

# Nota

(Z)1880

20 december 2018

## Nota over het ondersteuningsmechanisme voor de bouw van offshore windmolenparken na 2020

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

Niet-vertrouwelijk

# INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING .....	4
1. Context .....	5
2. Ondersteuningsmechanismen.....	7
2.1. Evolutie van de ondersteuningsmechanismen in België.....	7
2.2. Reflecties bij de HUIDIGE toegepaste ondersteuningsmechanismen.....	10
2.2.1. De ont koppeling tussen de toekenning van de domeinconcessie en de ondersteuning	10
2.2.2. Toekenning GSC per netto-geproduceerde MWh versus netto geïnjecteerde MWh ..	11
2.2.3. Gebruik van de contractuele verkoopprijs voor elektriciteit.....	11
2.2.4. Ondersteuning laten afhangen van reële kosten .....	12
2.2.5. De onzekere inkomstenstroom voor de domeinconcessiehouder .....	12
2.2.6. Steun bij negatieve uren.....	12
3. Procedures voor het bepalen van een ondersteuningsniveau .....	14
3.1. De administratieve bepaling .....	14
3.2. Competitief biedingsproces .....	14
3.3. Groenestroomcertificaten- of quotasysteem .....	15
3.4. Keuze voor een competitief biedingsproces .....	15
4. Design toekomstig ondersteunings-mechanisme .....	16
4.1. Voorafgaande opmerking.....	16
4.2. Ontwerp van het toekomstig mechanisme .....	16
4.2.1. Basis voor subsidiëring .....	16
4.2.2. Formule voor ondersteuning.....	17
4.2.3. Groenestroomcertificaten.....	19
4.2.4. Betaling van de steun - regeling met voorschotten .....	19
5. Competitief biedingsproces .....	20
5.1. Doelstellingen.....	20
5.2. Principes .....	21
5.3. Karakteristieken van de tender .....	21
5.3.1. Algemene randvoorwaarden.....	21
5.3.2. Prijsbepaling : pay-as-bid.....	23
5.3.3. Prijsplafond : cap .....	23
5.3.4. Omvang van de loten .....	23
5.3.5. Biedingen.....	24
5.3.6. Ontvankelijkheidscriteria.....	24
5.3.7. Gunningscriteria .....	24

5.3.8. Netwerkinfrastructuur en aansluitingsvereisten ..... 26

# INLEIDING

Nationale ondersteuningsmechanismes hebben een essentiële rol gespeeld in de ontwikkeling van projecten waarbij elektriciteit wordt geproduceerd uit hernieuwbare energiebronnen.

In België werden 7 domeinconcessies<sup>1</sup> voor de bouw van offshorewindmolenparken in de daartoe voorbestemde zone toegekend tussen 2003 (C-Power) en 2011 (Mermaid).

De van toepassing zijnde ondersteuningsmechanismen voor deze domeinconcessies werden telkens ná de toekenning van de domeinconcessie gedefinieerd middels diverse aanpassingen aan het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen (hierna: het koninklijk besluit van 16 juli 2002). In een aantal gevallen is het weerhouden ondersteuningsmechanisme tot stand gekomen na onderhandelingen tussen de bevoegde overheid en de domeinconcessiehouder.

In onze buurlanden werd het toewijzingsproces voor de subsidies omgevormd tot een competitief biedproces waardoor een grotere kostendaling kon worden vastgesteld dan in België.

De ministerraad van 31 augustus 2018 keurde de principenota 'Tendering offshore windparken vanaf 2020' (hierna: de principenota) goed van Minister van Energie Marie Christine Marghem en Minister voor Noordzee Philippe De Backer. In deze principenota staat onder 2.4. te lezen " *Aan de CREG wordt een analyse van de mogelijke steunmechanismen (GSC,...) gevraagd tegen 15 december 2018.* De CREG ontving echter geen formele vraag.

De voorliggende nota bestaat uit 5 delen. In het eerste deel wordt de context toegelicht. Het tweede deel beschrijft de evolutie van de ondersteuningsmechanismen voor offshore in België en geeft een aantal bedenkingen bij de toepassing ervan. Het derde deel geeft een overzicht van de procedures voor het bepalen van de ondersteuning. Het vierde deel gaat dieper in op het design van het toekomstige ondersteuningsmechanisme. In het vijfde deel worden enkele belangrijke aspecten van het competitief biedingsproces behandeld.

Deze nota werd goedgekeurd door het Directiecomité van de CREG op 20 december 2018.

---

<sup>1</sup> In twee van de oorspronkelijke domeinconcessie (Belwind en Mermaid) worden 2 windmolenparken gebouwd (Belwind + Nobelwind en Mermaid + Seastar). Dit betekent dat er tegen 2020 9 windmolenparken operationeel zullen zijn.

# 1. CONTEXT

1. De principenota die op de Ministerraad werd goedgekeurd, kadert in de federale energiestrategie en de beslissing van de ministerraad van 27 oktober 2017 om de domeinconcessies voor offshore windmolenparken vanaf 2020 via een competitief biedproces toe te kennen.

Het persbericht van 31/08/2018<sup>2</sup> stelt onder meer het volgende:

*“Er dienen keuzes gemaakt te worden op het vlak van de kaderwet, die uitgewerkt wordt door de minister van Noordzee en de minister van Energie, het uitvoeringsbesluit, het offshore en onshore energienetwerk en de timing voor de tenderprocedure. De regering opteert voor een tendermechanisme om de volgende viervoudige doelstelling te realiseren:*

*Capaciteit hernieuwbare windenergie (min. 1,7 GW)*

*Maximaal geleverde energie op het net (in GWh)*

*Minimale kosten voor de consument (direct of indirect)*

*Ergienet ondersteunende diensten (balancing, stockage, ...)*

*De overheid zal de regie van de voorstudies in handen nemen, die dienen uitgevoerd te worden in 2020 en 2021. Netbeheerder Elia zal instaan voor de transformatiestations en kabels offshore tot aan de parken, zodat de parken enkel nog dienen aan te sluiten op deze stations en ze zich kunnen concentreren op hun kerntaak, de bouw en exploitatie van de windmolenparken.”*

2. De principenota stelt onder punt 2.4. :

*“Aan de CREG wordt een analyse gevraagd van de mogelijke steunmechanismen (GSC,...) tegen 15 december 2018.”*

Er werd geen formele vraag aan de CREG gesteld voor het maken van dergelijke analyse. De scope van de gevraagde analyse werd niet verder toegelicht.

Op de Ministerraad van vrijdag 7 december 2018 werd een voorontwerp van wet tot wijziging van de elektriciteitswet met het oog op het invoeren van een concurrerende inschrijvingsprocedure voor offshore productie-installaties goedgekeurd<sup>3</sup>. Dit voorontwerp van wet behoudt het concept van een toekenning van groenestroomcertificaten (artikel 7 van de elektriciteitswet), wat een ondersteuning per MWh impliceert.

Op basis van haar deelname aan de taskforce “tendering offshore”, meent de CREG dat haar analyse niet zo zeer dient te gaan over de procedure waarop de concessies toegekend zullen worden (gezien de ministerraad reeds gekozen heeft om de volgende windmolenparken te tenderen), maar eerder over het design van het ondersteuningsmechanisme en de organisatie van de tendering binnen de Belgische context, om naar het voorbeeld van de tendering voor de verschillende kavels in Nederland, te komen tot een competitief marktconform ondersteuningsniveau door middel van een concurrerende inschrijvingsprocedure.

---

<sup>2</sup> Zie <https://www.presscenter.org/nl/pressrelease/20180831/tendering-van-de-offshore-windmolenparken-vanaf-2020>

<sup>3</sup> Voorontwerp van wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt met het oog op het invoeren van een concurrerende inschrijvingsprocedure voor de bouw en exploitatie van productie-installaties in de zeegebieden onder de rechtsbevoegdheid van België

3. Met betrekking tot het huidige mechanisme voor de financiering van de kosten voor de offshore windmolenparken (met degressiviteit en plafond), heeft de DG COMP van de Europese Commissie in een brief aan Belgische permanente vertegenwoordiging bij de EU laten weten dat zij tot de voorlopige conclusie gekomen is dat de toepassing van de degressiviteit in het huidige financieringsmechanisme onverenigbaar is met de richtlijnen inzake staatssteun. Momenteel worden andere financieringsmechanismen onderzocht. De CREG werkt op vraag van de Minister bevoegd voor energie diverse varianten uit waarbij de impact op de verschillende categorieën van verbruikers gesimuleerd worden. Gezien de discussies die hierover momenteel worden gevoerd, vindt de CREG het niet opportuun om de financiering van de kost van de offshore in deze nota te behandelen. De CREG verwijst niettemin naar haar studie (F)1704 van 18 januari 2018<sup>4</sup> et naar de briefwisseling tussen de CREG en de Minister bevoegd voor Energie over dit onderwerp. Bovendien is de financieringsmethode (via de energiefactuur of via de algemene middelen) voor de subsidiëeringskost vooral een beleidskeuze.

---

<sup>4</sup> Studie (F)1704 van 18 januari 2018 voor een voorstel tot hervorming van het mechanisme voor de degressiviteit van de federale bijdrage en de *offshore* toeslag.

## 2. ONDERSTEUNINGSMECHANISMEN

4. Alvorens de opties voor een toekomstig ondersteuningsmechanisme te bespreken, is het van belang lessen te trekken uit de ervaringen van de werking van het ondersteuningsmechanisme tussen de inwerkingtreding van het koninklijk besluit 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen en nu.

5. In dit hoofdstuk wordt eerst een overzicht gegeven van de evolutie van de ondersteuningsmechanismen voor offshore in België. Vervolgens worden bepaalde aspecten van deze ondersteuningsmechanismen die in het verleden tot moeilijkheden hebben geleid besproken.

### 2.1. EVOLUTIE VAN DE ONDERSTEUNINGSMECHANISMEN IN BELGIË

6. Het koninklijk besluit van 16 juli 2002 voerde op federaal niveau een ondersteuningsmechanisme in voor de ontwikkeling van elektriciteitsproductie met hernieuwbare energiebronnen in de gebieden bedoeld in artikel 6 van de elektriciteitswet<sup>5</sup>.

7. Dit mechanisme was van het type ‘groenestroomcertificatensysteem’<sup>6</sup> gecombineerd met een gegarandeerde vaste minimumaankoopprijs voor de groenestroomcertificaten. Het advies van de Raad Van State<sup>7</sup> over het ontwerp van dit koninklijk besluit stelde dat de federale overheid uit de elektriciteitswet geen bevoegdheid kan putten om een markt met quota voor groenestroomcertificaten in te stellen, welke volgens de bijzondere wet van 8 augustus 1980 tot hervorming der instellingen onmiskenbaar een bevoegdheid van de gewesten betreft.

8. Bij gebrek aan de mogelijkheid om op federaal vlak een markt met quota en penaliteiten te creëren en door het feit dat de federale groenestroomcertificaten niet werden toegelaten op de gewestelijke markten, werd het mechanisme de facto herleid tot een mechanisme met een vaste “feed in premium” (hierna “FIP”), namelijk de gegarandeerde minimum aankoopprijs voor de groenestroomcertificaten.

9. Het mechanisme van ondersteuning werd tussen 2002 en nu herhaaldelijk gewijzigd. Hierna volgt een overzicht<sup>8</sup> van de verschillende mechanismen volgens de periode waarin de financial close werd gerealiseerd.

#### 1) Periode juli 2002 – oktober 2005 : vaste FIP<sup>9</sup>

Het koninklijk besluit van 16 juli 2002 stelde dat de domeinconcessiehouder één groenestroomcertificaat per netto geproduceerde MWh ontving. Een minimumprijs van 90

---

<sup>5</sup> Voor de volledigheid dient vermeld te worden dat dit koninklijk besluit eveneens minimumprijzen bepaalde voor onshore hernieuwbare productie.

<sup>6</sup> Groenestroomcertificatensysteem : een marktmechanisme dat producenten van energie uit hernieuwbare energiebronnen de mogelijkheid biedt om, bovenop hun rechtstreekse inkomsten door de verkoop van elektriciteit, extra inkomsten te krijgen uit de verkoop van groenestroomcertificaten die worden toegekend aan producenten van hernieuwbare energie. De prijs voor deze groene certificaten wordt niet vooraf vastgesteld, maar komt op de markt tot stand via de wet van vraag en aanbod. De vraag naar groenestroomcertificaten wordt “gecreëerd” door de instelling van quota aan in te leveren groenestroomcertificaten door de leveranciers samen met de instelling van een boetebedrag per ontbrekend groenestroomcertificaat.

<sup>7</sup> Advies 32.788/1 van de Afdeling Wetgeving van de Raad van State

<sup>8</sup> Dit bondige overzicht bevat enkel de voornaamste kenmerken van het mechanisme in elke periode en heeft niet tot doel een volledige exacte weergave te zijn.

<sup>9</sup> Vaste FIP: vaste feed-in premium: hiermee wordt bedoeld dat een vast bedrag per MWh wordt toegekend, bovenop de normale inkomsten van de verkoop van elektriciteit en afgeleide producten.

euro/MWh, of per groenestroomcertificaat, wordt gegarandeerd voor een periode van 10 jaar. Het koninklijk besluit legt ook de verplichting op om een aankoopcontract af te sluiten tussen domeinconcessiehouder en de transmissienetbeheerder voor de verkoop van groenestroomcertificaten tegen de vastgelegde minimumprijs. De inkomsten van de domeinconcessiehouder zijn grotendeels op te splitsen tussen inkomsten uit de verkoop van elektriciteit en de inkomsten uit de verkoop van groenestroomcertificaten aan de netwerkbeheerder.

Dit mechanisme is op geen enkel windmolenpark van toepassing, omdat geen enkel windmolenpark tot een *financial close* kwam in deze periode.

2) Periode oktober 2005 – mei 2014: vaste FIP

Reden voor wijziging: de voorbestemde zone voor offshore windmolenparken lag veel verder van de kust (en dus ook in grotere waterdieptes), waardoor de kosten voor de bouw van offshore windmolenparken stegen en de bestaande ondersteuning onvoldoende bleek.

De minimumprijs voor de elektriciteitsproductie uit de eerste 216 geïnstalleerde MW is gelijk aan 107€/MWh en voor de overige productie blijft een minimumprijs behouden van 90€/MWh. Verder werd de duur van de aankoopverplichting van de groenestroomcertificaten verhoogd van 10 tot 20 jaar. Tenslotte werd ook in artikel 7, §2, van de elektriciteitswet een tussenkomst van 25 miljoen euro, gespreid over 5 jaar, voorzien voor de aansluitingsinstallatie tussen het windmolenpark en het onshore onderstation, bij gebrek aan een *Modular Offshore Grid* waarbij de mogelijkheden voorzien worden om aan te sluiten door de parken.

Dit mechanisme werd toegepast op 4 offshore windmolenparken: C-Power, Belwind, Nobelwind en Northwind

3) Periode mei 2014 – april 2016: variabele FIP<sup>10</sup>

Reden voor wijziging: Om mogelijke oversubsidiëring bij hoge elektriciteitsprijzen te vermijden, werd een variabele minimumprijs ingevoerd die afhankelijk is van de elektriciteitsprijs in plaats van een vaste premie bovenop de elektriciteitsprijs.

Het concept LCOE wordt ingevoerd en de minimumprijs voor de groenestroomcertificaten wordt vastgelegd als het verschil tussen de LCOE en de gecorrigeerde elektriciteitsreferentieprij<sup>11</sup>. De LCOE bedraagt 138€/MWh en de termijn van ondersteuning blijft behouden op 20 jaar. De in aanmerking te nemen elektriciteitsprijs bij de bepaling van de minimumprijs voor de groenestroomcertificaten wordt jaarlijks door de CREG berekend.

Voor de productie tijdens de eerste 288 kwarturen met een onevenwichtstarief voor een positief onevenwicht gelijk aan of lager dan -20EUR/MWh wordt de minimumprijs vastgelegd op 0 euro.

In principe worden de windmolenparken waarvan de financial close plaatsvindt na 1 mei 2014 aangesloten op het MOG van Elia. Indien de domeinconcessiehouder de toelating krijgt om niet aan te sluiten op het MOG, krijgt hij een kabelsubsidie van 25M€ en wordt de minimumprijs voor de aankoop van groenestroomcertificaten verhoogd met 12€/MWh. Voor een financial close na 1 mei 2016 wordt de minimumprijs voor de aankoop van groenestroomcertificaten niet langer verhoogd met 12€/MWh maar met een door de CREG te

---

<sup>10</sup> Variabele FIP : variabele feed-in premium : hiermee wordt bedoeld dat een variabel bedrag per MWh wordt toegekend, welk afhangt van de elektriciteitsprijs om aldus voor een constante inkomensstroom te zorgen.

<sup>11</sup> Als de elektriciteitsprijs stijgt, daalt de minimumprijs (en dus ook de subsidie) en omgekeerd als de elektriciteitsprijs daalt, stijgt de minimumprijs (en dus ook de subsidie).



bepalen bedrag dat overeenstemt met de totale kosten van de financiering van de onderzeese kabel.

Dit mechanisme is op geen enkel *offshore* windmolenpark van toepassing, omdat geen enkel windmolenpark tot een *financial close* kwam in deze periode.

4) Periode mei 2016 – juni 2018 : variabele FIP

Reden voor de wijziging: bij de voorbereiding van de organisatie van tenders in Nederland bleek dat de maximale subsidiebedragen veel lager waren dan in België wegens de dalende kosten voor offshore. De bestaande steun van 138 €/MWh was dus te hoog.

De formule voor de berekening van de minimumprijs van de groenestroomcertificaten werd verfijnd door rekening te houden met inkomsten uit de verkoop van garanties van oorsprong en met de netverliezen.

Een onderhandeling tussen de overheid en de individuele domeinconcessiehouders leidde tot een LCOE van 129,8 en 124 EUR/MWh voor respectievelijk Rentel en Norther met een ondersteuningstermijn die tot 19 jaar wordt beperkt. De in aanmerking te nemen elektriciteitsprijs bij de bepaling van de minimumprijs voor de groenestroomcertificaten wordt jaarlijks door de CREG berekend.

Voor de productie tijdens de eerste 288 kwarturen met een onevenwichtstarief voor een positief onevenwicht gelijk aan of lager dan -20EUR/MWh of indien de day-ahead-prijs op de beurs gedurende 6 opeenvolgende uren lager is dan 0EUR/MWh, wordt de minimumprijs vastgelegd op 0 euro.

Deze windmolenparken worden aangesloten op het MOG en de minimumprijs voor de aankoop van groenestroomcertificaten wordt verhoogd met een bedrag ter dekking en ter financiering van de totale kosten<sup>12</sup> van de onderzeese kabel.

Dit mechanisme werd toegepast op 2 windmolenparken: Rentel en Norther

5) Periode na 1 juli 2018: variabele FIP

Reden voor de wijziging: een verdere drastische kostendaling werd vastgesteld bij de tender voor de Borssele-kavels in Nederland (grenzend aan de Belgische domeinconcessies)

De LCOE wordt verlaagd tot 79 EUR/MWh en de ondersteuningstermijn wordt op 17 jaar vastgesteld. Dit bedrag wordt beperkt voor een maximum van 63.000 vollasturen. De in aanmerking te nemen elektriciteitsprijs bij de bepaling van de minimumprijs voor de groenestroomcertificaten wordt jaarlijks door de CREG berekend.

De domeinconcessies die onder dit regime vallen genieten van een systeem van voorschotten, met een volume- en prijsafrekening.

Voor de productie tijdens de eerste 288 kwarturen met een onevenwichtstarief voor een positief onevenwicht gelijk aan of lager dan -20EUR/MWh of indien de day-ahead-prijs op de beurs gedurende 6 opeenvolgende uren lager is dan 0EUR/MWh, wordt de minimumprijs vastgelegd op 0 euro.

---

<sup>12</sup> Onder de term "totale kosten" werd zowel door de betrokken domeinconcessiehouders als door de CREG de investeringskosten (CAPEX) begrepen. Deze interpretatie lag in de lijn met de kosten die in aanmerking kwamen voor de steun van 25 miljoen euro (art. 7, §2, eerste lid van de elektriciteitswet).

Deze windmolenparken worden aangesloten op het MOG en de minimumprijs voor de aankoop van groenestroomcertificaten wordt verhoogd met een bedrag ter dekking en ter financiering van de totale kosten<sup>13</sup> van de onderzeese kabel tussen het aan te sluiten park en het MOG.

Dit mechanisme werd toegepast op 3 windmolenparken : Northwester 2, Mermaid en Seastar.

## **2.2. REFLECTIES BIJ DE HUIDIGE TOEGEPASTE ONDERSTEUNINGSMECHANISMEN**

10. De bestaande ondersteuningsmechanismen voor offshore windenergie zijn gebaseerd op de nettoproductie aan elektriciteit. Per netto-geproduceerde MWh wordt er één groenestroomcertificaat toegekend aan de domeinconcessiehouder, die dit certificaat tegen een bepaalde minimumprijs verkoopt aan de transmissienetbeheerder.

Naast het ondersteuningsmechanisme, verkrijgt de domeinconcessiehouder eveneens inkomsten uit de markt. De geproduceerde elektriciteit die in het net wordt geïnjecteerd, wordt door de domeinconcessiehouder verkocht aan een marktpartij op basis van een langetermijncontract. Daarnaast kan de domeinconcessiehouder ook nog inkomsten verkrijgen door de verkoop van de garanties van oorsprong die hij ontvangt voor de in het net geïnjecteerde elektriciteit, of door bepaalde diensten aan te bieden aan de netbeheerder. Het voordeel van dergelijk ondersteuningsmechanisme is dat de domeinconcessiehouder een incentive krijgt om zo veel mogelijk elektrische energie (MWh) uit hernieuwbare bronnen te produceren, wat perfect aansluit met de doelstellingen inzake het aandeel van elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen (eveneens in MWh uitgedrukt).

11. Hierna worden, op basis van de ervaring van de CREG, een aantal bedenkingen opgesomd bij de toepassing van de huidige ondersteuningsmechanismen.

### **2.2.1. De ont koppeling tussen de toekenning van de domeinconcessie en de ondersteuning**

12. Bij de aanvraag en toekenning van de bestaande domeinconcessies bestond er steeds een bepaalde ondersteuningsregeling (deels in de elektriciteitswet en deels in het koninklijk besluit van 16 juli 2002). Door de lange termijnen tussen de toekenning van de domeinconcessies en de realisatie van de offshore windmolenparken heeft de overheid met de meeste domeinconcessiehouders achteraf onderhandeld over het ondersteuningsniveau. Deze onderhandelingen verliepen steevast moeilijk, gezien de domeinconcessiehouders zich konden beroepen op de verworven rechten bij de toekenning van de betrokken domeinconcessies. De CREG meent dat dergelijke moeilijke onderhandelingen beter kunnen vermeden worden in de toekomst. Daarom is het belangrijk dat de vastlegging van de ondersteuning en de toekenning van de domeinconcessies gelijktijdig gebeuren, met daaraan verbonden beperkte termijnen voor de realisatie van de *offshore* windmolenparken.

---

<sup>13</sup> In haar antwoord op een parlementaire vraag op 7 maart 2018, stelde de Minister bevoegd voor Energie dat deze totale kosten "... aankoop en installatie van de aansluitingsinfrastructuur (namelijk de onderzeese kabel en het transformatorstation), onderhoudskosten (inclusief verzekeringskosten) en de financiering ervan" omvatten.

### 2.2.2. Toekenning GSC per netto-geproduceerde MWh versus netto geïnjecteerde MWh

13. In alle regimes voor de offshore ondersteuning die België tot op heden gekend heeft, werden groenestroomcertificaten uitgereikt per netto geproduceerde MWh<sup>14</sup>. Het toekenningspunt van de groenestroomcertificaten situeert zich net vóór de transformator in de gondel van de windmolen. Dit brengt verschillende nadelen met zich mee.

Er is een afzonderlijke meting van de nettoproductie per windmolen nodig die minstens afgescheiden en verzegelbaar moet zijn. Bij een onrechtmatige verbreking van de zegels of foutieve meetaansluiting ontstaan telkens discussies over de werkelijke exacte nettoproductie.

Soms blijkt een afzonderlijke meting op het toekenningspunt van de groenestroomcertificaten niet mogelijk. Een berekeningsmethode moet dan worden uitgewerkt waarbij er extra controles en verzegelingen dienen te gebeuren op de elementen tussen het meetpunt en het toekenningspunt.

Gezien de bestaande domeinconcessiehouders het grootste deel van hun inkomsten halen uit de verkoop van groenestroomcertificaten tegen de minimumprijs, hebben zij maar een beperkte incentive om de elektrische verliezen tussen het toekenningspunt en het aansluitingspunt op het transmissienet te minimaliseren.

14. Indien het toekomstige ondersteuningsmechanisme zou voorzien in een prijs per MWh (al dan niet in de vorm van groenestroomcertificaten), dan adviseert de CREG om deze steun toe te kennen op de in het transmissienet netto-geïnjecteerde energie (zijnde het positieve saldo tussen alle injecties en afnames). Het voordeel hiervan is dat de meting gebeurt door een onafhankelijke derde partij, namelijk de transmissienetbeheerder Elia.

### 2.2.3. Gebruik van de contractuele verkoopprijs voor elektriciteit

15. Voor de bepaling van de minimumprijs van de groenestroomcertificaten voor de elektriciteitsproductie door domeinconcessiehouders die onder een LCOE-mechanisme ressorteren, dient de CREG de correctiefactor jaarlijks goed te keuren. De CREG heeft vastgesteld dat de aanbestedingsprocedure voor de toekenning van de PPA vaak een *right-to-match* voor de aandeelhouders bevat. Het integreren van een *right-to-match*-optie samen met de manier waarop het aanbestedingsproces wordt georganiseerd, lijkt veel potentieel geïnteresseerde partijen te weerhouden om uiteindelijk een offerte in te dienen, waardoor in sommige gevallen quasi enkel de aandeelhouders nog een offerte indienen voor de PPA. Dergelijke werkwijze kan concurrentieverstorend zijn. Dit kan resulteren in een lagere elektriciteitsprijs wat op zijn beurt leidt tot een hogere minimumprijs voor de aankoop van groenestroomcertificaten en dus een hogere kost voor de consument.

16. Verder leidt het feit dat de gecontracteerde elektriciteitsprijs wordt opgenomen in de formule voor de bepaling van de minimumprijs tot een situatie waar de domeinconcessiehouder bij de aanbesteding en contractonderhandeling minder belang hecht aan de prijs en andere criteria zwaarder laten doorwegen. De bepaling van de gewichten die toegekend worden aan de verschillende criteria (waaronder de prijs) kan voor iedere investeerder terecht verschillend zijn.

---

<sup>14</sup> De netto-productie wordt in artikel 7,§2, van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 gedefinieerd als zijnde de productie vóór eventuele transformatie verminderd met de elektriciteit nodig voor de functionele installaties van de productie-installaties. De netto-productie is dus de productie die vóór transformatie hetzij rechtstreeks gemeten wordt, hetzij berekend wordt. Het toekenningspunt van de groenestroomcertificaten voor deze netto-productie ligt voor de bestaande windmolens dus in de gondel van de windturbine.

17. Indien het toekomstige ondersteuningsmechanisme zou voorzien in een correctie voor de elektriciteitsprijs, dan adviseert de CREG om voor deze elektriciteitsprijs een objectief vast te stellen relevante prijs wordt gebruikt, zoals bijvoorbeeld een beursgenoteerde prijs op de spotmarkt. Daarbij adviseert de CREG ook om geen individuele correcties op deze prijs te maken.

#### **2.2.4. Ondersteuning laten afhangen van reële kosten**

18. De huidige elektriciteitswet voorziet dat domeinconcessiehouders een verhoging van de minimumprijs van de groenestroomcertificaten krijgt ter vergoeding van de aansluitingskosten.

Bij de bepaling van de vergoeding voor de aansluiting die voorgelegd worden, stelt de CREG volgende problemen vast:

- De invulling van welke kosten er precies in aanmerking mogen worden genomen is in de wettekst niet gepreciseerd, wat reeds tot een parlementaire vraag heeft geleid.
- De investeringskosten voor de aansluitingsinstallaties komen niet altijd overeen met de goedkoopste offerte gezien de domeinconcessiehouder ook nog andere gunningscriteria in rekening brengt bij de gunning van de opdracht voor levering en plaatsing van de aansluitingsinstallaties (de weging tussen de verschillende criteria is wederom een keuze van de projectontwikkelaar, die voor de kosten die hij mag inbrengen geen incentive heeft deze te beperken).
- een gedeelte van de voorgelegde kosten zijn per definitie onzekere inschattingen van toekomstige mogelijke uitgaven (b.v. OPEX voor 17 jaar na de realisatie van de werken)
- een gedeelte van de kosten zijn herstel- of remediëringskosten voor mogelijke toekomstige gebeurtenissen (mogelijke kabelfouten, her ingraven van aansluitingskabels,...). Het is dus onmogelijk om ex ante de correcte bedragen in te schatten.

19. De CREG adviseert om de ondersteuning in de toekomst niet langer te laten afhangen van een verificatie of controle van offertes door een derde partij, maar daarentegen de bidder alle kwalitatieve afwegingen zelf te laten maken en enkel de door hem aangeboden prijs (in welke vorm dan ook – zie verder) in rekening te brengen voor de bepaling van de ondersteuning.

#### **2.2.5. De onzekere inkomstenstroom voor de domeinconcessiehouder**

20. Bij de bestaande *offshore* windmolenparken hangen de inkomsten voor de domeinconcessiehouder rechtstreeks af van de werkelijke elektriciteitsproductie die afhankelijk is van de windomstandigheden. De onzekerheid betreffende deze windomstandigheden, die sterk kunnen variëren van jaar tot jaar, houden een financieel risico in wat zicht vertaalt in de nood voor een hoger subsidiebedrag. Voor de drie laatste parken (Northwester 2, Seastar, Mermaid) werd dit windrisico beperkt door de invoering van een voorschotregeling. De CREG kan zich principieel vinden in een voorschotregeling voor zover deze voorschotten voldoende dynamisch worden bepaald zodanig dat de eindafrekening geen al te grote risico's voor de consument veroorzaakt.

#### **2.2.6. Steun bij negatieve uren**

21. Het nadeel van een mechanisme waarbij een bedrag per MWh wordt betaald bovenop de elektriciteitsprijs is dat de domeinconcessiehouder geen incentive heeft om zijn elektriciteitsproductie af te stemmen op de behoefte aan elektriciteit in de markt. Zelfs bij negatieve elektriciteitsprijzen, wat een duidelijk signaal is dat er te veel geproduceerd wordt in verhouding tot het verbruik, heeft de

domeinconcessiehouder de incentive om te blijven elektriciteit te produceren zolang het netto saldo tussen de inkomsten die hij verkrijgt uit het ondersteuningsmechanisme en de kosten die verbonden zijn met de elektriciteitsverkoop, positief is. In deze situatie echter wordt de productie van elektriciteit gesubsidieerd die door de markt als “ongewenst” wordt beschouwd. In een normale marktsituatie geven negatieve marktprijzen het signaal aan producenten om hun productie te verminderen of stop te zetten en aan consumenten het signaal om meer te verbruiken.

22. Steun verlenen aan productie bij negatieve prijzen wordt door de Europese Commissie gezien als een marktversturende maatregel die ontoelaatbaar is. De Europese Commissie stelt in 3.3.2.1. van haar richtsnoeren inzake staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020<sup>15</sup> uitdrukkelijk “... c) maatregelen zijn uitgewerkt om te garanderen dat producenten geen prikkel krijgen om elektriciteit te produceren tegen negatieve prijzen”.

23. Om tegemoet te komen aan de eisen van de Europese Commissie (in het kader van de aanmelding bij de EC van het ondersteuningsmechanisme) werd voor de domeinconcessies met financial close vanaf mei 2014 de minimumprijs voor de aankoop van groenestroomcertificaten op nul gezet tijdens periodes waarbij de markt een overschot aan elektriciteit heeft. Deze periodes worden beperkt tot de eerste 288 kwarturen per kalenderjaar waarbij het onevenwichtstarief voor een positief onevenwicht gelijk aan of lager dan -20 EUR/MWh is of indien de day-ahead-prijs op de beurs gedurende 6 opeenvolgende uren lager is dan 0 EUR/MWh. De beperking tot 288 kwarturen per jaar, maakt dat de maatregel geen effect meer heeft op alle volgende kwarturen met negatieve prijzen.

24. De CREG stelt vast dat het verbod van ondersteuning van de productie bij negatieve prijzen niet op eenzelfde manier werd geïmplementeerd in de verschillende Lidstaten. De CREG stelt voor om volledig te voldoen aan de eisen opgelegd door de Europese Commissie zonder verder te gaan dat wat strikt noodzakelijk is om de goedkeuring van het mechanisme te bekomen. Elke bijkomende beperking qua ondersteuning betekent immers een extra risico voor de projectontwikkelaar en zal zich vertalen in een hogere subsidiekosten per MWh.

---

<sup>15</sup> Zogenaamde “State Aid Guidelines”, afgekort als EEAG, PBEU 28 juni 2014

### **3. PROCEDURES VOOR HET BEPALEN VAN EEN ONDERSTEUNINGSNIVEAU**

25. De bepaling van een kostenefficiënt ondersteuningsniveau is een delicate oefening waarbij een evenwicht moet gevonden worden tussen het aanmoedigen van investeringen en het voorkomen van oversubsidiëring. Deze oefening wordt bovendien extra bemoeilijkt in een omgeving waar zowel de investeringskosten als de operationele kosten een sterk dalende trend vertonen, maar waarbij het zeer moeilijk is om de snelheid van deze trend te voorspellen.

26. Voor de bepaling van de hoogte van het ondersteuningsniveau kan men onderscheid maken tussen drie methodes :

- via een administratieve bepaling (bijvoorbeeld bepaling door een administratieve overheid of door politieke besluitvorming);
- via een competitief biedingsproces (concurrerende inschrijvingsprocedure);
- door een certificatenmechanisme met quota.

27. Hierna volgt een korte beschrijving van deze drie procedures.

#### **3.1. DE ADMINISTRATIEVE BEPALING**

28. De administratieve bepaling houdt in dat een uitvoerend overheidsorgaan (regering, een administratie, ...) het steunniveau bepaalt met de bedoeling dit niveau voldoende aantrekkelijk te maken voor investeerders opdat de beoogde objectieven inzake ontwikkeling van hernieuwbare energieproductie gehaald zouden kunnen worden. Meestal wordt dit steunniveau bepaald door een levelized cost of energy (LCOE) te berekenen, waarbij diverse parameters in rekening dienen te worden gebracht<sup>16</sup>. Een andere minder gebruikelijke methode is de ondersteuning te bepalen op basis van de vermeden kosten en het in rekening brengen van externaliteiten.

29. De administratieve methode heeft inherent een aantal belangrijke nadelen, namelijk het bestaan van de informatie-asymmetrie tussen de overheid en de projectontwikkelaar en de moeilijke inschatting van kosten die enerzijds projectgerelateerd zijn en anderzijds een snel dalende evolutie kennen. In een omgeving van stijgende concurrentie tussen offshore windmolenprojectontwikkelaars en van sterk dalende kosten, blijkt een administratieve bepaling echter inefficiënt en door de te trage reactietijd op nieuwe kostenevoluties leidt ze tot oversubsidiëring.

#### **3.2. COMPETITIEF BIEDINGSPROCES**

30. De bedoeling van een competitief biedingsproces (concurrerende inschrijvingsprocedure of veiling) is een kostenefficiënt ondersteuningsniveau te bekomen voor de ontwikkeling van nieuwe offshore windmolenparken. Een competitief biedingsproces ligt in lijn met Europese richtlijnen inzake

---

<sup>16</sup> Alle kosten en inkomsten, levensduur van het project en duur van de ondersteuning, financiering van het project, vereist rendement op eigen vermogen,...

overheidssteun (EEAG). Bovendien heeft België zich tegenover de Europese Commissie verbonden om vanaf 1 januari 2017 domeinconcessies toe te kennen op basis van een competitief biedingsproces<sup>17</sup>.

31. Het resultaat van een competitief biedingsproces is een ondersteuningsniveau dat aan de projectontwikkelaar wordt gegarandeerd. Dit ondersteuningsniveau kan de vorm aannemen van een capaciteitsvergoeding (per geïnstalleerde kW) dat eenmalig hetzij gespreid in de tijd wordt uitbetaald of van een ondersteuning per MWh (geproduceerd of geïnjecteerd / FIT of FIP, maar altijd gespreid in de tijd).

32. De Ministerraad van 31 augustus 2018 heeft gekozen om een dergelijk mechanisme in te voeren. De CREG meent dat deze keuze, mits een adequate organisatie van de inschrijvingsprocedure met voldoende concurrentie, de ontwikkeling van de toekomstige windmolenparken zal bevorderen tegen competitieve kosten.

33. Voor de verdere uitwerking van dit mechanisme verwijzen we naar hoofdstuk 4.

### **3.3. GROENESTROOMCERTIFICATEN- OF QUOTASYSTEEM**

34. Bij een groenestroomcertificaten- of quotasysteem haalt de projectontwikkelaar bijkomende inkomsten (bovenop de verkoop van elektriciteit) uit de verkoop van groenestroomcertificaten. De waarde ervan wordt bepaald door een markt van vraag- en aanbod, waarbij de vraag gecreëerd wordt door het opleggen van quota aan leveranciers voor de inlevering van groenestroomcertificaten en een bijhorende boete per ontbrekend certificaat.

Een groenestroomcertificatenmechanisme op federaal niveau is geen optie (zie randnummer 7).

### **3.4. KEUZE VOOR EEN COMPETITIEF BIEDINGSPROCES**

35. De richtsnoeren voor staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie (EEAG) van de Europese commissie regels geven duidelijk aan dat enkel een groenestroomcertificatenmechanisme en het competitief biedingsproces nog tot een toelaatbaar mechanisme van staatssteun leiden. Gezien de juridische onmogelijkheid, onafhankelijk van de praktische moeilijkheden, om het instellen van een groenestroomcertificatenmechanisme is het toekennen van steun aan toekomstige *offshore* windmolenparken enkel mogelijk via een competitief biedingsproces, zoals ook door de Ministerraad beslist.

---

<sup>17</sup> Zie punt 97 van de beslissing van de Europese Commissie over staatssteun aan Rentel en Norther (SA.45867) en in punt 93 van de beslissing van de Europese Commissie over staatssteun aan Mermaid, Seastar en Northwester2 (SA.51306).

## 4. DESIGN TOEKOMSTIG ONDERSTEUNINGS-MECHANISME

### 4.1. VOORAFGAANDE OPMERKING

36. In dit hoofdstuk worden de modaliteiten van het ondersteuningsmechanisme besproken. De CREG merkt op dat momenteel ook competitieve biedingsprocessen plaatsvinden zonder subsidie<sup>18</sup>. De CREG meent dat een biedingsproces zonder subsidie, mogelijks zonder resultaat zou kunnen blijven, waardoor kostbare tijd verloren gaat. Gezien immers de beoogde timing voor de realisatie van de toekomstige *offshore* windmolenparken (2025), lijkt het de CREG beter om een scherpe daadwerkelijke concurrentie via een competitief biedingsproces met subsidie na te streven. Afhankelijk van de evolutie van de elektriciteitsprijzen, zou de subsidiekost immers dan ook tot nul kunnen herleid worden.

### 4.2. ONTWERP VAN HET TOEKOMSTIG MECHANISME

37. Een belangrijke vraag is welke de basis vormt voor de toekomstige ondersteuning. De resultaten voor de tendering van de Borssele-kavels in Nederland waren heel gunstig, namelijk aanzienlijk lagere subsidiekosten ten opzichte van de ondersteuningskost voor de Belgische offshore windmolenparken na correctie voor de objectieve verschillen (cfr. studie CREG 1568<sup>19</sup>). De CREG stelt vast dat de Nederlandse aanpak voor de ontwikkeling van offshore windmolenparken heel efficiënt gebleken is met als resultaat een relatief lage ondersteuningskost die door de eindverbruiker gedragen wordt. De CREG meent dan ook dat de Nederlandse aanpak als een voorbeeld kan gezien worden en stelt voor om zich hierop te inspireren bij de uitwerking van het Belgische ondersteuningsmechanisme voor de toekomstige offshore domeinconcessies. Een uitvoerige vergelijking tussen ondersteuningssystemen kan gevonden worden in het document "*Key support elements of RES in Europe : moving towards market integration*"<sup>20</sup>.

#### 4.2.1. Basis voor subsidiëring

38. Gezien de doelstellingen inzake hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsproductie uitgedrukt worden per MWh, is een ondersteuning per MWh het meest aangewezen. Bij een ondersteuning per MWh kan zowel de eenheidssubsidiekost (EUR/MWh) als de maximale totale subsidiekost (in euro) op voorhand vastgelegd worden.

39. Een ondersteuning per geïnstalleerde MW heeft het voordeel dat de *offshore* producenten marktconform zullen blijven reageren op prijssignalen, maar geeft een minder goede garantie om effectief ook de energiedoelstellingen te verwezenlijken. Er dienen minstens bijkomende garanties (onder meer inzake beschikbaarheid van de windmolens) door de ontwikkelaar te worden gegeven die nadien door de organiserende overheid dienen gecontroleerd te worden. Voor de projectontwikkelaar heeft een ondersteuning per MW bovendien ook het voordeel dat het windrisico (kans op jaren met

---

<sup>18</sup> De Nederlandse Regeling van 23 November 2018 (Staatscourant Nr.67681 van 3 december 2018) voor de vergunningverlening van de kavels III en IV Hollandse Kust viseert inmiddels *offshore* windmolenparken zonder subsidie.

<sup>19</sup> Studie (F)1568 van 16 december 2016 over "de analyse van ondersteuning van offshore windenergie met inbegrip van het jaarlijks verslag over de doeltreffendheid van de minimumprijs voor offshore windenergie".

<sup>20</sup> Zie CEER website, ref. C15-SDE-49-03 , <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/28b53e80-81cf-f7cd-bf9b-dfb46d471315>



relatief weinig wind) geen rol meer speelt. De eenheidssubsidiekost (EUR/MWh) wordt hierdoor echter moeilijker voorspelbaar, gezien het windrisico gedragen wordt door de diegene die het mechanisme financiert (overheid en/of elektriciteitsverbruiker). De eenheidssubsidiekost is echter een belangrijke parameter om verschillende ondersteuningsmechanismen onderling te vergelijken.

Verder meent de CREG dat een ondersteuning op basis van de capaciteit (aantal geïnstalleerde MW) tot een suboptimaal design zal leiden, waarbij weliswaar windmolenparken met een grote capaciteit worden gerealiseerd maar waarvan de energieopbrengst ten gevolge van interne wake-effecten niet optimaal zou zijn.

De CREG merkt verder ook op dat in de naburige landen waar reeds succesvolle tenders georganiseerd zijn, de ondersteuning per MWh wordt gegeven.

40. Hoewel beide systemen bepaalde voordelen bieden, meent de CREG dat het aangewezen is om een ondersteuning per MWh te blijven voorzien. Rekening houdend met de ervaringen met een steun op basis van netto-geproduceerde elektriciteit (zie 2.2.2., randnummers 13 en 14) meent de CREG dat de steun moet gegeven worden op de netto-geïnjecteerde energie in het net waarop het windmolenpark is aangesloten.

#### **4.2.2. Formule voor ondersteuning**

41. De CREG stelt voor om het bestaande *Feed-In-Premium* – mechanisme te behouden, gezien een *Feed-In-Tarif*-mechanisme niet te verenigen valt met de wettelijke beperkingen op de activiteiten die de transmissienetbeheerder mag uitoefenen.

42. De CREG stelt voor om de FIP-formule ter bepaling van de subsidie zo eenvoudig mogelijk te houden.

$$\textit{Subsidie} = \textit{basisbedrag} - \textit{correctiebedrag}$$

Waarbij :

- *subsidie* wordt uitgedrukt in EUR/MWh en overeenkomt met de ondersteuning die de laureaat van het competitief biedingsproces krijgt per netto in het transmissienet geïnjecteerde MWh
- *basisbedrag* wordt uitgedrukt in EUR/MWh en wordt bekomen door middel van een competitief biedingsproces
- *correctiebedrag* wordt uitgedrukt in EUR/MWh en houdt rekening met de elektriciteitsreferentieprijs, de onbalans- en profielkosten

43. Het correctiebedrag houdt rekening met een elektriciteitsreferentieprijs, gecorrigeerd met een factor voor onbalans- en profielkosten. Het correctiebedrag houdt geen rekening met de waarde van de garanties van oorsprong omwille van het ontbreken van een transparante marktplaats/platform met publicatie van een relevante prijs. Indien echter een duidelijke relevante prijsindicator zou ontstaan, wat niet onmogelijk is gezien de stijgende waarde van de garanties van oorsprong, dan is het aangewezen om deze waarde toch nog op te nemen in de formule.

De elektriciteitsreferentieprijs dient een beursgenoteerde prijs op de spotmarkt te zijn. De formule voor de profiel- en onbalanskosten bepaalt de multiplicator die wordt toegepast op de elektriciteitsreferentieprijs om het correctiebedrag te bepalen. De multiplicator voor de profiel- en onbalanskosten dient jaarlijks te worden bepaald volgens vooraf bepaalde regels. De CREG stelt voor om deze profiel- en onbalanskosten te bepalen voor alle Belgische offshore windmolenparken samen en dus geen individuele correctie toe te passen zoals nu het geval is voor de Rentel, Norther, Mermaid, Seastar en Northwester 2.

In tegenstelling tot de bestaande ondersteuningsmechanismen, waarbij de CREG vóór de financial close een langetermijn-PPA dient goed te keuren en vervolgens jaarlijks de correctiefactor te bepalen, meent de CREG dat het correctiebedrag door middel van een vooraf bepaalde formule dient te worden berekend. Per definitie zal deze formule dan ook enkel objectief vaststelbare parameters bevatten en dus geen elementen bevatten die specifiek zijn voor de projectontwikkelaar of betrekking hebben op de werkelijk afgesloten PPA. De CREG meent dat het niet wenselijk is om projectspecifieke parameters op te nemen in de formule van het correctiebedrag, omdat de marktconformiteit van een langetermijn-PPA heel moeilijk te controleren is bij gebrek aan concurrentie bij de aanbesteding voor de PPA, zoals vastgesteld voor bepaalde van de reeds toegekende domeinconcessies (zie 2.2.3., randnummers 15 tot 17).

44. Het basisbedrag is het bedrag dat geboden wordt door de kandidaten. Het bod met het laagste basisbedrag zal ook het minste subsidie vergen (gezien het correctiebedrag op een objectieve manier onafhankelijk van het windmolenpark zal bepaald worden).

45. In de voorgestelde formule wordt het subsidiebedrag negatief indien het correctiebedrag groter is dan het geboden basisbedrag. Dit betekent concreet dat de negatieve verschillen tussen het correctiebedrag en het basisbedrag voor de betrokken MWh in mindering wordt gebracht van de positieve verschillen. In geval van een negatief saldo bij de eindafrekening zijn er verschillende opties mogelijk gaande van een volledige betaling tot een gedeeltelijke betaling van het negatieve saldo of zelfs een vrijstelling ervan. De CREG zal deze mogelijkheden verder onderzoeken.

### **4.2.3. Groenestroomcertificaten**

46. Indien de beleidskeuze gemaakt wordt om een steun toe te kennen per MWh, dan lijkt het de CREG aangewezen om het bestaande systeem van groenestroomcertificaten te behouden. Zoals eerder reeds opgemerkt betreft het geen echt groenestroomcertificatensysteem. Een naamswijziging naar bijvoorbeeld “offshore steuncertificaten” zou overwogen kunnen worden, maar dit lijkt voor de CREG geen wezenlijk punt in het kader van de ontwikkeling van het toekomstige ondersteuningsmechanisme.

### **4.2.4. Betaling van de steunregeling met voorschotten**

47. Om *offshore* windmolenprojecten te realiseren die op langere termijn bijdragen tot de doestellingen van België inzake hernieuwbare energiebronnen, is een spreiding van de uitkering van de steun in de tijd (over de ganse duur van de subsidieperiode aangewezen) nodig.

48. De CREG meent dat een systeem om met voorschotten (vanaf de ingebruikname van de windturbines) een vaste inkomstenstroom per turbine te genereren voor de domeinconcessiehouder, bijdraagt tot een daling van het windrisico en dus aanleiding zou moeten geven tot meer competitieve biedingen. Een systeem van voorschotten wordt momenteel ook voorzien voor de laatste 3 Belgische domeinconcessies en in Nederland. De bepaling van de hoogte van deze voorschotten zou moeten gebaseerd worden op de door de aanbieder voorspelde P50- windproductiewaarden (die door een onafhankelijke partij berekend dienen te worden). De totale subsidie die maximaal kan verkregen worden dient dan ook begrensd te worden op basis van deze P50-waarde.

49. Dergelijke benadering houdt echter een risico in dat de P50-waarden te hoog ingeschat worden waardoor een met een lager tenderbedrag toch dezelfde inkomstenstroom kan gegenereerd worden. Daarom dient er zeker ook een opvolging te gebeuren van de werkelijke productie en dient de voorschotregeling naar beneden te kunnen worden aangepast (of zelfs te worden stopgezet) indien blijkt dat de voorspelde P50-productie niet gehaald kan worden.

50. De CREG meent dat een dynamische voorschotregeling moet uitgewerkt worden, waarbij een evenwicht gevonden wordt tussen de risicobeperking voor de volatiele inkomstenstromen bij de domeinconcessiehouders en de beperking van te hoge saldi bij de eindafrekening op het einde van de ondersteuningsperiode. Dergelijke hoge saldi houden immers een risico in dat de te veel gestorte bedragen niet meer teruggestort worden.

## 5. COMPETITIEF BIEDINGSPROCES

### 5.1. DOELSTELLINGEN

51. In de principenota werden 4 doelstellingen opgenomen :

- Een capaciteit aan hernieuwbare windenergie (min. 1,7 GW)<sup>21</sup>;
- Een maximale energie geleverd aan het netwerk (in GWh);
- Een minimale kost voor de elektriciteitsconsument (direct of indirect)<sup>22</sup>;
- Ondersteunende energiediensten aan het net leveren (evenwicht, opslag, ...).

52. De CREG wenst de aandacht te vestigen dat deze vier doelstellingen elkaar minstens gedeeltelijk tegenwerken en bijgevolg niet gezamenlijk te maximaliseren zijn. Dit wordt hierna verduidelijkt aan de hand van enkele voorbeelden.

53. De bovenstaande doelstellingen moeten bereikt worden binnen de voor offshore energieproductie voorziene zones (met een oppervlakte van circa 221km<sup>2</sup> die mogelijks wordt uitgebreid met 60km<sup>2</sup><sup>23</sup>).

- Vanzelfsprekend zal de maximalisatie van de energieproductie van een windmolenpark vanaf een bepaalde grootte het gebruik van meer en/of efficiëntere en dus duurdere windturbines noodzaken en tot grotere kosten leiden. Dit is niet combineerbaar met het nastreven van een minimale kost voor de elektriciteitsconsument.
- Minder vanzelfsprekend is de relatie tussen de geïnstalleerde capaciteit en de geproduceerde energie. Ten gevolge van interne *wake*-effecten (windmolens veroorzaken turbulentie waardoor de achterliggende windmolens minder windenergie kunnen capteren en dus ook minder elektriciteit produceren) daalt de bijkomende elektriciteitsproductie naarmate er meer windmolens bijgeplaatst worden. Vanaf een bepaalde densiteit van windmolens zal de totale elektriciteitsproductie van het windmolenpark zelfs afnemen door toevoeging van bijkomende windmolencapaciteit. Daarom is de recent aangekondigde uitbreiding van de voorziene oppervlakte met 60 km<sup>2</sup> een goede zaak om te komen tot een efficiëntere productie en dus tot lagere kosten.
- ...

54. Voor de CREG is het niet duidelijk waarom een bepaalde capaciteit van 1,7 GW of het maximaliseren van deze capaciteit een doelstelling vormt. Enkel de geproduceerde energie door de *offshore* windmolenparken telt in het kader van het realiseren van de milieudoelstellingen voor België.

De doelstelling “maximale energie geleverd aan het netwerk (in GWh)” kan gekaderd worden in het bereiken van de milieudoelstellingen om een bepaald percentage van ons energieverbruik uit hernieuwbare energiebronnen te halen. Dit is evenwel een gevolg van de doelstelling om het gebruik van vervuilende fossiele brandstoffen voor de elektriciteitsproductie te beperken. Een ondersteuning per MWh, zoals dit in de meeste landen het geval is, kan evenwel aanleiding geven tot negatieve prijzen, wat in de toekomst, met de toename van elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen,

---

<sup>21</sup> Hier wordt wellicht een maximalisatie van de capaciteit bedoeld

<sup>22</sup> Wellicht wordt hier de kost per MWh bedoeld

<sup>23</sup> Zie persbericht dd. 7 december 2018, Minister van de Noordzee Philippe De Backer.

steeds frequenter zal voorkomen. Bij een beperkt volume aan geïnstalleerde capaciteit aan hernieuwbare energieproductie levert dergelijk design geen problemen op. Wanneer echter het aanbod van “gratis” hernieuwbare energie<sup>24</sup> (voornamelijk veel zon en wind) zodanig is dat de elektriciteitsproductie de elektriciteitsvraag structureel overtreft, dan ontstaan er negatieve prijzen. Zolang het ondersteuningsbedrag dat de producent ontvangt groter is dan de prijs die hij moet betalen voor de geleverde elektriciteit blijft de incentive bestaan om te blijven produceren, hoewel de markt aangeeft dat het systeem verzadigd is.

In principe komt een tendering neer op het toekennen van een domeinconcessie aan de kandidaat die de laagste ondersteuning vraagt voor de realisatie, exploitatie en ontmanteling van het windmolenpark. De theoretische mogelijkheid dat de toekenning van een domeinconcessie opbrengsten in plaats van kosten genereert dient voorzichtigheidshalve niet bij voorbaat uitgesloten te worden.

## 5.2. PRINCIPES

55. Om tot een fundamentele subsidiekostenverlaging te bekomen voor de ondersteuning van nieuwe *offshore* windmolenparken, en zelfs eventueel tot de bouw zonder nood aan subsidies, is het volgens de CREG van belang om bij de uitwerking van het competitief biedingsproces een aantal belangrijke principes te respecteren, namelijk :

- een *level playing field* creëren tussen kandidaten;
- een groot aantal kandidaten die een ernstige offerte maken of een bieding doen;
- duidelijke selectiecriteria en objectieve gunningscriteria;
- korte *lead times* garanderen om risicopremies te verminderen;
- rechtszekerheid en een stabiel regelgevend kader garanderen.

## 5.3. KARAKTERISTIEKEN VAN DE TENDER

### 5.3.1. Algemene randvoorwaarden

56. Er zijn duidelijke voorstudies nodig die een maximum aan informatie verstrekken en aldus de risico's voor de aanbieder minimaliseren. Er mag immers gesteld worden dat ontbrekende informatie aanleiding geeft tot bijkomende risico's en bijgevolg aanleiding geeft tot een hogere kost en hogere biedingen.

Het tenderproces en de planning ervan dienen eveneens duidelijk beschreven te worden. Korte *lead times*, tussen de opgelegde datum van indiening van de offertes of biedingen en de datum waarop de laureaat volledige zekerheid krijgt van zowel de ondersteuning als alle nodige vergunningen om het project te kunnen uitvoeren, zijn heel belangrijk om competitieve biedingen te kunnen ontvangen.

Hoe langer de termijn tussen indiening van de offertes en definitieve gunning, des te meer risico's loopt de kandidaat en des te hoger zal het tenderbedrag worden. De risico's zijn onder meer: volatiliteit van de grondstofprijzen (voornamelijk staal- en koperprijzen), de beschikbaarheid van de slots voor levering van de diverse componenten alsook de slots bij de aannemers (onder meer reservering van

---

<sup>24</sup> Met “gratis” hernieuwbare energie wordt de kost van de energiedrager bedoeld. Biomassa daarentegen is wel een hernieuwbare energiebron, maar heeft een kost.

de boten voor uitvoering van de funderingen en het oprichten van de windmolens), risico's inzake de financieringskosten, ... . Vanaf het moment dat de laureaat zekerheid krijgt van de definitieve gunning, kan hij overgaan tot het sluiten van contracten met zijn toeleveranciers en onderaannemers en kan hij de overblijvende risico's afdekken.

57. Er dient een *level playing field* gecreëerd te worden door niet toe te laten dat rechtspersonen die verbonden zijn aan de ondernemingen die de voorstudies realiseren, meedingen in de tender.

58. Om een zo groot mogelijk aantal kandidaten aan te trekken, meent de CREG dat het aangewezen is om alle relevante documenten voor de tender, inclusief wetgeving, ook in het Engels beschikbaar te stellen.

59. De tender dient ook duidelijk het verloop van het tenderproces te schetsen en de ontvankelijkheids- en gunningscriteria eenduidig te bepalen.

60. Verder dienen de tenderdocumenten ook de rechten en plichten van de kandidaat/bieder/laureaat en van de organiserende overheid te beschrijven:

- financiële zekerheden en waarborgen die de kandidaat moet voorleggen om te worden geselecteerd;
- duidelijke regeling van de betalingsvoorwaarden van de ondersteuning met de modaliteiten inzake voorschotten en afrekeningen;
- duidelijke bindende termijnen voor het verloop van het tenderproces, maar ook voor de realisatie, uitbating en ontmanteling van het te bouwen offshore windmolenpark;
- duur van subsidieperiode, duur van concessie;
- vereisten inzake ontmanteling (wat dient er te worden afgebroken? Welk bedrag dient er voorzien te worden? Best een vaste fee opgelegd door overheid, want anders worden de offertes minder vergelijkbaar;
- penaltiteiten voor niet respecteren van de plichten;
- mogelijkheden tot beëindiging, verzaking en overdracht van de concessie;
- vergoedingen/penaltiteiten indien de overheid/transmissienetbeheerder/ derde partij in gebreke blijft.;
- curtailment voorwaarden;
- limieten van ieders verantwoordelijkheden (verantwoordelijkheid met betrekking tot de juistheid van de voorstudies, liabilities bijvoorbeeld over onbeschikbaarheid netwerk, ...);
- een vragen en antwoorden document zou publiek beschikbaar moet gesteld worden;
- technische vereisten voor het ontwerp van het windmolenpark (definitie veiligheidsafstanden, technische vereisten voor aansluiting,...);
- technische vereisten van turbines;
- aantal biedingen per partij.

In het kader van deze reflectienota is het niet mogelijk om alle noodzakelijke aspecten van het volledige tenderproces uit te werken. Wel wordt in de volgende punten dieper ingegaan op een aantal van voornoemde aspecten.

### **5.3.2. Prijsbepaling : pay-as-bid**

61. Gezien de tenderprocedure voor een beperkt aantal loten wordt georganiseerd, met slechts één laureaat per lot, en dat de diverse loten nooit identiek kunnen zijn (qua oppervlakte misschien nog wel, maar niet qua ondergrond, waterdieptes, windklimaat, ...) dient hier een *pay-as-bid* principe te worden gehanteerd.

### **5.3.3. Prijsplafond : cap**

62. De recente tenderprocedures in Nederland hebben competitieve resultaten opgeleverd. Toch lijkt het volgens de CREG nuttig om zich te behoeden tegen onverwachte (te hoge) marktuitkomsten. Het op voorhand invoeren van een cap of plafond voor de biedingen lijkt dan ook aangewezen. Deze cap is wellicht niet nodig indien de tijd tussen het indienen van de biedingen en de toewijzing voldoende kort is. Gezien de snelle onvoorspelbare evolutie in de tenderbedragen die in Europa worden waargenomen, is het niet aangewezen om nu reeds een uitspraak te doen over de hoogte van dit plafond. De bepaling ervan dient pas te gebeuren bij de opstelling van de inschrijvingsprocedure.

### **5.3.4. Omvang van de loten**

63. Alvorens de grootte van de loten te bepalen, dient een accurate inschatting gemaakt te worden van het potentieel voor windenergie in de daartoe voorbestemde zone. Deze inschatting dient idealiter te gebeuren op basis van een studie die verschillende aspecten in rekening brengt zoals windopbrengst, kostenefficiëntie, waterdiepte, ondergrond, ... .

Bij het bepalen van de omvang van de loten dient een compromis gevonden te worden tussen schaalvoordelen en financierbaarheid van de projecten.

Hoe groter de loten (met andere woorden hoe meer capaciteit aan windmolens er binnen het geografische domein verbonden met het lot kan geplaatst worden), des te groter worden de schaalvoordelen. Grotere loten zullen bijgevolg in principe aanleiding moeten geven tot gunstigere offertes. Anderzijds vereisen grotere loten ook meer kapitaal ten gevolge van de grotere investeringskosten. Te grote loten riskeren de financierbaarheid van de projecten moeilijker en complexer te maken, waardoor het aantal bidders beperkt worden en de concurrentie afneemt. Dit kan tot hogere (duurdere) resultaten leiden.

Rekening houdend dat de zone voor nieuwe offshore windmolenconcessies ruimte geeft voor ongeveer 1750 MW aan nieuwe windmolencapaciteit, stelt de CREG voor om in principe per tender een aantal domeinconcessies te veilen voor een windmolencapaciteit tussen 750 MW en 1000 MW te veilen, opgesplitst in individuele loten van met een capaciteit tussen 300 MW en 500 MW.

Deze grenswaarden voor de capaciteit van de tender zijn indicatief. De definitieve bepaling ervan dient te gebeuren rekening houdend met de resultaten van verdere studies. Indien de zone, na de uitbreiding ervan tot 281km<sup>2</sup>, de mogelijkheid heeft om meer dan 2000 MW te installeren, dan lijkt het de CREG nuttig om te onderzoeken om drie opeenvolgende tenders van telkens 2 loten te organiseren.

De tender moet zowel biedingen toelaten op individuele loten als op een combinatie van loten. Per lot of per combinatie van loten mag slechts één bieding uitgebracht worden.

De CREG adviseert verder om niet meer dan 2 loten per tender te veilen, teneinde voldoende concurrentie te garanderen.

### **5.3.5. Biedingen**

64. Het is belangrijk om een heel duidelijk beeld te geven over wat de biedingen moeten omvatten. Na indiening van de biedingen dienen bilaterale contacten met individuele kandidaten zo veel mogelijk vermeden te worden. Als blijkt dat de tender, een tekortkoming zou hebben, dan moeten alle kandidaten immers de mogelijkheid krijgen om hun bieding te herzien.

Per bod moet een volledig dossier worden ingediend bestaande uit onder meer volgende informatie over:

- de aanvrager (identificatie, aandeelhouderstructuur, financiële draagkracht, ...)
- de projectbeschrijving
- MER
- het financieel luik (in gesloten envelop) met het tenderbedrag
- ...

Naast het de vereiste van de volledigheid van het dossier bij de offerte, meent de CREG ook dat het van belang is de structuur van het ingediende dossier vooraf te bepalen zodat het dossier opdeelbaar is teneinde vlot alle stakeholders die een beoordeling / advies dienen te geven het voor hun relevante gedeelte van de offerte te kunnen opsturen. Een elektronische kopie van de ingediende offerte zal het beoordelingsproces ook helpen vlotter te verlopen.

### **5.3.6. Ontvankelijkheidscriteria**

65. De bidders die aan de ontvankelijkheidscriteria voldoen, worden als kandidaat bestempeld.

De CREG meent dat deze ontvankelijkheidsvereisten zo ruim en zo duidelijk mogelijk moeten worden afgelijnd.

Deze ontvankelijkheidsvoorwaarden dienen volgende aspecten te bevatten:

- criteria inzake de bidder zelf (financiële en technische capaciteiten, verbod tot deelname voor verbonden ondernemingen aan degene die meegewerkt heeft aan de voorstudies?);
- volledigheid van het dossier;
- criteria om te voldoen aan vergunningsvoorwaarden;
- biedingsvoorwaarden: om te vermijden dat de nadelige gevolgen van eventueel het ontbreken van een competitief bod (door te weinig bidders) op te vangen kan er op voorhand een maximum plafond ingesteld worden wat niet mag overschreden worden; dit moet kaderen in het behalen van de doelstellingen inzake het aandeel van hernieuwbare energiebronnen
- maximaal aantal biedingen per consortium.

Enkel de kandidaten die aan alle ontvankelijkheidsvereisten voldoen, komen in aanmerking om gerangschikt te worden op basis van de gunningscriteria.

### **5.3.7. Gunningscriteria**

66. De principenota vermeldt gunningscriteria, waardoor de mogelijkheid bestaat dat er meerdere gunningscriteria zouden worden in aanmerking genomen.



In geval van toepassing van meerdere gunningscriteria, dienen vooraf volgende punten te worden bepaald:

- de weging van de verschillende criteria. De wegingsfactoren kunnen een doorslaggevend element vormen in het gunningsproces en dienen zorgvuldig te worden gekozen;
- de manier waarop de ingediende offerte getoetst wordt aan het gunningscriterium en hoe de score van de ingediende offerte wordt berekend. Bij kwantitatieve criteria is dit zeker nog te objectiveren in het tenderdocument, maar bij kwalitatieve criteria (bijvoorbeeld de milieu-impact, de kwaliteit van het project, de kwaliteit van het MER, ...) is de omzetting naar een score een vrij subjectief proces.

De domeinconcessie wordt gegund aan de kandidaat die de hoogste score (som van de scores van de individuele behaalt), waardoor de weging en objectieve evaluatie van deze criteria doorslaggevend kan zijn voor de bepaling van de laureaat van de tender.

De CREG is van mening dat het gebruik van één enkel criterium veruit te verkiezen valt boven de toepassing van meerdere criteria. Het te gebruiken criterium zou dan ook enkel het tenderbedrag mogen zijn op voorwaarde dat de algemene voorwaarden de kwaliteit van de inbieder kunnen garanderen. De bidders die aan alle ontvankelijkheidsvereisten voldoen, worden dan gerangschikt volgens tenderbedrag waarbij de kandidaat met het laagste tenderbedrag de domeinconcessie toegewezen krijgt. Deze toewijzing wordt pas definitief als de laureaat binnen een beperkte termijn (2 weken) alle nodige (financiële) waarborgen kan geven.

De theoretische mogelijkheid dat verschillende bidders hetzelfde bedrag aanbieden, mag niet bij voorbaat uitgesloten te worden. In dit geval kan een tweede criterium toegevoegd worden, namelijk de hoogste P50 productie.

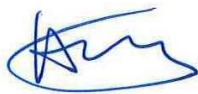
### 5.3.8. Netwerkinfrastructuur en aansluitingsvereisten

67. Een belangrijk punt dat voorafgaand aan het opstarten van het competitief biedingsproces dient gekend te zijn, is de locatie van de installaties van de netbeheerder waarop aangesloten dient te worden, alsook welke de technische criteria (spanningsniveau, ...) zijn. Een zekere flexibiliteit wat betreft de technische criteria lijkt noodzakelijk, om te vermijden dat een aantal turbineleveranciers bij voorbaat uitgesloten worden.

68. De bepaling van de optimale netinfrastructuur kan enkel gebeuren nadat de zone definitief afgebakend is. De opdeling van de kavels moet in coördinatie gebeuren met de netwerkbeheerder, die een kostenanalyse dient te maken van diverse mogelijke varianten. Gezien de recuperatie van de kosten voor deze netwerkinfrastructuur in de transmissienettarieven een exclusieve bevoegdheid is van de CREG, is de betrokkenheid van de CREG in dit proces zeker noodzakelijk.

\*\*\*

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



Andreas TIREZ  
Directeur



Laurent JACQUET  
Directeur



Koen LOCQUET  
Wvd. Voorzitter van het Directiecomité