

OPTIEP-BCP

**Optimalisering van de basiskennis over het
energiepotentieel op het Belgisch Continentaal
Plat (Contract AP/42)**

Pieter Mathys (UGent, AWW)

Vincent Meirschaut (UGent, AWW)

Jesús Portilla (UGent, AWW)

Julien De Rouck (UGent, AWW)

Guillaume De Volder (3E)

Luc Dewilde (3E)

Federaal Wetenschapsbeleid



belspo

2010

Bronvermelding:

Mathys, P.; Meirshaert, V.; Portilla, J.; De Rouck, J.; De Volder, G.; Dewilde L. (2009). OPTIEP-BCP: Optimalisering van de basiskennis over het energiepotentieel op het Belgisch Continentaal Plat. In opdracht van het Federaal Wetenschapsbeleid, Strategische Prioriteiten van de Federale Overheid (AP/42). www.belspo.be.



Dit onderzoeksrapport kwam tot stand in het kader van het programma '**Actie ter ondersteuning van de strategische prioriteiten van de federale overheid**' in opdracht van de POD Wetenschapsbeleid, ter ondersteuning van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie.

Dit programma werd in het leven geroepen om snel en efficiënt te kunnen inspelen op de behoeften van de federale overheidsinstellingen inzake gerichte onderzoeksacties van bepaalde duur (6 maanden tot 1 jaar) en/of verkennend onderzoek met betrekking tot strategische gebieden. Het betreft een "horizontale" actie: ze staat open voor de financiering van onderzoeksprojecten binnen de verschillende beleidsthema's die in het kader van de regeringsbeslissingen naar voren worden geschoven.

3E Headquarters
Rue du Canal 61 Vaartstraat, BE-1000, Brussels, Belgium
T +32 (0) 2 217 58 68 - F +32 (0) 2 219 79 89
info@3E.eu - www.3E.eu

Afdeling Weg- en Waterbouwkunde,
Civiele Techniek, IR15
Technologiepark 904
9052, Zwijnaarde
T: +32 (0)9 264 54 89 - F: +32 (0)9 264 58 37
Julien.DeRouck@UGent.be - <http://awww.ugent.be/>

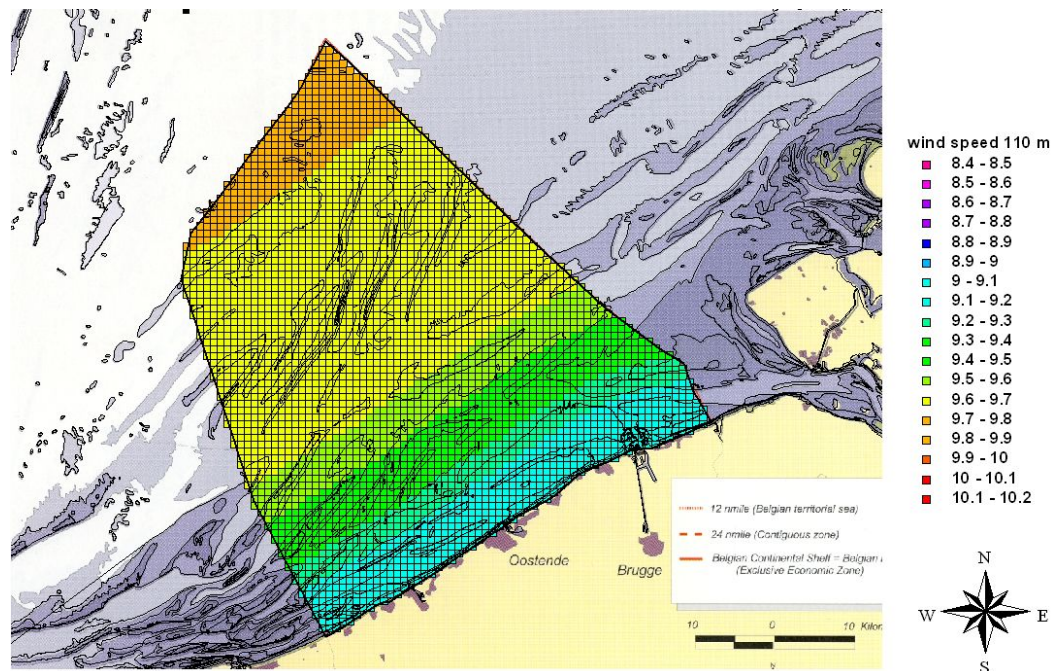
Executive Summary (NL)

Potentieel studie wind

De resultaten in het rapport weergegeven zijn gebaseerd op het *Optimal Offshore Wind Energy Developments in Belgium* project, gerealiseerd voor het Belgische Wetenschapsbeleid in 2004 (SPSD II). Er was een gebrek aan betrouwbare windmetingen op zee en de enige beschikbare meteorologische masten van het meetnet der Vlaamse banken op de BCS waren niet geschikt voor de evaluatie van windenergie. Het gebrek aan betrouwbare data bestaat nog steeds. Wegens het ontbreken van nieuwe data werd het windpotentieel gedeelte gebaseerd op de studie van 2004.

Op het BDNZ variëren de lange termijn gemiddelde windsnelheden op ashoogte van de wind turbines (70m en 110m) tussen 8,4 en 9,8 m/s. De overheersende windrichting is west-zuidwest.

Onderstaande figuur geeft de ruimtelijke verdeling van de windsnelheden weer op 110m boven de TAW¹.



Figuur 1: GIS kaart van de windsnelheden in het BDNZ op basis van de POWER methode beschreven in de *Optimal Offshore* studie.

Er zijn op heden windturbines voor offshore toepassingen op de markt van 6 MW met een rotordiameter van 125 m en een ashoogte van 90 tot 100 m. De verwachting is dat in de komende

¹ Een TAW-hoogte van 0 [meter](#) is gelijk aan het gemiddeld [zeeniveau](#) bij [laagwater](#) te [Oostende](#).

drie jaar turbines met een vermogen van 8 a 10 MW op de markt zullen komen. Zoals de studie aantoont is de impact hiervan op het exploitatiebaar potentieel van het BDNZ relatief beperkt.

Naast de voortdurende opschaling van turbines is er ook een tendens naar volledig nieuwe ontwerpen specifiek voor offshore toepassingen. Deze tweezijdige aanpak is kenmerkend voor offshore wind. Enerzijds wordt een enorme inspanning geleverd om de operationele kosten zo laag mogelijk te houden door het verhogen van de betrouwbaarheid, verbeteren van de levensduur van componenten en preventieve onderhoudsstrategieën.

Anderzijds wordt er gewerkt aan innovatieve ontwerpen o.a. ontwerpen die het snel vervangen van een gondel op zee mogelijk maken (*swing-off* principe), geautomatiseerde systemen voor het verversen van olie, een modulair aandrijfsysteem enz. Nieuwe funderingstechnieken, aanvoer van onderdelen en algemene logistiek worden verbeterd.

In de ons omliggende landen werd vastgesteld dat de parkdichtheid een enorme invloed heeft op het energetisch parkrendement. De onderstaande tabel geeft daar een voorbeeld van. Indien een parkconfiguratie geheel gesloten is, daalt het rendement tot 86%. Anderzijds heeft ervaring binnen 3E geleerd dat de huidige berekeningsmodellen een onderschatting geven van het reële verlies.

Tabel 1: Verliezen in functie van de tussenafstand (Eigen berekeningen met WindPro software, gebruik makend van een vierkante park lay-out).

WT type [tussenafstand]	RePower 5MW [6D]	RePower 5MW [8D]	RePower 5MW [10D]
Rotor diameter (m)	125	125	125
Ashoogte (m)	100	100	100
Aantal windturbines	80	80	80
Geïnstalleerd vermogen (MW)	400	400	400
Afstand tussen turbines (m)	750	1000	1250
Oppervlakte (km ²)	45	80	125
Globale vermogens- dichtheid (MW/km ²)	8,9	5,0	3,2
Park rendement (%)	<u>86,6</u>	<u>90,9</u>	<u>93,4</u>
Productie (GWh/jr)	1390,7	1461,3	1503,4
Capaciteitsfactor (%)	39,7	41,7	42,9

Een literatuurstudie van de grootste geïnstalleerde en voorziene offshore windparken in Europa toont aan dat de gemiddelde globale vermogensdichtheid tot 5 à 7 MW/km² bedraagt.

Daar waar in het verleden nog kleinere tussenafstanden werden gebruikt, is de tendens duidelijk gericht naar grotere tussenafstanden. De voornaamste drijfveer is het hogere parkrendement en dus een betere rentabiliteit. Verder komt dit ook de belastingsvermoeïing op de turbines ten goede. De zogeeffecten hebben immers niet alleen een verlies in productie tot gevolg maar ook een verhoging van de belasting op de turbine componenten. In het verleden werd immers vastgesteld dat te kleine tussenafstanden door bepaalde constructeurs als niet haalbaar werden beschouwd omwille van onverenigbaarheid met de toegelaten belastingen op de turbine.

Als men een tussenafstand van tenminste 7 rotor diameters neemt, dan vindt men een dichtheid van geïnstalleerde capaciteit van ongeveer 7 tot 8 MW/km².

Als men uitgaat van één extreem groot windpark over een oppervlak van honderden vierkante kilometers, dan is een lager aantal MW/km² zoals 5 tot 6 MW/km² aan te raden. Een recente publicatie van het ECN toont dit ook aan.

In deze studie nemen we voor het bepalen van het potentieel een range van 6 tot 8 MW/km². Het theoretische beschikbare gebied bedraagt 2101 km, na uitsluiting van de 3 mijl zone en alle harde uitsluitingszones.

Toch blijven er enkele beperkingen (o.a. secundaire navigatieroutes, aquacultuur, natuurzones, exploratiezones) die de beschikbaarheid op het BDNZ sterk verminderen. Dit geldt ook voor de bodemgesteldheid die alleen gekend is na het uitvoeren van grondonderzoek.

Tabel 2: Karakteristieke cijfer van de windenergiecapaciteit potentieel op het BDNZ.

	Gebied [km ²]	Vermogensdichtheid [MW/km ²]	Potentieel geïnstalleerd vermogen [GW]
Maximum fysiek potentieel	2101	6 - 8	12,6 - 16,8
Potentieel op de toegewezen zone	270	6 - 8	1,62 - 2,16

Rekening houdend met de windkarakteristieken en de verdeling over het BDNZ bedraagt het windenergie potentieel op het BDNZ tussen 39 en 63 TWh per jaar indien uitgegaan wordt van 6 en 8 MW/km² (en gewijzigde ashoogte en verbeterde technologie) voor nieuwe te ontwikkelen parken.

Besluiten en aanbevelingen

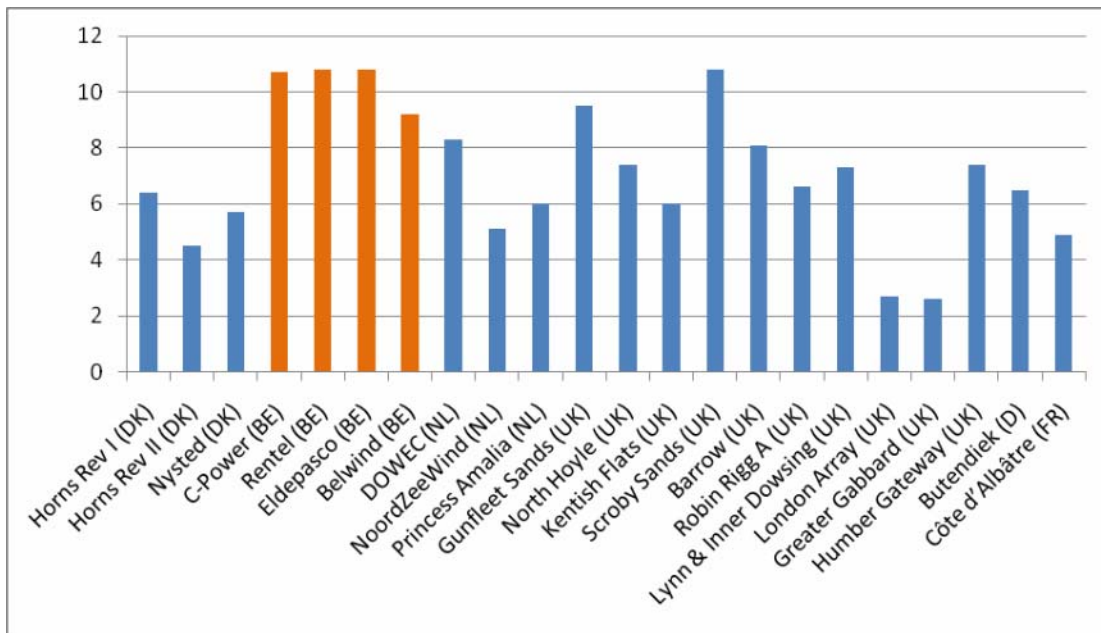
De ontwikkeling van offshore windenergie in Europa heeft een vertraging opgelopen ten opzichte van het oorspronkelijke scenario. Technische problemen en het zwak economisch klimaat zijn daar de voornaamste oorzaken van. Ook in België verlopen de ontwikkelingen niet even snel als verwacht. Ook hier zijn de economische redenen de oorzaak maar evenzeer de vergunningsprocedure met al zijn deelaspecten en de technische uitdaging verbonden met de realisatie van windparken ver op zee en in relatief diep water.

De complexiteit van de funderingstechnieken en de voorbereidingen voor o.a. het kabeltracé zijn daar voorbeelden van. De ervaring die echter werd opgedaan met de parken in het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Nederland hebben de maturiteit van de windturbinetehnologie op punt gesteld. Geleidelijk aan verbetert ook het economisch klimaat.

Vijf domeinconcessies werden verleend aan verschillende projectontwikkelaars: C-Power (300 MW), Eldepasco (216 MW), Belwind (330 MW), Rentel (288 MW) en Norther (420 MW).

Over het algemeen worden turbines in de range van 5 MW gebruikt. De ontwikkeling naar grotere turbines heeft geen invloed op het exploitierbare potentieel binnen een bepaalde zone (grotere turbines op grotere tussenafstanden) maar kunnen op langere termijn de investeringskosten voor offshore wind doen dalen.

De windparken die op BDNZ worden gepland, hebben een zeer hoge vermogensdichtheid. Dit is ingegeven door een streven naar de ruimtelijke optimalisatie belangrijk voor het toekennen van een domeinconcessie (Figuur 2).



Figuur 2: Globale vermogensdichtheden [MW/km²] voor de grootste EU offshore windparken.

Het is echter niet aangewezen om dit als een bepalend criterium te beschouwen daar dit leidt tot een lagere windpark efficiëntie en dus een lagere opbrengst. Evenzeer worden de belastingen op de turbinestructuur hoger bij kleinere tussenafstanden. Over die optimale tussenafstanden bestaat nog veel onzekerheid, vooral met betrekking tot zeer grote windparken (>100 turbines) gewoon omdat er te weinig ervaring is.

Er is dringend nood aan meer onderzoek naar de invloed van de dichtheid (tussenafstand) op het rendement van de windparken en anderzijds op de belasting op de structuur (bladen en mast). Meer metingen en data analyse dringen zich op om in de toekomst verantwoorde beslissingen te kunnen nemen.

Om in de toekomst de doelstellingen betreffende hernieuwbare energie en offshore specifiek te kunnen halen is een uitbreiding van de huidige toegewezen zone noodzakelijk. Het valt ook aan te bevelen om de criteria voor het toekennen van een domeinconcessie te herbekijken en andere criteria te beschouwen met bijvoorbeeld een resultaatgarantie op basis van een werkelijk gemeten windsnelheid.

Meer windmetingen op onafhankelijke basis specifiek voor windenergie dringen zich op. Deze metingen zullen de financiering van projecten vergemakkelijken en toelaten een beter inzicht te verwerven in de prestaties van parken. Meerdere landen hebben de voorbije jaren dergelijke metingen opgezet in hun deel van de Noordzee.

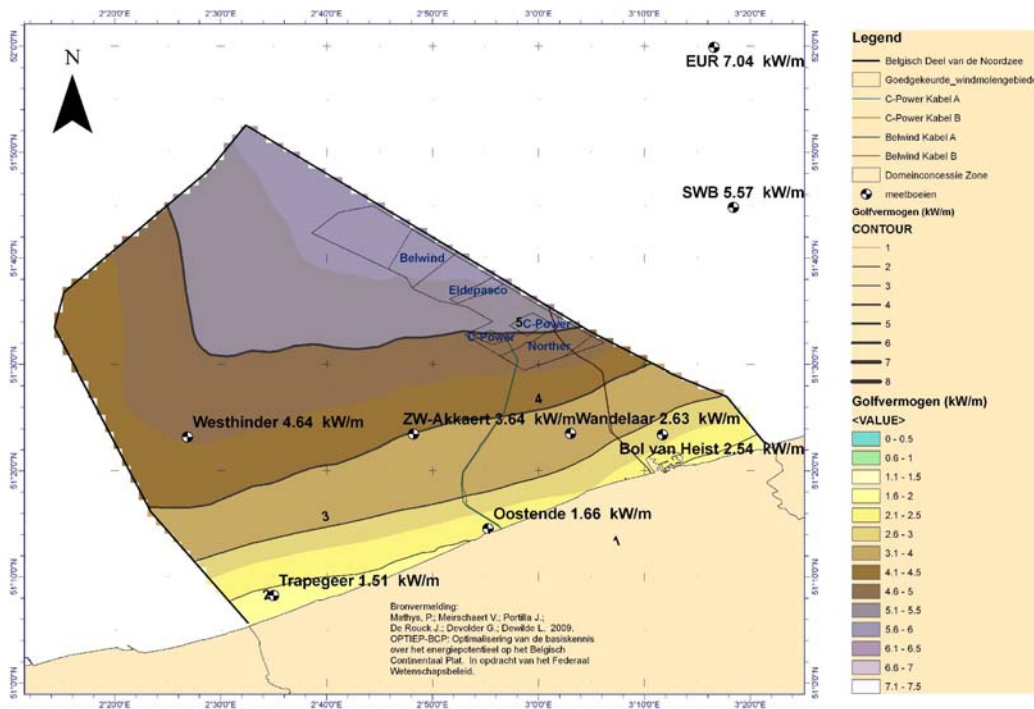
Daarnaast zou een detailopvolging van de energieopbrengst meer informatie bezorgen over de zogeffecten en de hieraan gekoppelde energieverliezen.

Potentieelstudie golfenergie

Naast offshore wind zijn 2 andere offshore hernieuwbare energiebronnen in volle ontwikkeling: golfenergie en getijdenenergie. Om na te gaan of deze energiebronnen in de

toekomst op het BDNZ aangewend kunnen worden, werden eerst de bestaande technologieën besproken. Daarbij werden ook 3 golf- en getijdenenergieconvertoren besproken die interessant kunnen zijn voor toepassing op het BDNZ.

Het **golfenergievermogen** werd benaderend bepaald met een Optimale Interpolatie techniek. De methode die hiervoor gebruikt werd laat toe de boeidata te combineren met een numeriek golfvoortplantingsmodel, om zodoende een gebiedsdekkend golfenergievermogen te bekomen. Dit golfvermogen wordt voorgesteld in Figuur 3. De resultaten dichtbij de kust zijn minder betrouwbaar. Volgens deze analyse beschikt de domeinconcessiezone voor offshore energiewinning een golfvermogen van 4,5 – 5,8 kW/m. Dit is eerder een beperkt potentieel in vergelijking met de landen die blootgesteld zijn aan de Atlantische golven. Een basisgegeven voor golfenergie is dat de energieproductie (en dus de opbrengst) voornamelijk bepaald wordt door de gemiddelde golf terwijl de structuur zelf (dus de kost) bepaald wordt door de extreme golven. Samengevat kan men stellen dat het beperkt golfvermogen enerzijds, en het niet optreden van extreme golven anderzijds, het BDNZ zeer geschikt maakt voor het opzetten van testlocaties. Of het BDNZ geschikt is voor productie op grote schaal is op dit ogenblik niet geweten. Dit hangt af van de evolutie van de technologie in de nabije toekomst.

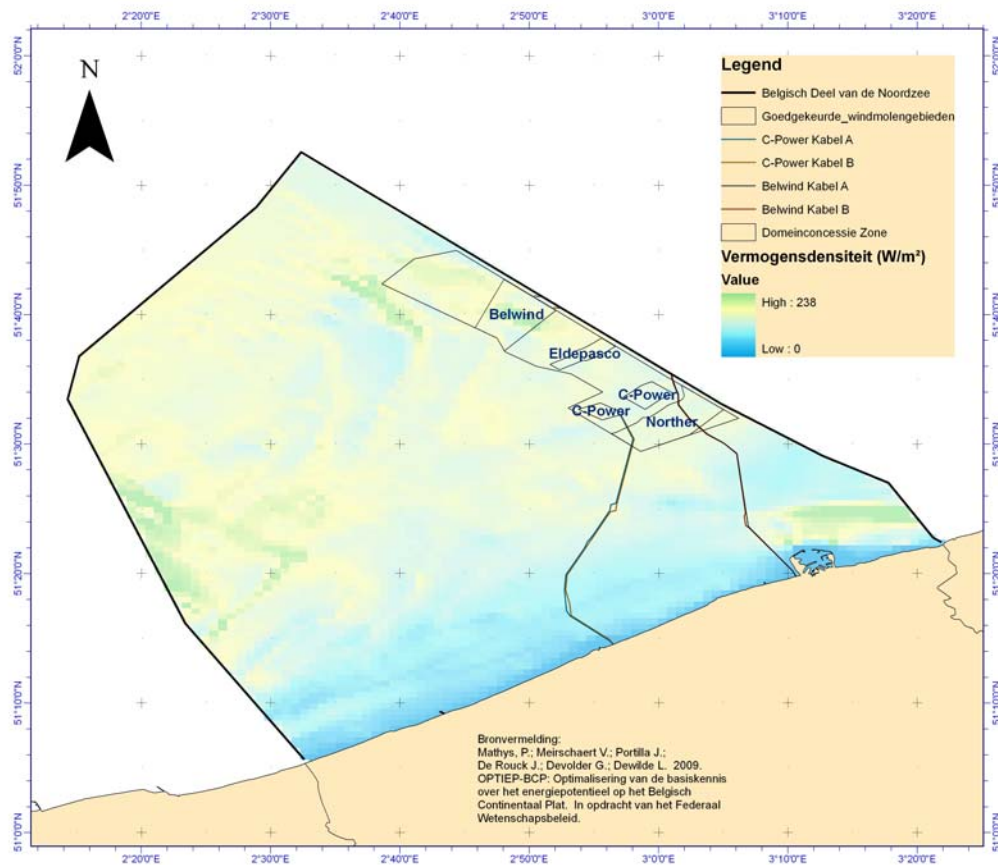


Figuur 3: Golfvermogen op het BDNZ, op basis van een Optimale Interpolatietechniek. De resultaten nabij de kust zijn minder betrouwbaar.

Getijdenenergie

Het potentieel van het getijdenenergievermogen werd bepaald op basis van het numeriek hydrodynamisch model van de BMM. Op deze manier werd op basis van één springtij-doottij cyclus het getijdenenergievermogen bepaald. Het resultaat is weergegeven in Figuur 4. Er werden 4 zones gedetecteerd met een hoger vermogen: zone West, twee zones in de omgeving van het domeinconcessiegebied, Haven van Zeebrugge en het Navigatiekanaal naar de haven van Antwerpen. De resultaten in de zones rond de domeinconcessie dienen wel met grote

omzichtigheid te worden geïnterpreteerd, vermits noch de bathymetrie noch de algemene geometrie van de Noordzee een verklaring kan geven voor het hoger energievermogen.



Figuur 4: Getijdenvermogen op het BDNZ, op basis van een numeriek hydrodynamisch model.

Voor een verdere en nauwkeurige inschatting voor het golf- en getijdenenergievermogen op het BDNZ wordt expliciet verwezen naar het BOREAS (Belgian Ocean Energy Assessment) project, eveneens gefinancierd door het Federaal Wetenschapsbeleid.

Stakeholderanalyse

Interviews met stakeholders uit de offshore windsector in België lieten toe om de sterke en zwakke punten van het huidig beleid, alsook de opportuniteiten en bedreigingen voor de verdere ontwikkeling te inventariseren. De volgende punten geven dan ook de mening van de geïnterviewden weer en weerspiegelen niet noodzakelijk de mening van de auteurs van dit rapport.

Wat betreft de vergunningsprocedure is een betere afstemming op de verschillende vergunningen noodzakelijk. Het is echter niet de bedoeling om deze om te vormen tot één allesomvattende vergunning. De sector vraagt:

- Een duidelijk rechtszeker kader indien projectontwikkelaars gemeenschappelijke offshore kabels exploiteren;

- Een verhoogde transparantie wat betreft de criteria voor de toekenning van de domeinconcessie;
- Een snelle beslissing omtrent de eventuele aanpassing en uitbreiding van de domeinconcessiezone in relatie tot de bezwaren vanuit de scheepsvaart voor de meest zuidelijke en noordelijke zones van het gebied.
- Een mogelijkheid tot verlenging duur van de domeinconcessie (20+10 jaar), en langer.

Uit de interviews kwamen ook economisch opportuniteiten naar boven. Zo werd de uitbouw van de Vlaamse havens benadrukt, en dit niet alleen voor de Belgische offshore windprojecten, maar ook voor projecten in bv. het Verenigd Koninkrijk. In de logistiek en preassemblage van onderdelen liggen dan ook kansen voor de havens. Ook de financiering van de gridversterking, zowel on- als offshore moet een absolute prioriteit binnen het beleid vormen.

Tevens werden voorstellen geformuleerd om nieuwe overlegstructuren op te richten. Een eerste zou zijn omtrent de on- en offshore bekabeling, op nationaal en internationaal niveau. Tevens dienen hier technische voorwaarden omtrent de vereisten van een 'stopcontact' op zee besproken te worden. Een tweede zou analoog zijn aan het BNSWEP overlegplatform, maar dan voor de aanvragers die nog geen concessie verkregen hebben. Tot slot wordt op termijn ook een overleg nodig voor een gecoördineerd noodplan, in het geval er zich calamiteiten zouden voordoen. Dit laatste overleg kan geïntegreerd worden in bestaande overlegplatformen als BNSWEP en de Kustwachtstructuur.

Soms werden in de stakeholderinterviews suggesties gedaan naar mogelijke scenario's voor de ondersteuning van het beleid. Waar mogelijk werden deze suggesties onderzocht in de economische analyse van het beleid.

Analyse van de economische en juridische instrumenten ter ondersteuning van offshore windenergie.

Tot slot werd een kwalitatieve en kwantitatieve analyse van het offshore windenergiebeleid uitgevoerd. Op basis van een literatuurstudie werden de voor- en nadelen van bepaalde ondersteuningsinstrumenten (kwalitatieve analyse) behandeld. De GSC-certificaten zijn zowel op Federaal als Gewestelijk niveau technologiespecifiek. Deze specificiteit is belangrijk omdat ze rekening houdt met de maturiteit (en dus de productiekostprijs) van een bepaalde technologie. Vermits golf- en getijdenergie minder matuur zijn dan offshore windenergie, is het dan ook aan te bevelen om de gewaarborgde minimumtarieven van GSC-certificaten van golf en getijdenenergie te verhogen, en dit minstens tot het niveau van offshore wind.

Daarna werd de kwantitatieve (economische) analyse uitgevoerd. De projectrentabiliteit van een generiek 300 MW offshore windmolenpark werd berekend aan de hand van de Netto Actuele Waarde (NAW). Hierbij werden verschillende scenario's en verschillende variaties beschouwd. Tevens werd het Belgische economisch kader vergeleken met andere Europese landen en werd de verlenging van de toegekende duur van de toekenning van de domeinconcessie onderzocht.

De verschillende scenario's (optimistisch, basis, pessimistisch) lieten 4 van de inputparameters variëren: de elektriciteitsprijs, de investeringskost, de werkings- en onderhoudskosten en de capaciteitsfactor. In de scenario's zijn alle 4 parameters tegelijk gewijzigd, maar een sensitiviteitsanalyse door parameter per parameter te wijzigen, wijst uit dat de capaciteitsfactor het hoogste effect op de rentabiliteit heeft (NPV van 29,5 miljoen € met een basis

capaciteitsfactor van 35%, 137,5 miljoen met een optimistische capaciteitsfactor van 40%, -78,5 miljoen € met een pessimistische capaciteitsfactor van 30%). Technische ontwikkeling van de windturbines blijft dus een belangrijk aandachtspunt, los van het juridisch - economisch ondersteuningsbeleid.

In Belgische context zijn 5 extra variaties beschouwd in vergelijking tot het basisscenario: (1) een daling van de intrestvoet, (2) een degressieve afschrijving i.p.v een lineaire, (3) introductie van een balanceringskost, (4) een vrije verhandeling van de GSC op een geharmoniseerde Vlaams-Belgische GSC-markt en (5) een subsidie van 25 miljoen €. De variatie met het grootste effect op de rentabiliteit van een project is een geharmoniseerde gewestelijk-federale GSC markt (NPV van 29,5 miljoen € voor het referentiepunt in het basisscenario tegenover 62,7 miljoen € met deze harmonisatie). Dit is te verklaren doordat de GSC, bekomen met een geïnstalleerd vermogen boven 216 MW dan niet enkel het gegarandeerde minimumtarief van 90€/MWh genieten, maar kunnen genieten van de (Vlaamse) marktprijs, ter waarde van 108€/MWh. Hierbij werd wel verondersteld dat de harmonisering van deze markten geen effect heeft op de bestaande (Vlaamse) GSC-prijs. Een verdere analyse omtrent de invloed van deze harmonisering op de GSC-prijs en de verschillende maatstaven waarop de GSC gebaseerd zijn, dringt zich dan ook op.

Indien men België vergelijkt met andere Europese landen kan men volgende vaststellingen doen (Tabel 3). Van de onderzochte landen scoren enkel Duitsland en Italië goed. Italië kent een vergelijkbaar systeem van GSC als België, de waarden van de NPV voor alle verschillende scenario's zijn dan ook vergelijkbaar. Duitsland heeft in 2009 een vooruitstrevend ondersteuningsbeleid ingevoerd, op basis van een invoegtarif en een gegarandeerde termijn die verlengbaar is in functie van afstand tot de kust en waterdiepte. Het slechte resultaat van Denemarken is vreemd, omdat daar grote ontwikkelingen plaats vinden in offshore wind. Vermoedelijk ligt de investeringskost in Denemarken een stuk lager, omdat niet-technologische hindernissen nauwelijks voorkomen.

Tabel 3: De verschillende netto actuele waarden voor een generiek windmolenpark met een geïnstalleerd vermogen van 300MW, naargelang het scenario en de beschouwde variatie.

VARIATIES	Optimist. scenario		Basisscenario		Pessim. scenario	
	NAW	Var.	NAW	Var.	NAW	Var.
België						
Referentiepunt	k€ 358.621	1,00	k€ 29.535	1,00	k€ -268.275	1,00
Lage interestlening	k€ 364.268	1,02	k€ 33.387	1,13	k€ -265.669	0,99
Degressieve afschrijving	k€ 371.468	1,04	k€ 44.338	1,50	k€ -251.517	0,94
Balancing cost	k€ 319.114	0,89	k€ -5.033	-0,17	k€ -297.905	1,11
Uitwisseling op de markt	k€ 396.547	1,11	k€ 62.721	2,12	k€ -239.830	0,89
Subsidie van 25 milj €	k€ 383.621	1,07	k€ 54.535	1,85	k€ -243.275	0,91
Denemarken	k€ -231.463	-0,65	k€ -419.007	-14,19	k€ -580.671	2,16
Frankrijk	k€ 60.816	0,17	k€ -145.761	-4,94	k€ -344.617	1,28
Duitsland	k€ 274.886	0,77	k€ 40.920	1,39	k€ -184.994	0,69
Italië	k€ 353.182	0,98	k€ 24.777	0,84	k€ -272.353	1,02
Portugal	k€ -108.798	-0,30	k€ -321.341	-10,88	k€ -520.354	1,94
Spanje	k€ -7.744	-0,02	k€ -299.500	-10,14	k€ -556.971	2,08

Ook de projectrentabiliteit van een domeinconcessie tot 50 jaar in België (waarbij in jaar 26 de turbines vervangen worden, maar de funderingen behouden blijven) werd onderzocht. Hierbij werd er van uitgegaan dat het huidige GSC systeem gewijzigd werd en werd rekening gehouden met een beleidswijziging die de externe kosten van de conventionele elektriciteitsproductie internaliseert. Voor deze termijnverlenging tot 50 jaar werden de inputparameters gewijzigd en werden 8 situaties beschouwd (combinaties van een GSC-tarief van 0 of 10€/MWh en een CO₂-taks van 0, 10, 25 of 40 €/ton CO₂equivalent). Een belangrijk besluit hieruit is dat de NAW van het project daalt van 29,5 miljoen € in het basisgeval (maw. de domeinconcessie loopt 25 jaar en de turbines worden niet vervangen), naar 28,8 miljoen € in het geval waarbij er geen GSC ondersteuning of CO₂-taks opgelegd wordt (Tabel 4). M.a.w: als het huidige beleid de volgende 25 jaar aanhoudt, dan zal een projectinvesteerder niet investeren in een 2^{de} exploitatietermijn van de domeinconcessie, omdat de NAW in dit geval lager ligt dan in het basisgeval. Het beleid dient dan ook nog te voorzien in een minimum steun in deze periode om windenergie te ondersteunen.

Tabel 4: Overzicht van de resultaten voor de verschillende situaties en scenario's voor een duur van 50 jaar.

VARIATIES	Optimist. scenario		Basisscenario		Pessim. scenario		GSC	CO ₂ eq
	NAW	VAR	NAW	VAR	NAW	VAR		
België								
Originele (20 jaar)	€ 358.621	1	€ 29.535	1	€ -268.275	1		
Duur van 50 jaar								
- Situatie 1	€ 409.011	1.14	€ 28.811	0.98	€ -310.985	1.16	0 €/MWh	0 €/ton
- Situatie 2	€ 415.998	1.16	€ 34.991	1.18	€ -305.610	1.14	0 €/MWh	10 €/ton
- Situatie 3	€ 426.477	1.19	€ 44.262	1.50	€ -297.548	1.11	0 €/MWh	25 €/ton
- Situatie 4	€ 436.957	1.22	€ 53.533	1.81	€ -289.485	1.08	0 €/MWh	40 €/ton
- Situatie 5	€ 426.477	1.19	€ 44.262	1.50	€ -297.547	1.11	10 €/MWh	0 €/ton
- Situatie 6	€ 433.463	1.21	€ 50.443	1.71	€ -292.173	1.09	10 €/MWh	10 €/ton
- Situatie 7	€ 443.943	1.24	€ 59.714	2.02	€ -284.110	1.06	10 €/MWh	25 €/ton
- Situatie 8	€ 454.422	1.27	€ 68.985	2.34	€ -276.047	1.03	10 €/MWh	40 €/ton

Uit deze economische analyse kunnen dan ook volgende aanbevelingen geformuleerd worden. Vooreerst is verder onderzoek omtrent het effect van de harmonisering van de federale en gewestelijke GSC-markt nodig. In het bijzonder dient de invloed op de prijsvorming en de liquiditeit onderzocht te worden. Een tweede punt dat verder aandacht vraagt is de invloed van een verhoging van het boetetarief voor de niet behaalde quota van het aandeel van groene stroom.

Naar het beleid toe kunnen volgende aanbevelingen geformuleerd worden. Voor de bestaande concessies dient het beleid behouden te blijven. In landen waar plotse wijzigingen in het beleid optraden heeft dit enorme gevolgen gehad (voorbeelden zijn Denemarken en Nederland). Voor de nieuwe domeinconcessies die op middellange termijn (5-10 jaar) ontwikkeld worden, kan gedacht worden aan een uitfasering van de steun via GSC in functie van technologische ontwikkelingen, maar ook in functie van de afstand tot de kust en de waterdiepte in het concessiegebied (analoog aan het nieuwe Duitse offshore windenergiebeleid of het

Vlaamse fotovoltaïsche zonne-energiebeleid). Ook de impact van gunstige leningsvoorwaarden of een garantiefonds, eventueel gefinancierd door een groene obligatie, is aanzienlijk.

Tot slot dient volgens huidige analyse ook na het verlopen van de domeinconcessie een minimale ondersteuning voorzien te worden om een gunstig investeringsklimaat te blijven garanderen.