak voorkomen van deze negatieve onevenwichtsprijzen) tot een oversubsidiëring leidt.

72. Verder wenst de CREG ook te wijzen op het feit dat er voor 2014 (en wellicht ook voor 2015) minder dan 288 kwartieren met negatieve onevenwichtstarieven voor een positief onevenwicht voorkomen (zie tabel 9). De daling van het aantal kwarturen met negatief onevenwichtstarief is deels te verklaren door de problemen met de beschikbaarheid van de nucleaire productie.

Tabel 9: Aantal kwarturen met een negatief onevenwichtstarief

Jaar	Aantal kwarturen met een negatief onevenwichtstarief (MDP < 0 EUR/MWh)	Aantal kwarturen met een groot negatief onevenwichtstarief (MDP < 0 EUR/MWh)
2012	618	363
2013	469	446
2014	234	230
2015 (1ste semester)	118	115

II.7 Beleidsperiode

73. Conform artikel 14 van het koninklijk besluit van 16 juli 2002, heeft de CREG rekening gehouden met een beleidsperiode van 20 jaar voor de berekening van de LCOE in 2013. De huidige ondersteuning voor *offshore* windenergie bepaalt immers dat de netbeheerder een aankoopverplichting van groenestroomcertificaten tegen de minimumprijs heeft gedurende een periode van 20 jaar.

74. Zoals reeds aangehaald in studie (F)130626-CDC-1258, worden de kosten en de opbrengsten van de volledige economische levensduur meegenomen bij de berekening van de LCOE. Men kan bijvoorbeeld een LCOE berekenen op 15 jaar of op 20 jaar. Het verschil tussen beide is de periode waarop alle kosten gerecupereerd worden. Hierdoor is de LCOE op 15 jaar hoger dan deze op 20 jaar.

75. De CREG stelt voor de levensduur van de LCOE te blijven koppelen aan de initiële levensduur van de domeinconcessie, zijnde 20 jaar, en bijgevolg de LCOE te berekenen op 20 jaar. Een ondersteuning op 15 jaar (of korter) kan mogelijk leiden tot financieringsproblemen voor de domeinconcessies. Bij de bepaling van de looptijd van de lening houden banken rekening met de duur van de ondersteuning. De looptijd van de lening zal, volgens bancaire bronnen, 2 à 3 jaar korter zijn dan deze van de ondersteuning. De banken leggen deze *tail* op om een zekerheid qua terugbetalingscapaciteit te creëren. Commerciële banken zijn geen vragende partij voor een hogere LCOE op een kortere beleidsperiode (bijvoorbeeld op 10 jaar). Hoewel enerzijds het risico op inkomstenverlies gerelateerd aan de onbeschikbaarheid van de windmolens ten gevolge van veroudering daalt, zien zij ook een bijkomend risico op mogelijke grotere inkomstenverliezen (ten gevolge van de hogere minimumsteun) bij operationele problemen tijdens de kortere beleidsperiode.

II.8 Overige componenten

76. De overige componenten van de LCOE blijven ongewijzigd. De *unit* grootte wordt nog steeds vastgelegd op 300 MW aangezien dit een representatieve grootte is voor een Belgisch *offshore* park. De economische levensduur en de afschrijvingstermijn zijn vastgelegd op 20 jaar, conform de looptijd van de domeinconcessie en de technische levensduur van de turbines.

II.9 Berekening van de LCOE

II.9.1 Het model

77. De LCOE wordt berekend op basis van de onrendabele topberekening. De onrendabele top werd door ECN voor het eerst toegepast in 2003[44] in zijn advies over de onrendabele toppen voor de MEP-subsidies[45]. Dezelfde werkwijze hebben VITO en VEA overgenomen om de onrendabele top voor duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen te berekenen. Het onrendabele topmodel is een *discounted cashflow* model waarbij de onrendabele top of LCOE als functie van de *cashflows* en een minimum vereist rendement op kapitaal wordt berekend.

78. De *cashflow* wordt in dit model vereenvoudigd voorgesteld. Sommige vereenvoudigingen leiden tot een onderschatting van de LCOE, zoals onder meer:

- in het model wordt het park gebouwd in jaar 0 en gebeurt de exploitatie in jaar 1 tot en met jaar 20. In realiteit nemen de ontwikkelings- en bouwfase meerdere jaren in beslag. In het model wordt dit niet opgenomen en dit heeft als gevolg dat er geen rekening wordt gehouden met een vergoeding van het eigen vermogen indien de ontwikkelings- en bouwfase langer duurt dan één jaar;
- er wordt geen rekening gehouden met de financieringskosten voor het aanleggen van de DSRA[46].

Andere vereenvoudigingen leiden evenwel tot een overschatting van de LCOE, zoals onder meer:

- de *cashflow* in het model houdt geen rekening met toegekende fiscale voordelen zoals de notionele interestaftrek en fiscale optimalisatietechnieken;
- er wordt belastingtechnisch geen rekening gehouden met het feit dat de projecten via projectfinanciering tot stand komen.

[44] M. de Noord en E.J.W van Sambeek. Onrendabele top berekeningsmethodiek, augustus 2003.
[45] MEP = Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie
[46] Debt Service Reserve Account

II.9.2 Berekening van de LCOE

79. Op basis van de bovenstaande vaststellingen, heeft de CREG de LCOE opnieuw berekend. Deze bedraagt 127,04 EUR/MWh voor Norther en 134,49 EUR/MWh voor Rentel. Tabel 10 geeft de samenvatting van alle assumpties die in rekening worden genomen. Indien de LCOE waarde van Norther ook wordt toegekend voor Rentel, zou de RoE van Rentel dalen van 12,0% tot 9,75%.

Tabel 10: Assumpties van de LCOE

INPUTVARIABELEN	Eenheid	Studie 1258	Norther	Rentel
Unit grootte	MW	300	300	300
Bedrijfstijd/vollasturen	Uren/jaar	3500	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Economische levensduur	Jaar	20	20	20
Investeringskosten (excl. Aansluitingskosten)	Euro/kW	3435	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Ontmantelingsprovisie (exploitatiejaren 16-20)	Euro/jaar	-	14.215.102	14.215.102
Onderhoudskosten variabel	Euro/MWh	30,00	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Investeringsaftrek (IA)		13,5%	13,5%	13,5%
Gedeelte van de investering in aanmerking IA		86%	86%	86%
Rente lening		6%	4,50%	4,50%
Vereiste return on equity		12%	12%	12%
Equity share in investering		30%	30%	30%
Debt share in investering		70%	70%	70%
Vennootschapsbelasting		34%	34%	34%
Termijn lening	Jaar	15	15	15
Afschrijvingstermijn	Jaar	20	20	20
Beleidsperiode	Jaar	20	20	20
LCOE	**EUR/MWh**	**140,81**	**127,04**	**134,49**

II.10 Analyse van de kabelsubsidie

II.10.1 De berekening van de kabelsubsidie van 12 EUR/MWh

80. In studie (F)130626-CDC-1258 heeft de CREG de toen geldende ondersteuning onderzocht en aangepast aan enkele evoluties. Het overdragen van de kosten voor de aansluiting van de domeinconcessiehouder naar de transmissienetbeheerder was één aanpassing. De ondersteuning voor *offshore* windenergie diende aangepast te worden indien er werd aangesloten op een stopcontact op zee. Een groot gedeelte van de aansluitingskosten (de kosten voor de hoogspanningskabel, het hoogspanningsstation en de *onshore* aansluiting) worden dan immers niet meer gedragen door de domeinconcessiehouder. In de oorspronkelijke investeringskost van 3.800.000 EUR/MW

werd 365.000 EUR/MW opgenomen voor de kosten van deze *assets*. Indien deze kosten niet door de domeinconcessiehouder gedragen worden (maar wel door de transmissienetbeheerder), daalt de LCOE met 12,00 EUR/MWh. Deze daling van de LCOE houdt al rekening met het niet uitkeren van de kabelsubsidie van 25.000.000 EUR indien de aansluiting gebeurt via een stopcontact op zee.

81. De berekening van de kost van de aansluiting (zijnde 25.000.000 EUR + 12,00 EUR/MWh) houdt dus geen rekening met individuele verschillen tussen *offshore* windparken, zoals de ligging ten opzichte van een *onshore* aansluitingspunt. Dit is historisch zo gegroeid, aangezien er geopteerd is voor een gemiddelde ondersteuning die voor elk *offshore* park dezelfde is. Uit deze ondersteuning is vervolgens de gemiddelde kost voor de aansluiting geëlimineerd.

II.10.2 Kost van de individuele aansluiting van Norther en Rentel

82. De Ministerraad van 25 juni 2015 heeft de goedkeuring aan Rentel en Norther verleend om zich rechtstreeks aan te sluiten op het *onshore* nog te bouwen onderstation van Stevin (dat deel uitmaakt van het *onshore* transmissienet). Beide *offshore* parken hebben de markt geconsulteerd voor de aanbesteding van de turbines, de funderingen en de plaatsingswerken. Ook voor de aankoop en de plaatsing van het *offshore* hoogspanningsstation en voor de *onshore* en *offshore* hoogspanningskabel is er een leverancier gezocht. Tabel 11 geeft een overzicht van de weerhouden offertes voor wat betreft de aansluiting op het transmissienet.

Tabel 11: Overzicht aansluitingskosten Norther en Rentel[47]

Kosten aansluiting	Rentel	Norther
Afstand tot de kust (km)	42	22
Geïnstalleerd vermogen	295	350
Export kabel	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Onshore kabel	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Offshore substation	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Totaal Kosten aansluiting (EUR)	**[vertrouwelijk]**	**[vertrouwelijk]**
- Kabelsubsidie (EUR)	**-25.000.000**	**-25.000.000**
Kost netaansluiting LCOE (EUR)	**[vertrouwelijk]**	**[vertrouwelijk]**
Kost netaansluiting LCOE (EUR/MW)	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]

[47] Een grondige controle van deze aansluitingskosten op basis van analyse van de aangeboden offertes dient nog te gebeuren.

83. In de studie (F)130626-CDC-1258 is de kostprijs van de netaansluiting geschat op 365.000 EUR/MW. Dit heeft een impact van 12,00 EUR/MWh op de LCOE op basis van 3.500 vollasturen. Op basis van de nieuwe assumptie voor vollasturen, daalt de kostprijs naar 11,16 EUR/MWh. De impact voor Norther en Rentel wordt berekend in de tabel hierna.

Tabel 12: Kabelsubsidie Norther en Rentel

	Op basis van 3.500 vollasturen			Op basis van 3.700 vollasturen		
Kosten aansluiting - Impact op LCOE	**Studie 1258**	**Rentel**	**Norther**	**Studie 1258 herrekend**	**Rentel**	**Norther**
Investeringskost netaansluiting (EUR/MW)	365.000	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	365.000	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]
Kostprijs (EUR/MWh)	12,00	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]	11,16	[vertrouwelijk]	[vertrouwelijk]

Zoals blijkt uit bovenstaande tabel is de huidige kabelsubsidie van 25.000.000 EUR en 12,00 EUR/MWh onvoldoende voor Rentel en ruim voldoende voor Norther. De CREG is voorstander van een *level playing field* tussen de verschillende parken en stelt dan ook voor de kabelsubsidie per park te differentiëren.

III. RICHTSNOEREN STAATSSTEUN TEN BEHOEVE VAN MILIEUBESCHERMING EN ENERGIE 2014-2020

84. In de voormelde brief verwijst de minister naar het regeringsakkoord dat het volgende bepaalt: “De regering zal de steunmechanismen voor de ondersteuning van hernieuwbare energie conformeren aan de richtsnoeren voor staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020 van de Europese Commissie”.

85. Op 9 april 2014 heeft de Europese Commissie de nieuwe richtsnoeren[48] staatssteun aangenomen. Deze richtsnoeren vervangen de richtsnoeren uit 2008 en zijn in werking getreden op 1 juli 2014. Alvorens te onderzoeken of de bestaande steunmechanismen conform de richtsnoeren zijn, moeten we ons eerst afvragen of deze richtsnoeren van toepassing zijn op deze mechanismen.

[48] Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2019 (2014/C 200/01) (hierna: de richtsnoeren)

86. De onderstaande analyse is slechts een eerste controle en werd uitgevoerd binnen een beperkte termijn en onder voorbehoud van een verschillende appreciatie van de Europese Commissie, de enige bevoegde overheid in casu[49].

III.1 Kwalificatie Staatssteun

87. Het toepassingsgebied van de richtsnoeren wordt beschreven in paragraaf 13 ervan: "*Deze richtsnoeren zijn van toepassing op staatssteun ten behoeve van doelstellingen op het gebied van milieubescherming of energie in alle sectoren die onder de toepassing van het Verdrag vallen* […]". In de inleiding van de richtsnoeren wordt in herinnering gebracht dat staatssteun in beginsel is verboden volgens artikel 107.1 van het verdrag om te beletten dat die de mededinging op de interne markt verstoort.

88. Artikel 107.1 van het verdrag betreffende de werking van de Europese Unie (hierna "het VWEU" genoemd) bepaalt het volgende: *"steunmaatregelen van de staten of in welke vorm ook met staatsmiddelen bekostigd, die de mededinging door begunstiging van bepaalde ondernemingen of bepaalde producties vervalsen of dreigen te vervalsen, [zijn] onverenigbaar met de interne markt, voor zover deze steun het handelsverkeer tussen de lidstaten ongunstig beïnvloedt*".

89. Een steunmaatregel die beschouwd wordt als staatssteun is niet noodzakelijk onverenigbaar met het VWEU. Artikel 107.2 somt een aantal steunmaatregelen op die van rechtswege verenigbaar zijn met het VWEU. Artikel 107.3 beschrijft andere steunmaatregelen die als verenigbaar kunnen worden beschouwd omdat ze welbepaalde doelstellingen nastreven. De commissie verleent vrijstelling voor deze steunmaatregelen, hetzij per categorie, hetzij op individuele basis.

De richtsnoeren die werden aangenomen op basis van artikel 107.3, c) van het verdrag leggen een kader vast om te bepalen aan welke voorwaarden staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie moet voldoen om, volgens de Europese Commissie, verenigbaar te zijn met het VWEU.

90. Voor elke staatssteun moet de Europese Commissie in elk geval een voorafgaande aanmelding ontvangen, behalve indien ervoor uitdrukkelijk vrijstelling werd verleend. Anders zal die als onwettig worden beschouwd.

[49] J. FAULL & A. NIKPAY (ed.), *The EU Law of Competition*, 3ème ed., Oxford, 2014, p. 2003.

91. Uit hetgeen voorafgaat blijkt dat de richtsnoeren enkel betrekking hebben op de staatssteun in de zin van artikel 107 van het VWEU, indien de bedoelde staatssteun geen staatssteun is in de zin van deze bepaling, zijn de richtsnoeren er niet van op van toepassing.

Er dient dan ook te worden onderzocht of de steunmaatregelen voor offshore elektriciteit als staatssteun kunnen worden beschouwd in de zin van het VWEU.

92. Conform artikel 107.1 van het VWEU en volgens vaste rechtspraak dient staatssteun aan de volgende voorwaarden te voldoen: de steun (i) wordt geboden door de staat (d.w.z. dat de staat die zelf heeft voorzien of georganiseerd), (ii) wordt rechtstreeks of onrechtstreeks toegekend via staatsmiddelen, (iii) begunstigt, (iv) bepaalde ondernemingen (v) met een vervalsing van de mededinging en een ongunstige beïnvloeding van het handelsverkeer tussen de lidstaten tot gevolg.

93. Een van de meest besproken zaken rond dit thema is de vraag of de overheidsgelden worden gebruikt voor deze steunmaatregel.

In een arrest van 13 maart 2001, *PreussenElektra AG,* vermeldde het hof van justitie dat enkel de voordelen die rechtstreeks of zijdelings met staatsmiddelen zijn bekostigd of door een van overheidswege ingesteld of aangewezen publiek- of privaatrechtelijk lichaam te beschouwen zijn als steunmaatregelen. Het hof stelde dan ook dat "*de aan de particuliere elektriciteitsbedrijven opgelegde verplichting tegen minimumprijzen elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen af te nemen, geen enkele rechtstreekse of zijdelingse overdracht van staatsmiddelen aan de producenten van dit soort elektriciteit met zich meebrengt*"[50].

94. De Europese Commissie heeft deze rechtspraak toegepast om de federale steunregeling ten behoeve van hernieuwbare energie waarvan ze in 2001 in kennis werd gesteld, te evalueren. In een beslissing van 2 augustus 2002 stelde de commissie dat de aan de beheerders van het federale elektriciteitsnet opgelegde verplichting om groenestroomcertificaten te kopen aan een vaste prijs geen staatssteun vormde in de zin van artikel 107.1 van het VWEU[51]. De commissie heeft zich enerzijds gebaseerd op de redenering dat Elia geen openbaar bedrijf is in de zin van richtlijn 80/723/EEG betreffende de doorzichtigheid in de financiële betrekkingen tussen lidstaten en openbare bedrijven en anderzijds dat de voorziene tarifaire heffing om de kost van de opkoopverplichting te dekken

[50] C.J.U.E., 13 mars 2001, affaire C-379/98, *PreussenElektra AG*, §§ 58-59.
[51] Europese Commissie, Besluit N 14/2002, C(2002)2904 fin.

niet verloopt via een fonds dat door de staat wordt beheerd of aangeduid. Volgens de Europese Commissie is het ondersteuningsmechanisme dan ook identiek aan dat in de zaak *PreussenElektra*.

95. De rechtspraak van het hof van justitie is echter wel geëvolueerd. In een arrest van 19 december 2013, *Association Vent de colère ! et autres*[52], heeft het hof zich uitgesproken over een Frans mechanisme voor de compensatie van kosten die werden opgelegd aan elektriciteitsbedrijven omwille van een verplichting om elektriciteit die werd opgewekt met windenergie af te nemen aan een prijs die hoger was dan de marktprijs en waarvan de financiering wordt gedragen door de eindverbruikers.

Het hof heeft rekening gehouden met de volgende elementen om, *in fine*, te besluiten dat de sommen die werden gebruikt voor de steunmaatregel constant gecontroleerd werden door de staat en dus ter beschikking waren van de autoriteiten en dat het steunmechanisme dan ook werd toegekend aan de hand van staatsmiddelen (§ 22 tot 33):

- de bedragen om de meerkosten van de afnameverplichting te compenseren worden geïnd bij alle eindverbruikers van elektriciteit;
- het bedrag dat elke eindverbruiker van elektriciteit dient te betalen wordt jaarlijks vastgesteld door de minister die bevoegd is voor energie, op voorstel van de CRE;
- er wordt een administratieve sanctie voorzien wanneer een eindverbruiker de bijdrage niet betaalt;
- de afnameverplichting die aan de operatoren wordt opgelegd, wordt volledig gedekt door de Franse staat;
- de bedragen die bij de verbruikers worden geïnd, worden gecentraliseerd op een rekening van de *Caisse des dépôts et consignations* - een publiekrechtelijke rechtspersoon - die ze uitkeert aan de betrokken operatoren en op die manier als tussenpersoon bij het beheer van die middelen optreedt;
- de *Caisse des dépôts et consignation* maakt geen enkele winst met deze activiteiten en haar beheerskosten worden betaald met de door de eindverbruikers van elektriciteit verschuldigde bijdragen.

Om de coherentie van zijn rechtspraak te verzekeren, verduidelijkt het hof van justitie in zijn arrest het verschil tussen het onderzochte mechanisme en het mechanisme dat aanleiding

[52] HvJ, 19 december 2013, zaak C-262/12, *Association Vent de colère ! Fédération nationale et autres*.

heeft gegeven tot het arrest PreussenElektra. Het stelt vast dat de particuliere ondernemingen in de zaak PreussenElektra door de staat niet met het beheer van staatsmiddelen waren belast, maar verplicht waren om met hun eigen financiële middelen aankopen te verrichten, zonder dat er een mechanisme voor de compensatie van kosten bestond naar aanleiding van deze afnameverplichting die door de lidstaat werd ingevoerd en gereglementeerd (§ 34 tot 36).

96. Dit steunmechanisme lijkt in casu op het mechanisme dat door het hof van justitie werd onderzocht in het arrest *Association Vent de colère !:*

- de meerkost voor de opkoop van groenestroomcertificaten wordt gecompenseerd door een toeslag - "toeslag groenstroomcertificaat" genoemd - die wordt toegepast op de tarieven van de transmissienetbeheerder. Volgens artikel 14*bis* van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 is de toeslag groenestroomcertificaat "verschuldigd door de eindverbruikers van elektriciteit die zich op het Belgisch grondgebied bevinden";
- de minister voor Energie bepaalt het bedrag van deze toeslag elk jaar op voorstel van de CREG (artikel 14*sexies*);
- er werd een degressiviteitsmechanisme ingevoerd voor sommige verbruikers, waarvan het bedrag wordt gecompenseerd door de begroting van de staat, na tussenkomst van de CREG (elektriciteitswet, art. 7, §1, 12e lid);
- uit het koninklijk besluit van 16 juli 2002 blijkt duidelijk dat de toeslag die werd geïnd bij de eindverbruikers van elektriciteit bestemd is om de volledige meerkost te dekken van de verplichting voor de transmissienetbeheerder om de groenestroomcertificaten te kopen;
- de transmissienetbeheerder werd door de wet aangeduid om de fondsen betreffende de compensatie van de aankoopverplichting te verzamelen en te beheren;
- uit artikel 14ter van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 blijkt dat de netbeheerder geen winst maakt op deze activiteit en dat zijn beheerskosten worden doorgerekend in de door de eindverbruikers van elektriciteit verschuldigde bijdragen;
- Elia is natuurlijk geen publiekrechtelijke instelling, maar een privaatrechtelijke onderneming. De CREG stelt echter vast dat de zaken zijn geëvolueerd sinds de voormelde beslissing van de commissie van 2 augustus 2002, waarin de commissie van oordeel was dat Elia geen openbaar bedrijf was in de zin van

richtlijn 80/723/EEG: enerzijds is het overheidsaandeelhouderschap van de onderneming van 30% gestegen naar 50%; anderzijds vertegenwoordigt de helft van de bestuurders van de onderneming de openbare vennoot; tot slot bepaalt de elektriciteitswet nu dat vertegenwoordigers van de federale regering mogen zetelen in de raad van bestuur van Elia en in bepaalde gevallen de mogelijkheid hebben om beslissingen op te schorten tot de minister zich erover uitspreekt (art. 9, §10bis). In een recente beslissing[53] stelde de Europese Commissie overigens het volgende: "*it is irrelevant whether the entity administering the State ressources is private or public*".

97. Uit hetgeen voorafgaat blijkt in casu dat de elektriciteitswet de transmissienetbeheerder de opdracht heeft gegeven om het steunmechanisme - namelijk een door de wet ingevoerd en gereglementeerd mechanisme, op basis waarvan alle meerkosten van de aankoopverplichting van groenestroomcertificaten die door de netbeheerder gedragen worden volledig worden gecompenseerd - te beheren.

98. De andere voorwaarden die de rechtspraak oplegt om als staatssteun te kunnen worden beschouwd, zijn gemakkelijker aan te tonen.

99. Eerst en vooral lijdt het geen twijfel dat het steunmechanisme sommige ondernemingen een selectief voordeel toekent. Groenestroomcertificaten garanderen de aankoop van hernieuwbare energie aan een gegarandeerde minimumprijs, die hoger ligt dan de marktprijs. Hierdoor worden de kosten die producenten van hernieuwbare energie normaal zouden hebben, verlicht. Die redenering wordt bevestigd in de recente beschikking van de Commissie van 25 november 2014, waarin zij een argumentatie dat die steun er net toe dient om een *level playing field* te creëren, verwierp[54]. Ook in dat geval werd een substantiële wijziging van een bestaand systeem als een nieuwe steunmaatregel beschouwd, waarop dus de nieuwe Richtsnoeren van toepassing dienden geacht te worden.

De maatregel is selectief omdat zij slechts een bepaald aantal ondernemingen ten goede komt, nl. producenten van hernieuwbare energie (mogelijks ook windenergie t.o.v. andere groene stroom in de mate dat bepaalde groene stroom niet van een dergelijke minimumprijs kan genieten).

100. Kortom, het steunmechanisme heeft een vervalsing van de mededinging en een ongunstige beïnvloeding van het handelsverkeer tussen de lidstaten tot gevolg. Dat is zeker

[53] Europese Commissie, besluit SA 33995 van 25 november 2014, C(2014) 8786 fin., § 135.
[54] *Ibidem.*

zo in het huidige geval aangezien de subsidies miljoenen euro's bedragen. Naast het bedrag blijkt uit de studie ook dat de Belgische offshore parken een impact (kunnen) hebben op de prestatievermogen van Nederlandse offshore parken. De ondersteunde activiteit kan dus een grensoverschrijdend effect hebben.

101. Tot besluit, en onder voorbehoud van een ander oordeel van de Europese Commissie, meent de CREG dat het mechanisme van de toeslag "groenestroomcertificaat" een staatssteun is in de zin van artikel 107.1 van het VWEU.

De Europese Commissie heeft overigens een gelijkaardig standpunt ingenomen betreffende het Duitse mechanisme inzake steun voor hernieuwbare elektriciteit (EU) in een besluit van 25 november 2014[55]; deze beslissing maakte echter het voorwerp uit van verschillende beroepen bij het Gerecht van de Europese Unie.

III.2 Noodzaak van een aanmelding

102. Er dient eveneens te worden onderzocht of het nieuwe steunmechanisme beschouwd moet worden als een nieuwe steun of een aanpassing van de bestaande steun.

De CREG stelt in dit opzicht het volgende vast:

- Volgens de recente rechtspraak van het hof van justitie zou het oorspronkelijke steunmechanisme voor offshore elektriciteit, dat in 2001 door België werd aangemeld, waarschijnlijk eveneens worden beschouwd als staatssteun; dit element is veelbetekenend, zoals de commissie stelde in haar voormelde beslissing EEG van 25 november 2014 (§ 148);
- Bovendien zijn er sinds 2001 verschillende wijzigingen aangebracht aan het mechanisme, waaronder (i) de gedeeltelijke stijging van het bedrag voor de aankoop van groenestroomcertificaten voor offshore elektriciteit, (ii) de gedeeltelijke tenlasteneming van de financiering van de onderzeese kabel door de netbeheerder en (iii) de invoering van een degressiviteits- en plafonneringsmechanisme van de groenestroomtoeslag ten behoeve van de grootverbruikers voor elektriciteit (zie in diezelfde zin beslissing EEG van de commissie, § 152);
- In tegenstelling tot wat denkbaar was bij de aanmelding van het originele mechanisme, heeft geen enkele regionale markt van groenestroomcertificaten

[55] *Ibidem*.

certificaten aanvaard die werden toegekend voor offshore elektriciteitsproductie, zodat de netbeheerder deze certificaten in de praktijk niet kan verkopen op eender welke markt;

- Tot slot wijzigt het koninklijk besluit van 4 april 2014 het oorspronkelijke steunmechanisme grondig, vooral omdat de forfaitaire hulp wordt vervangen door het LCOE-mechanisme en eveneens rekening houdt met de marktprijs voor elektriciteit. Bovendien wordt er voortaan een nieuw mechanisme voor de financiering van de onderzeese kabel voorzien door de elektriciteitswet.

Tot slot is de CREG van mening dat het steunmechanisme voor offshore elektriciteit, zoals beschreven in hoofdstuk II van deze studie, als een nieuwe steun mag worden beschouwd.

103. Gelet op het voorafgaande besluit dient de Europese Commissie in kennis te worden gesteld van de steunmaatregel. Anders zal de steun als onwettig worden beschouwd.

Artikel 108.3 van het VWEU bepaalt: "*De betrokken lidstaat kan de voorgenomen maatregelen niet tot uitvoering brengen voordat die procedure tot een eindbeslissing heeft geleid*".[56] Momenteel wordt het steunregime nog niet effectief toegepast in de zin dat er tot nog toe geen enkele betaling werd toegekend aan ondernemingen die van het nieuwe steunmechanisme kunnen genieten. Er dient wel te worden opgemerkt dat het nieuwe steunmechanisme al formeel van kracht is en dat er verschillende *financial closes* op het punt staan te worden ondertekend op basis van dit regime.

Volgens de CREG heeft het steunregime dus al uitwerking en had de Europese Commissie dan ook al in kennis moeten worden gesteld.

[56] In het Engels: "*The Member State concerned shall not put its proposed measures into effect until this procedure has resulted in a final decision*". De termen "*putting into effect*" werden door de Europese Commissie als volgt gedefinieerd: "*By 'putting into effect' it means not the action of granting aid to the recipient but rather the prior action of instituting or implementing the aid at a legislative level according to the constitutional rules of the Member State concerned. Aid is therefore deemed to have been put into effect as soon as the legislative machinery enabling it to be granted without further formality has been set up.*" (Brief van de Europese Commissie aan de lidstaten van 27 april 1989, SG (89) D/5521).

III.3 Conformiteit van de steunmechanismen met de richtsnoeren

III.3.1 Algemene beschouwingen

104. Een eerste kwestie betreft de toepasbaarheid ratione temporis van de richtsnoeren.

De richtsnoeren werden in april 2014 door de commissie aangenomen en op 28 juni 2014 gepubliceerd in het Publicatieblad. Volgens § 246 zijn ze van toepassing vanaf 1 juli 2014.

Het koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 werd op 4 april 2014 aangenomen en is op 14 juni 2014 in werking getreden, dus voor de inwerkingtreding van de richtsnoeren.

Echter, § 247 en 248 van de richtsnoeren bepalen echter het volgende:

> *"(247) De Commissie zal deze richtsnoeren toepassen op alle aangemelde steunmaatregelen waarover zij zich moet uitspreken nadat deze richtsnoeren van toepassing zijn geworden, zelfs wanneer de projecten vóór die datum zijn aangemeld. […]*
>
> *(248) Onrechtmatige milieusteun of energiesteun zal […] worden beoordeeld volgens de op het tijdstip van de toekenning van de steun toepasselijke regels."*

105. De richtsnoeren houden dus geen rekening met de datum waarop het steunmechanisme in werking is getreden in de lidstaat die het heeft ingevoerd, maar met de datum waarop het mechanisme werd aangemeld of als het niet werd aangemeld en aangemeld zou moeten zijn, de datum waarop de steun werd toegekend.

In casu werd er nog geen steun toegekend op basis van het nieuwe steunmechanisme: dit mechanisme moet volgens de CREG echter voorwerp uitmaken van een aanmelding bij de commissie. Wanneer het dossier bij de commissie aanhangig wordt gemaakt, zal de commissie de criteria uit de richtsnoeren erop toepassen.

106. De richtsnoeren bevatten een deel 3.2 over de algemene verenigbaarheidsvoorwaarden van de steunregimes. Die algemene voorwaarden zijn:

- het steunregime moet bijdragen aan een doelstelling van gemeenschappelijk belang (§ 30-33);
- de tussenkomst van de staat, via het steunmechanisme, moet noodzakelijk zijn (§ 34-39);

- de steunmaatregel moet een geschikt instrument zijn, d.w.z. dat het de beste manier moet zijn om bij te dragen aan de doelstelling van algemeen belang door de vergelijking met andere mogelijke beleidsinstrumenten (§ 40-48);
- de steun moet een stimulerend effect hebben, d.w.z. dat ze de begunstigde ervan ertoe aanzet zijn gedrag te veranderen (§ 49-68);
- de steun moet evenredig zijn, d.w.z. dat ze beperkt moet blijven tot het minimum dat nodig is om de beoogde doelstelling te verwezenlijken, (§ 69-87);
- de positieve effecten van de steun in termen van mededingingsdistorsies en beïnvloeding van het handelsverkeer tussen lidstaten moeten in termen van bijdrage aan de doelstelling van gemeenschappelijk belang opwegen tegen die negatieve effecten (§ 70-103);
- het steunregime moet transparant zijn (§104-106).

107. Het is niet de taak van de CREG om, in het kader van deze studie te onderzoeken of het steunregime wel degelijk beantwoordt aan de voormelde algemene criteria inzake verenigbaarheid. In principe zou de Belgische staat, in het kader van het kennisgevingsdossier, een afdoende rechtvaardiging ten aanzien van al deze criteria moeten voorleggen.

De brief van de minister vraagt de CREG overigens niet om de conformiteit van het steunregime ten aanzien van al de criteria in de richtsnoeren te onderzoeken, maar enkel of dit regime leidt tot een overcompensatie van offshore windenergie.

108. De richtsnoeren bevatten een deel 3.3 betreffende de steun voor energie uit hernieuwbare energiebronnen. In dit deel worden de algemene verenigbaarheidsvoorwaarden verduidelijkt die in deel 3.2 werden opgesomd.

Volgens de CREG moet met deze specifieke bepalingen rekening worden gehouden om, zoals de minister vraagt, te bepalen of het steunregime leidt tot een overcompensatie van offshore windenergie.

109. In de brief van de minister wordt in dit opzicht paragraaf 136 van de richtsnoeren geciteerd:

> "*136. De Commissie zal de in punt 135 bedoelde steun als verenigbaar met de interne markt beschouwen indien lidstaten afdoende bewijs kunnen leveren dat deze steun [...] ii) niet leidt tot overcompensatie voor de regeling als geheel, op termijn en over de technologieën heen, of tot overcompensatie voor individuele, minder breed uitgerolde technologieën voor zover met verschillende aantallen certificaten per eenheid productie wordt gewerkt* [...]"

De in paragraaf 135 bedoelde steun is steun "*door marktmechanismen te gebruiken, zoals groene certificaten"*[57] waarvan de prijs “niet vooraf wordt vastgesteld, maar op de markt tot stand komt via de wet van vraag en aanbod”. Deze steun maakt in de richtsnoeren het voorwerp uit van verschillende ontwikkelingen.

Er dient wel te worden vastgesteld dat, als de prijs van de groenstroomcertificaten, volgens het nieuwe steunregime voor offshore windenergie, niet vooraf wordt vastgesteld, dan komt die geenszins tot stand via de wet van vraag en aanbod op de markt van groenestroomcertificaten. Er is immers geen enkele markt voor de federale groenestroomcertificaten aangezien de federale staat niet bevoegd is om een dergelijke markt te organiseren en de regio's de federale groenstroomcertificaten niet hebben aanvaard in hun respectievelijke markt van groenestroomcertificaten.

De prijs van het federale groenestroomcertificaat wordt dan ook niet vastgelegd in functie van de vraag en het aanbod van dergelijke certificaten, zodat men zich de vraag kan stellen of de specifieke ontwikkelingen uit de richtsnoeren over de steunmechanismen via marktmechanismen in casu wel van toepassing zijn.

De CREG vindt het *a priori* dan ook verstandiger om bij de beoordeling van het steunregime uit te gaan van een andere basis. Ook al neemt het steunregime de vorm aan van een marktmechanisme, het moet in elk geval in overeenstemming zijn met bepaalde hierna uiteengezette algemene vereisten (§ 124 en 125).

110. Deel 3.3.2.1 van de richtsnoeren zet het algemeen steunregime voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen uiteen. Het is in het licht van dit deel dat het steunregime moet worden beoordeeld.

III.3.2 Integratie van de geproduceerde elektriciteit in de markt

111. §124 van de richtsnoeren bepaalt: "*om de integratie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen in de markt te stimuleren, is het van belang dat begunstigden hun elektriciteit rechtstreeks op de markt afzetten en onderworpen zijn aan marktverplichtingen*".

[57] Deel 3.3.2.4 van de richtsnoeren. Th. CHELLINGSWORTH en D. VANHERCKE merken terecht op dat dit deel enkel marktmechanismen beoogt die als staatssteun worden beschouwd ("Energie en staatsteun: de nieuwe richtsnoeren inzake staatsteun voor milieubescherming en energie 2014-2020", *Jaarboek Energierecht 2013*, Intersentia, 2014, p. 34).

Om dit principe te staven, vermelden de richtsnoeren drie voorwaarden waaraan "alle nieuwe regimes" en "alle nieuwe maatregelen" vanaf 1 januari 2016 moeten voldoen. In overeenstemming met de voorafgaande analyse is de CREG van mening dat het onderzochte steunmechanisme een nieuw steunregime is en dat de voorwaarden uit § 124 van de richtsnoeren in casu dan ook van toepassing zijn.

Bovendien stemmen de windparken die in aanmerking komen voor steun niet overeen met de in § 125 beschreven installaties (installaties met een productiecapaciteit van minder dan 500 kW; demonstratieprojecten).

112. De voorwaarden zijn:

- *"steun wordt toegekend als opslag bovenop de marktprijs waartegen de producenten hun elektriciteit rechtstreeks op de markt afzetten"*
  Deze voorwaarde is in casu vervuld aangezien de prijs voor de aankoop van groenestroomcertificaten die door de netbeheerder wordt betaald, hangt af van de opbrengst van de verkoop van elektriciteit.

- *"de begunstigden zijn aan standaardbalanceringstaken onderworpen, tenzij er geen liquide intradaymarkten bestaan"*
  De term "*balanceringstaken*" wordt door de richtsnoeren gedefinieerd als "*de verantwoordelijkheid voor alle onderlinge afwijkingen (onbalans) tussen productie, verbruik en commerciële transacties van een balanceringsverantwoordelijke binnen een bepaalde periode voor onbalansverrekening*" (§ 19, 37°).
  De "*standaardbalanceringstaken*" worden gedefinieerd (§19, 38°) als "*niet-discriminerende technologieneutrale balanceringstaken waarvan producenten niet kunnen worden vrijgesteld"*.
  De term "onbalans", ten slotte, beoogt de "*afwijkingen tussen productie, verbruik en commerciële transacties van een balanceringsverantwoordelijke binnen een bepaalde periode voor onbalansverrekening* (§ 19, 40°).
  Er dient echter te worden vastgesteld dat artikel 7 § 3 van de elektriciteitswet specifieke modaliteiten voor de berekening van de "*productieafwijking*" voorziet, namelijk "*het verschil, positief of negatief, tussen, enerzijds, het geïnjecteerd vermogen en, anderzijds, de nominatie van het geïnjecteerd vermogen voor een bepaalde tijdseenheid op een bepaalde moment, uitgedrukt in kilowatt*" (art. 2, 38°). De wetgever heeft de offshore windenergie op de manier een

"*tolerantiemarge*" willen toekennen die niet van toepassing is op de andere productie-installaties[58].

Volgens de CREG is dit specifieke regime inzake productie-afwijking niet conform de richtsnoeren en zou het dan ook moeten worden afgeschaft. In dit kader merkt de CREG op dat ze in haar studie (F)130626-CDC-1258 al had gepleit voor de afschaffing van dit specifieke regime.

- "*maatregelen zijn uitgewerkt om te garanderen dat producenten geen prikkel krijgen om elektriciteit te produceren tegen negatieve prijzen*"

  Artikel 14, §1 quinquies van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 bepaalt immers het volgende:

  "*voor de installaties die het voorwerp uitmaken van een in artikel 6 van de wet bedoelde domeinconcessie, waarvan de financial close na 1 mei 2014 plaatsvindt, [wordt] de minimumprijs voor de aankoop van een groenestroomcertificaat vastgelegd op 0 euro wanneer de productie plaatsvindt op een ogenblik waarop het onevenwichtstarief van toepassing op een positief onevenwicht gelijk is aan of lager ligt dan -20 euro/MWh.*

  Dit bedrag van 0 euro is enkel van toepassing op de 288 eerste kwarturen in hetzelfde kalenderjaar waarin het onevenwichtstarief dat van toepassing is voor een positief onevenwicht gelijk is aan of lager is dan -20 euro/MWh."

  Artikel 14, §1 *quinquies* bevat een mechanisme dat gelijkenissen vertoont met de vereisten van de richtsnoeren, maar er echter niet helemaal mee in overeenstemming is. Het gebrek aan een subsidie (d.w.z. de minimale aankoopprijs van nul euro) wanneer de prijzen negatief zijn, is slechts gedeeltelijk van toepassing, namelijk voor de eerste 72 uren.

  De CREG leidt uit § 124 van de richtsnoeren echter af dat de commissie geen echt verbod op subsidies bij negatieve elektriciteitsprijzen wou invoeren; volgens haar moeten de producenten niet aangemoedigd worden om aan negatieve prijzen te produceren. Het mechanisme van artikel 14, §1 *quinquies* is ongetwijfeld een maatregel die de producenten aanmoedigt om niet te produceren wanneer de prijzen negatief zijn.

  Zoals de CREG heeft vermeld in voormelde studie (F)130626-CDC-1258 draagt het niet toekennen van groenestroomcertificaten bij negatieve prijzen bij tot een verhoogd risico voor financiering van offshore projecten (§65). In die omstandigheden zou het verbod op subsidies voor de productie in geval van negatieve prijzen onvermijdelijk worden doorgerekend in het bedrag van de LCOE.

[58] Zie in die zin *Doc.* Parl.St. Kamer, zitting 2004-2005, nr. 51-1845/1, blz. 50-51

III.3.3 Proportionaliteit van de steun

113. § 126 van de richtsnoeren bepaalt dat de steun zou moeten worden toegekend op basis van een inschrijvingsprocedure[59], in 2015 en 2016 zou dit progressief moeten gebeuren en in 2017 volledig. Indien deze procedures op niet-discriminerende basis openstaan voor alle producenten die elektriciteit produceren uit hernieuwbare energiebronnen, zal de commissie aannemen dat de steun evenredig is en de mededingingsvoorwaarden niet zodanig verandert dat de interne markt wordt geschaad.

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 bepaalt dat, een aanvraag die voor het bekomen van een domeinconcessie is ingediend, op een gepaste manier wordt bekendgemaakt waardoor elke belanghebbende een *"aanvraag tot mededinging*" betreffende het bekomen van een domeinconcessie voor dezelfde locatie kan indienen.

Deze mededinging heeft echter geenszins betrekking op het niveau van de steun - die trouwens niet wordt vastgelegd door het koninklijk besluit van 20 december 2002, maar wel door het voormelde koninklijk besluit van 16 juli 2002 - zodat deze procedure geen enkel gevolg heeft voor het bedrag van de steun.

We kunnen er niet uit afleiden dat de steun wordt toegekend na een inschrijvingsprocedure.

Alle domeinconcessies werden overigens al toegekend vóór de inwerkingtreding van de richtsnoeren.

114. Paragraaf 128 van de richtsnoeren bepaalt het volgende:

> *"Indien geen concurrerende inschrijvingsprocedure plaatsvindt, gelden de voorwaarden van de punten 124 en 125 en de voorwaarden voor exploitatiesteun ten behoeve van hernieuwbare energie niet zijnde elektriciteit zoals uiteengezet in punt 131.*"

De verenigbaarheid van het steunregime met § 124 en 125 werd hiervoor onderzocht.

---

[59] In § 19, (43) van de richtsnoeren wordt de concurrerende inschrijvingsprocedure als volgt gedefinieerd: "*een niet-discriminerende inschrijvingsprocedure waaraan voldoende ondernemingen moeten kunnen deelnemen en waarbij de steun wordt toegekend op grond van ofwel de oorspronkelijke offerte van de gegadigde ofwel een toewijzingsprijs*. *Bovendien moet het met de inschrijvingsprocedure verband houdende budget of volume een bindende beperking zijn die een situatie doet ontstaan waarin niet alle bieders steun kunnen krijgen*".

Er dient ook rekening te worden gehouden met § 131.

115. Paragraaf 131 van de richtsnoeren zet vier cumulatieve voorwaarden voor exploitatiesteun uiteen. De CREG onderzoekt hierna al deze voorwaarden.

- "*de steun per energie-eenheid bedraagt niet meer dan het verschil tussen de totale levelized costs van de productie van energie (LCOE's) met de betrokken technologie en de marktprijs van de betrokken energievorm*"

  Het steunmechanisme dat beschreven wordt in hoofdstuk I van deze studie, voldoet duidelijk aan deze voorwaarde. Volgens artikel14, § 1, 2e lid, 1°*bis* van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 wordt de minimumprijs voor de aankoop van groenestroomcertificaten vastgelegd aan de hand van de volgende formule:

  Minimumprijs = LCOE - [elektriciteitsreferentieprijs - correctiefactor] waarin de correctiefactor gelijk is aan 10 % van de elektriciteitsreferentieprijs.

  Rekening houdend met deze formule, en in het bijzonder de correctiefactor, zou de steun per eenheid nooit hoger mogen zijn dan het verschil tussen de LCOE en de marktprijs.

  De bepaling van het bedrag van de LCOE maakt het voorwerp uit van het onderzoek in hoofdstuk II van deze studie. Bijgevolg is er een groot verschil tussen de parken.

  In hoofdstuk V van deze studie formuleert de CREG een aantal aanbevelingen ter zake.

- "*in deze LCOE's mag een normaal rendement op kapitaal zijn begrepen. Bij het berekenen van de LCOE's wordt investeringssteun in mindering gebracht op het totale investeringsbedrag"* (zie eveneens § 129)

  Artikel 1, §2, 10° van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 definieert de LCOE als "het geheel van de jaarlijkse kosten, berekend over een termijn van twintig jaar en gestandaardiseerd op basis van een algemeen geldend technologisch referentiekader, die zijn vereist om 1 MWh elektriciteit te produceren en die onder meer de investeringskosten en de kosten van exploitatie en onderhoud omvatten alsook de financieringskosten, berekend met actualisering van de financiële stromen en rekening houdend met een winst op investeringen in hoofde van de investeerders dewelke een rendabiliteit van de geïnvesteerde kapitalen ten belope van 12 % nastreeft". Zoals hiervoor werd aangegeven en vergeleken met wat in de buurlanden gebeurt, lijkt een return on equity van 12% redelijk.

Wat de steun voor investeringen betreft, kunnen sommige parken genieten van de tenlasteneming door de netbeheerder van 25 miljoen EUR van de kost van de onderzeese kabel. In voorkomend geval zal de CREG, zoals in deel II.2 wordt aangegeven, de LCOE berekenen door deze 25 miljoen EUR af te trekken van het totaalbedrag van de CAPEX.

Deze voorwaarde is dus in casu vervuld.

- "*de productiekosten worden regelmatig geactualiseerd, ten minste eenmaal per jaar*"

  De CREG merkt, krachtens artikel 7, §1bis van de elektriciteitswet op dat ze jaarlijks een verslag - zoals onderhavig verslag - moet opstellen "over de doeltreffendheid inzake kosten van de minimumprijs van de bovenvermelde aankoopverplichting" van de groenestroomcertificaten: dit rapport wordt opgesteld "in functie van onder meer de voorwaarden van beste technische praktijken, van verkoopprijs van elektriciteit en van financieringskost". In voorkomend geval, kan de CREG een advies uitbrengen over de wenselijkheid om de minimale aankoopprijs te wijzigen.

- "*de steun wordt slechts toegekend totdat de installatie volledig is afgeschreven volgens algemeen erkende boekhoudkundige regels*" (zie eveneens §129)

  Conform artikel 14, §1 van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 geldt de aankoopverplichting van groenestroomcertificaten voor de transmissienetbeheerder voor een periode van twintig jaar wanneer het gaat om de productie van offshore windenergie.

  De domeinconcessies worden verleend voor een duur van twintig jaar (artikel 13 van het koninklijk besluit van 20 december 2000). Bijgevolg heeft de CREG besloten dat de economische levensduur van de offshore windturbines 20 jaar was (zie deel II.7).

  De voorwaarde is dus in casu vervuld.

IV. AANBEVELINGEN

116. Voorliggend hoofdstuk bevat deel 2 van de opdracht van de Minister Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling, namelijk het voorstel van aanpassingen om een correcte ondersteuning voor *offshore* windenergie toe te kennen. Op basis van een eerste analyse wordt hierna kort beschreven welke juridische aanpassingen waarschijnlijk dienen te gebeuren. Indien een beslissing wordt genomen over de hervorming van de ondersteuning voor *offshore* windenergie, zal de CREG een voorstel van koninklijk besluit overmaken.

IV.1 Aanmelding van het steunregime bij de Europese Commissie

117. Uit de hiervoor vermelde analyse blijkt dat er een grote kans is dat de Europese Commissie het steunmechanisme voor offshore elektriciteit als staatssteun in de zin van artikel 107 van het VWEU beschouwt.

Om dit risico te vermijden, is de CREG van mening dat het mechanisme dan ook moet worden aangemeld bij de commissie. Er zou zo spoedig mogelijk informeel contact kunnen worden opgenomen om de officiële aanmelding te kunnen voorbereiden.

Gezien de techniciteit van de materie, stelt de CREG voor om niet op de beslissing van de Europese Commissie te anticiperen door het steunmechanisme vóór de aanmelding te wijzigen.

De CREG houdt zich, rekening houdend met haar bevoegdheden ter zake (bevoegdheid om een voorstel te doen, advies over de noodzaak om de minimumprijs te herzien), ter beschikking van de minister om deel te nemen aan besprekingen met de Europese Commissie.

IV.2 Aanpassingen aan het koninklijk besluit van 14 juli 2002

IV.2.1 Aanpassing aan artikel 14, §1, al. 2, 1°bis

118. Artikel 14, §1, al. 2, 1°bis van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 luidt als volgt:

> *Voor offshore windenergie geproduceerd door installaties die het voorwerp uitmaken van een in artikel 6 van de wet bedoelde domeinconcessie, waarvan de financial close na 1 mei 2014plaatsvindt, een minimumprijs vastgelegd aan de hand van volgende formule:*
>
> *Minimumprijs = LCOE – [elektriciteitsreferentieprijs – correctiefactor]*
>
> *waarin:*
>
> - *de LCOE gelijk is aan 138 EUR/MWh*
> - *de correctiefactor gelijk is aan 10% van de elektriciteitsreferentieprijs*

119. In hoofdstuk II heeft de CREG alle componenten van de LCOE onderzocht en op basis van de laatst gekende cijfers de LCOE voor offshore windenergie berekenend. Indien beslist wordt de LCOE aan te passen dient artikel 14, §1, al. 2, 1°bis gewijzigd te worden. Om voldoende rechtszekerheid te bieden verwijst de CREG hierbij naar artikel 14, §1bis die vermeldt dat de LCOE aanvangt minstens een kalenderjaar na de bekendmaking ervan in het Belgisch Staatsblad.

120. De CREG stelt ook vast dat de huidige formule voor de bepaling van de minimumprijs geen rekening houdt met het verschil tussen de geproduceerde groene[60] en grijze elektriciteit.

Voor de berekening van de LCOE wordt enkel rekening gehouden met de gemiddelde groene elektriciteitsproductie. Door netverliezen zal de elektriciteit die geïnjecteerd wordt op land en verkocht wordt aan de voorwaarden van de *Power Purchase Agreement*, lager liggen. De CREG stelt vast dat de huidige formule voor de bepaling van de minimumprijs geen rekening houdt met het verschil tussen de geproduceerde groene elektriciteit (die in rekening wordt genomen voor de bepaling van het aantal groenestroomcertificaten) en de geproduceerde grijze elektriciteit (die verkocht wordt aan de PPA prijzen). Dit betekent dat door de definitie van de toegekende ondersteuning in het koninklijk besluit van 16 juli 2002, een stuk van de ondersteuning niet gevaloriseerd kan worden door de parken. De CREG stelt dan ook voor de formule van de minimumprijs in artikel 14, §1, al. 2, 1°bis aan te

[60] De hoeveelheid elektriciteit gemeten voor transformatie. Conform het koninklijk besluit van 16 juli 2002 wordt op basis van deze hoeveelheid het aantal groenestroomcertificaten bepaald.

passen: *Minimumprijs = LCOE – (1-netverliespercentage)*(elektriciteitsrefentieprijs-correctiefactor)*.

De definitie voor de bepaling van het netverliespercentage dient ook toegevoegd te worden aan artikel 1.

IV.2.2 Aanpassing aan artikel 14, §1bis

121. Artikel 14, §1bis van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 luidt als volgt:

Voor de in §1, tweede lid, 1°bis bedoelde installaties, waarvan de financial close, plaatsvindt na 30 juni 2017 en voor 1 januari 2021, kan de Koning, na advies van de commissie en bij besluit vastgelegd in de Ministerraad, de LCOE wijzigen als wordt aangetoond dat er wijzigingen zijn geweest in de bestanddelen van de LCOE. Het besluit tot wijziging van de LCOE geldt voor een termijn van minstens drie jaar, die minstens een kalenderjaar na de bekendmaking ervan in het Belgisch Staatsblad aanvangt.

Voor de in §1, tweede lid, 1°bis bedoelde installaties, waarvan de financial close, plaatsvindt na 31 december 2020 en voor 1 januari 2024, kan de Koning, na advies van de commissie en bij besluit vastgelegd in de Ministerraad, de LCOE wijzigen als wordt aangetoond dat er wijzigingen zijn geweest in de bestanddelen van de LCOE. Het besluit tot wijziging van de LCOE geldt voor een termijn van minstens drie jaar, die minstens een kalenderjaar na de bekendmaking ervan in het Belgisch Staatsblad aanvangt.

Voor de in §1, tweede lid, 1°bis bedoelde installaties, waarvan de financial close, plaatsvindt na 31 december 2023 en voor 1 januari 2027, kan de Koning, na advies van de commissie en bij besluit vastgelegd in de Ministerraad, de LCOE wijzigen als wordt aangetoond dat er wijzigingen zijn geweest in de bestanddelen van de LCOE. Het besluit tot wijziging van de LCOE geldt voor een termijn van minstens drie jaar, die minstens een kalenderjaar na de bekendmaking ervan in het Belgisch Staatsblad aanvangt.

122. Zoals vermeld in randnummer 115, dient de LCOE jaarlijks aangepast te worden. Om conform de richtsnoeren voor staatssteun te zijn, zou dit artikel dan ook gesupprimeerd moeten worden.

IV.2.3 Aanpassing aan artikel 14, §1ter

123. Artikel 14, §1ter van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 luidt als volgt:

> *De waarden van de elementen die in aanmerking worden genomen voor de bepaling van de minimumprijs vastgelegd conform §1, tweede lid, 1°bis, worden voor elke domeinconcessie door de commissie gewijzigd conform de bepalingen van deze paragraaf zonder terugwerkende kracht.*
>
> *De wijziging kan betrekking hebben op:*
>
> *1° het bedrag van de LCOE, in voorkomend geval verhoogd met toepassing van §1quater, zodat deze de werkelijke exploitatiekost weerspiegelt,*
>
> *2° de correctiefactor*
>
> *De houder van de domeinconcessie maakt op volgende tijdstippen:*
>
> *1° de eerste maal ten laatste vier maanden voor de voorziene datum van financial close;*
>
> *2° later, ten laatste vier maanden voor het einde van elke periode van 3 jaar die ingaat op de datum van de financial close,*
>
> *alle informatie over aan de commissie, per drager met ontvangstbevestiging en elektronisch, met betrekking tot het geheel van werkelijke kosten en inkomsten waaronder de volgende elementen:*
>
> *1° de gecontracteerde kosten voor de exploitatie van het windmolenpark;*
>
> *2° de gecontracteerde verkoop van de door de installaties opgewekte elektriciteit.*
>
> *Binnen één maand na de ontvangst van de gegevens, bevestigt de commissie aan de domeinconcessiehouder de volledigheid van de gegevens of bezorgt zij hem een lijst van bijkomende inlichtingen die hij moet verstrekken.*
>
> *De commissie onderzoekt binnen de 2 maanden na de bevestiging van de volledigheid van de gegevens of er een verschil is tussen:*
>
> - *de gecontracteerde exploitatiekosten en een referentie-exploitatiekost van 30,00 EUR/MWh;*
> - *de gecontracteerde verkoopprijs voor elektriciteit en een gemiddelde nominale prijs gelijk aan 90% van de elektriciteitsreferentieprijs.*
>
> *Indien de commissie een verschil vaststelt past de commissie binnen de 10 werkdagen de minimumprijs, voor de aankoop van groenestroomcertificaten, vastgelegd conform §1, tweede lid, 1°bis aan.*

124. Zoals aangetoond in randnummers 51-57 liggen de operationele kosten hoger dan 30,00 EUR/MWh. Indien de nieuwe LCOE rekening houdt met een hogere OPEX kost, stelt de CREG dan ook voor de driejaarlijkse aanpassing van de OPEX-kosten te schrappen.

IV.2.4 Aanpassing aan artikel 14, §1quater

125. Artikel 14, §1quater van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 luidt als volgt:

> *Artikel 14, §1quater: Wanneer de installaties het voorwerp uitmaken van een in artikel 6 van de in de wet bedoelde domeinconcessie, waarvan de financial close plaatsvindt na 1 mei 2014, en genieten van een deel van de kost van de onderzeese kabel overeenkomstig artikel 7, §2, tweede lid van de wet, dan wordt het bedrag van de LCOE, vastgelegd in §1, tweede lid, 1°bis, vermeerderd met 12 euro.*

126. Zoals blijkt uit randnummer 83, is de huidige kabelsubsidie niet gedifferentieerd en afhankelijk van de domeinconcessie (en haar afstand tot het aansluitingspunt[61] op het transmissienetwerk) is de kabelsubsidie al dan niet voldoende. De CREG is dan ook voorstander van het bepalen van de aansluitingskosten per domeinconcessie om zo een *level playing field* te creëren. Hiervoor dient artikel 14, §1quater aangepast te worden.

127. De CREG beschikt momenteel over een goede inschatting van de aansluitingskosten voor Norther en Rentel. Alvorens een definitief bedrag te kunnen vaststellen, dienen echter de offertes overgemaakt en onderzocht te worden door de CREG. Voor de aansluitingskosten van de laatste drie domeinconcessies (Mermaid, Northwester II en Seastar) beschikt de CREG over een eerste kostenindicatie, zoals weergegeven in de nota "*Modular Offshore Grid*, Aansluiting van de windparken Rentel, Seastar, Mermaid en Northwester II". Het vastleggen van de kabelsubsidie voor deze parken kan echter pas gebeuren indien er meer zekerheid is over de exacte aansluitingswijze en de hieraan verbonden kosten.

128. De CREG stelt dan ook voor artikel 14, §1quater aan te passen als volgt: *Wanneer de installaties het voorwerp uitmaken van een in artikel 6 van de in de wet bedoelde domeinconcessie, waarvan de financial close plaatsvindt na 1 mei 2014, en genieten van een deel van de kost van de onderzeese kabel overeenkomstig artikel 7, §2, tweede lid van de wet, dan wordt het bedrag van de LCOE, vastgelegd in §1, tweede lid, 1°bis, vermeerderd met een <u>bedrag vastgesteld door de commissie na controle van de voor de financiering in aanmerking te nemen totale kosten op basis van de offerte of offertes die de titularis van de domeinconcessie, bedoeld in artikel 6, §1 van de wet, in aanmerking neemt bij toepassing van de wet van 15 juni 2006 betreffende de overheidsopdrachten en bepaalde opdrachten voor werken, leveringen en diensten.</u>*

[61] Dit kan zowel *onshore* (te Stevin) of *offshore* (op het centraal knooppunt op zee of OSY) zijn.

129. Deze procedure heeft de CREG al toegepast voor de toekenning van de kabelsubsidie, zoals bepaald in artikel 7, §2 van de Elektriciteitswet, voor de domeinconcessies C-Power, Belwind en Northwind. Aangezien het juiste bedrag van de kabelsubsidie nu moeilijk kan vastgelegd worden voor de domeinconcessies Norther, Rentel, Seastar, Mermaid en Northwester II (en dus vastgelegd worden in het koninklijk besluit) stelt de CREG deze procedure voor. Na controle van de overgemaakt offertes zal de CREG de kabelsubsidie bepalen per domeinconcessie.

IV.3 Aanpassingen aan de Elektriciteitswet

IV.3.1 Aanpassing aan artikel 7, §2

130. Indien de kabelsubsidie bepaald wordt per domeinconcessie door de CREG (zoals voorgesteld in randnummer 136-137), dient ook artikel 7, §2, 2de lid van de Elektriciteitswet aangepast te worden. Het actuele artikel luidt als volgt:

> *Installaties, voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden waarin België zijn rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, die het voorwerp uitmaken van een in artikel 6 bedoelde domeinconcessie, verleend na 1 juli 2007, kunnen de minister verzoeken om niet aan te sluiten op een installatie noodzakelijk voor de transmissie van elektriciteit in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, bedoeld in artikel 13/1. Indien de Koning, bij besluit vastgesteld na overleg in de Ministerraad, toestemming verleent om niet aan te sluiten, staat de netbeheerder in voor één derde van de kostprijs van de onderzeese kabel met een maximumbedrag van 25 miljoen euro volgens de modaliteiten bepaald in deze paragraaf en wordt de minimumprijs voor de geproduceerde windenergie, zoals vastgelegd voor installaties waarvan de financial close plaatsvindt na 1 mei 2014 overeenkomstig het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen, verhoogd met 12 euro/MWh.*

De CREG stelt dan ook voor artikel 7, §2, 2de lid aan te passen als volgt:

Installaties, voor de productie van elektriciteit uit wind in de zeegebieden waarin België zijn rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, die het voorwerp uitmaken van een in artikel 6 bedoelde domeinconcessie, verleend na 1 juli 2007, kunnen de minister verzoeken om niet aan te sluiten op een installatie noodzakelijk voor de transmissie van elektriciteit in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, bedoeld in artikel 13/1. Indien de Koning, bij besluit vastgesteld na overleg in de Ministerraad, toestemming verleent om niet aan te sluiten, staat de netbeheerder in voor één derde van de kostprijs van de onderzeese kabel met een maximumbedrag van 25 miljoen euro volgens de modaliteiten bepaald in deze

paragraaf en wordt de minimumprijs voor de geproduceerde windenergie, zoals vastgelegd voor installaties waarvan de financial close plaatsvindt na 1 mei 2014 overeenkomstig het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen, verhoogd met een bedrag bepaald door de commissie.

IV.3.2 Aanpassing aan artikel 7, §3

131. In hoofdstuk IV heeft de CREG onderzocht of het huidige ondersteuningssysteem voor offshore windenergie overeenstemt met de richtsnoeren voor staatssteun. Zoals vastgesteld in randnummer 112 is het systeem voor productieafwijkingen, zoals vastgelegd in artikel 7, §3, in strijd met de richtsnoeren. De CREG stelt dan ook voor dit artikel te schrappen.

V. CONCLUSIE

Op vraag van de Minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling en in kader van haar wettelijke verplichtingen heeft de CREG de ondersteuning voor *offshore* windenergie geanalyseerd. In haar analyse heeft de CREG alle componenten van de *Levelised Cost of Energy* (LCOE) geanalyseerd op basis van de reële cijfers van de eerste drie operationele *offshore* windparken in België, internationale studies en recente offerte-aanvragen. De CREG stelt vast dat de mate waarin de componenten variëren verschillend is van park tot park en wordt beïnvloed door onder meer de waterdiepte, de bodemkarakteristieken, de ligging van de domeinconcessie, het effect van naburige windmolenparken en de vermogensdensiteit per park. Daarom heeft de CREG de evolutie van de componenten beschreven voor de projecten Norther en Rentel.

De CREG stelt vast dat de nieuwe turbines steeds efficiënter worden en dus meer elektriciteit produceren in verhouding tot het geïnstalleerd vermogen (MW) dan de oudere windparken. Maar er kan ook vastgesteld worden dat deze extra elektriciteitsproductie gedeeltelijk teniet gedaan wordt door interne en externe *wake* effecten. Door de hoge densiteit van de Belgische *offshore* parken stelt de CREG vast dat de interne en externe *wake* effecten in België hoger zullen liggen dan bijvoorbeeld in de Borssele site in

Nederland. Het aantal vollasturen opgenomen in de LCOE berekening voor beide parken wordt daarom verhoogd naar [vertrouwelijk] (Rentel) en [vertrouwelijk] (Norther).

De CREG stelt vast dat de significante dalingen van de investeringskosten door technologische vooruitgang in beperkte mate waar te nemen zijn. Om deze kostendaling in 2020 te realiseren is er, volgens verschillende internationale studies, nood aan een *track record* van projecten. Daarnaast stelt de CREG vast dat de *offshore* parken die vandaag gepland zijn minder gunstige geografische omstandigheden hebben dan de eerste drie Belgische *offshore* parken (grotere dieptes, verder van de kust gelegen, …) wat leidt tot hogere investeringskosten. Hierdoor zal de kostendaling ten gevolge van technologische vooruitgang deels teniet gedaan worden. Op basis van de beschikbare informatie is de investeringskost vastgelegd op [vertrouwelijk] EUR/MW (Norther) en [vertrouwelijk] EUR/MW (Rentel), exclusief aansluitings- en ontmantelingskosten.

Uit de analyse blijkt verder dat de oorspronkelijke assumptie voor OPEX (30,00 EUR/MWh) onderschat is. Op basis van de werkelijke kosten van C-Power en Belwind, internationale studies en de recente offerte-aanbiedingen van Norther en Rentel, verhoogt de CREG de operationele kosten.

De laatste component van de LCOE die geëvolueerd is sinds 2013, is de vergoeding voor het vreemd vermogen. De CREG stelt vast dat de langetermijnrente sterk gedaald is ten opzichte van 2013. Daarom heeft de CREG de interestkosten verlaagd van 6,00% naar 4,50% in de berekening van de LCOE.

De CREG heeft de LCOE berekening aangepast aan de nieuwe assumpties en stelt vast dat de LCOE daalt van 140,81 EUR/MWh in 2013 naar 127,04 EUR/MWh voor Norther en 134,49 EUR/MWh voor Rentel in 2015. Deze bedragen zijn berekend met een rendement op eigen vermogen van 12%, zoals vastgelegd in het koninklijk besluit van 16 juli 2002. Het vastleggen van deze vergoeding beschouwt de CREG als een beleidskeuze.

De CREG volgt, gezien de snelle technologische evoluties van offshore windenergie, jaarlijks de LCOE op zoals bepaald in artikel 7, §1bis van de Elektriciteitswet.

Een mogelijke oplossingspiste zou er kunnen in bestaan een LCOE per park te bepalen. Deze oplossing heeft het nadeel dat bepaalde efficiëntiewinsten mogelijks niet worden nagestreefd door de domeinconcessiehouders. Ze beperkt evenwel bepaalde risico's, wat een impact heeft op de RoE.

De voorgestelde daling van de LCOE moet onderzocht worden samen met de bepaling van de kabelsubsidie per *offshore* park. De CREG stelt immers vast dat de kosten voor de aansluiting sterk verschillend zijn per *offshore* park afhankelijk van de afstand tot het aansluitingspunt op het transmissienetwerk. Daarom wordt voorgesteld de kabelsubsidie per *offshore* windpark te bepalen.

De CREG vestigt tenslotte de aandacht op het feit dat een wijziging van de LCOE (en dus een aanpassing van het regulatoir kader) gevolgen heeft voor de offshore windparken die het verst gevorderd zijn in hun planning met als doel het behalen van *financial close* in 2016.

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

Laurent JACQUET
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitster van het Directiecomité