

# 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](http://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](mailto:info@3E.eu) - [www.3E.eu](http://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](mailto:Julien.DeRouck@UGent.be) - <http://awww.ugent.be/>

# Inhoudstafel

---

## Executive Summary:

- Nederlands: p. 1.
- Français: p. 11.
- English: p. 20.

<b>1</b>	<b>INTRODUCTIE</b> .....	<b>30</b>
1.1	Context.....	30
1.2	Doelstellingen.....	30
1.3	Eindresultaten.....	30
1.4	Structuur van het rapport.....	31
<b>2</b>	<b>OFFSHORE WINDENERGIE OP HET BDNZ (3E)</b> .....	<b>32</b>
2.1	Huidige ontwikkelingen.....	32
2.2	Europese doelstellingen.....	32
2.3	Technologische ontwikkelingen.....	33
2.4	Windenergie op het BDNZ.....	33
2.4.1	Windaanbod.....	34
2.4.2	Offshore windtechnologie en parkdichtheid.....	38
2.4.3	Offshore windenergiepotentieel.....	44
2.5	Conclusie.....	48
<b>3</b>	<b>GOLFENERGIE OP HET BDNZ</b> .....	<b>50</b>
3.1	Golfenergie: introductie.....	50
3.2	Golfenergieconvertoren.....	50
3.2.1	Ontwikkelingsfasen in de markt.....	51
3.2.2	Types convertoren.....	52
3.2.3	Omzetting naar elektriciteit: mogelijkheden.....	59
3.2.4	Golfenergieconvertoren geschikt voor het BDNZ.....	60
3.3	Golfenergie: potentieelinschatting.....	62
3.3.1	Methodologie.....	64
3.3.2	Boeidata (Beels, 2009).....	64
3.3.3	Numeriek golfvoortplantingsmodel WAM-PRO.....	67
3.3.4	Ruimtelijke interpolatie techniek.....	69

3.4	Besluit .....	76
<b>4</b>	<b>GETIJDENERGIE OP HET BDNZ.....</b>	<b>77</b>
4.1	Getijdenenergie: introductie .....	77
4.2	Getijden energie convertoren.....	78
4.2.1	Ontwikkelingsfasen in de markt.....	79
4.2.2	Types convertoren .....	79
4.2.3	Getijdenenergieconvertoren geschikt voor het BDNZ .....	86
4.3	Getijden: potentieelinschatting .....	90
4.3.1	Methodologie .....	90
4.3.2	Resultaten.....	92
4.4	Bespreking resultaten .....	94
4.5	Besluit .....	96
<b>5</b>	<b>STAKEHOLDERANALYSE .....</b>	<b>97</b>
5.1	Europese context offshore wind .....	97
5.1.1	Specifieke industriële en technologische uitdagingen .....	97
5.1.2	Een gebrek aan geïntegreerde strategische planning en grensoverschrijdende coördinatie .....	99
5.1.3	Gebrekkige uitwisseling van kennis en informatie inzake milieuwetgeving en vergunningsprocedure .....	100
5.1.4	Gridconnectie .....	101
5.2	Overzicht Belgische Stakeholders .....	102
5.3	Resultaten van de stakeholdergesprekken.....	103
5.3.1	Sterke punten .....	104
5.3.2	Zwakke punten .....	106
5.3.3	Bedreigingen.....	107
5.3.4	Kansen .....	110
5.3.5	Visie Elia.....	112
5.4	Besluit stakeholderanalyse.....	114
<b>6</b>	<b>KWALITATIEVE EVALUATIE VAN DE BELEIDSMATIGE INSTRUMENTEN VOOR EEN OPTIMAAL BELEID INZAKE OFFSHORE WIND .....</b>	<b>115</b>
6.1	De verschillende steunmaatregelen.....	115
6.1.1	Definitie invoegtariief en premiesysteem. ....	115
6.1.2	Definitie quota's in combinatie met GSC met boete .....	115
6.1.3	Definitie tendersysteem.....	116
6.1.4	De belangrijkste steunmaatregelen in een Europese context .....	116
6.2	De voor- en nadelen van een GSC-systeem .....	118
6.2.1	Beleideffectiviteit van een technologie en een systeem .....	118
6.2.2	De nadelen van een GSC-systeem.....	121

6.2.3	De voordelen van een GSC-systeem.....	121
<b>6.3</b>	<b>Aanbevelingen tot een geschikt ontwerp van steunmaatregel .....</b>	<b>121</b>
6.3.1	Algemene aanbevelingen.....	121
6.3.2	Aanbevelingen voor een systeem van GSC.....	124
6.3.3	Aanbevelingen voor het Belgische systeem van GSC.....	124
<b>6.4</b>	<b>Niet-economische barrières en het Belgische beleid .....</b>	<b>125</b>
6.4.1	Literatuur en algemeen overzicht .....	125
6.4.2	De niet-economische barrières binnen België.....	126
<b>6.5</b>	<b>Besluit .....</b>	<b>130</b>
<b>7</b>	<b>ECONOMISCHE ANALYSE: KWANTITATIEVE ANALYSE VAN DE STEUN VOOR OFFSHORE WINDENERGIE.....</b>	<b>132</b>
<b>7.1</b>	<b>De Netto Actuele Waarde (NAW) .....</b>	<b>132</b>
7.1.1	Mathematische achtergrond .....	132
7.1.2	De verdisconteringsvoet .....	133
7.1.3	De initiële investering .....	135
7.1.4	Te voorziene cashflows.....	142
7.1.5	De capaciteitsfactor .....	149
<b>7.2</b>	<b>Analyse, variaties en resultaten.....</b>	<b>149</b>
7.2.1	De verschillende scenario's.....	150
7.2.2	De verschillende variaties .....	150
7.2.3	Resultaten en aanbevelingen .....	152
7.2.4	Situatie in geval van een domeinconcessie van 50 jaar .....	157
<b>7.3</b>	<b>Besluit .....</b>	<b>162</b>
<b>8</b>	<b>REFERENTIES.....</b>	<b>165</b>
<b>9</b>	<b>APPENDIX A: OVERZICHT VAN DE STAKEHOLDERS BINNEN OFFSHORE WIND ENERGIE IN BELGIË (NIET-LIMITATIEF) .....</b>	<b>171</b>

# Dankbetuigingen

---

De auteurs wensen graag volgende personen en instellingen te bedanken voor hun bereidwillige medewerking aan dit project.

Zonder de input over de stromingsdata en de golfvermogens zou de potentieelstudie van respectievelijke getijdenenergie en golfenergie niet tot stand gekomen zijn. Hartelijk dank aan dhr. Dries van den Eynde (BMM) en dhr. Guido Dumon (Vlaamse Hydrografie) voor hun input.

Tevens worden de leden van het opvolgingscomité bedankt voor hun suggesties en commentaar. Hartelijk dank aan dhr. Marc Deprez, dhr. Claude Adams, dhr. Stéphane Marchand, dhr. Ludovic Mouffe en dhr. Gabriel Michaux (FOD Economie , KMO, Middenstand en Energie), dhr. Frank Maes (Maritiem Instituut Universiteit Gent), dhr. Jan Mees (VLIZ), mevr. Greet Van Eetvelde (Powerlink), dhr. Guido Dumon (Vlaamse Hydrografie), mevr. Annemie Vermeylen (C-Power), dhr. Thierry Jacques (BMM), dhr. Jeroen De Maeyer (Universiteit Gent – SET), dhr. Jan Declercq (Hanssen Transmission) en mevr. Noemie Lamont (Edora).

Tevens worden volgende geïnterviewde personen bedankt voor hun visie op het offshore energiebeleid: dhr. Thierry Jacques (BMM), mevr. Annemie Vermeylen (C-Power), dhr. Raoul van Lambalghen en dhr. Pieter Dehaene (Electrawinds), dhr. Bart Bode (ODE Vlaanderen), dhr. Frank Maes (Maritiem Instituut – Ugent), mevr. Annabelle Jacquet (Edora/Tweed) en dhr. Jeroen Maes (Elia).

# Afkortingen

---

AKZ	ZuidWest Akkaert boei
ASCOBANS	Agreement on the Conservation of Small Cetaceans of the Baltic and North Seas
BAT	Best Available Technology
BATNEEC	Best Available Technology Not Entailing Excessive Cost
BBB	Beter Bestuurlijk Beleid
BDNZ	Belgisch Deel van de NoordZee. Deze minder verspreide afkorting wordt gebruikt om verwarring te vermijden tussen de geologische en juridische betekenis van het Belgisch Continentaal Plat (BCP)
Belwind	Consortium van projectontwikkelaars die op de Bligh Bank een 330 MW windmolenpark zal bouwen (Partners: Bomel ltd. Contrast lawyers, DUWIND-TU Delft, Ecofys, Econcern, Ecolas, MIplan)
BERR	Department for Business Enterprise & Regulatory Reform (VK), opgericht in 2007, voorheen DTI (Department of Trade & Industry)
BIM	Leefmilieu Brussel
BMM	Beheerseenheid van het Mathematisch Model van de Noordzee
BOREAS	Belgian Ocean Energy Systems - BELSPO project
BRUGEL	Reguleringscommissie voor energie in het Brussels Hoofdstedelijk gewest
B.S.	Belgisch Staatsblad
BVH	Bol Van Heist boei
COHERENS	COupled Hydrodynamical Ecological model for REgionAl Shelf seas
C-Power	Projectontwikkelaar die op de Thornton bank een 300 MW windmolenpark zal bouwen (aandeelhouders: DEME, Ecotech Finance, Socofe, Nuhma, EDF-energies nouvelles)
CREG	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
CSA	Continental Shelf Act, 1969
CWaPE	Commission Wallonne pour l'Energie
DFIC	Double Fed Induction Generator
DEA	Danish Energy Agency
DG	Directoraat Generaal
EC	Europese Commissie
EEZ-wet	Wet van 22 april 1999 (B.S 10.07.2003) betreffende de exclusieve economische zone van België in de Noordzee kortweg de EEZ-wet
Eldepasco	Consortium van projectontwikkelaar die op de Bank zonder naam een 216 MW park wil oprichten (partners: Aspiravi, Electrawinds, Depret, en Colruyt)
EMEC	European Marine Energy Centre
EUR	Euro boei
FIT	Feed-in tariff (invoegtariet)
FOD	Federale OverheidsDienst
GBF	Gravity Based Foundation
GBP	Great Britain Pound
GIS	Geografisch Informatie Systeem
GRUP	Gewestelijk Ruimtelijk Uitvoeringsplan
GSC	Groenestroomcertificaten (Eng. Tradable Green Certificates, TGC of Renewable Energy Certificates, REC)
H <sub>s</sub>	Significante golfhoogte. Dit is de golfhoogte die 1/3 <sup>de</sup> van de tijd overschreden wordt.
IEA-OES	International Energy Agency - Implementing Agreement on Ocean Energy Systems, zie <a href="http://www.iea-oes.org">www.iea-oes.org</a>
kWh	Kilowattuur

LC	London Conventie
LIDAR	Light Detection And Raging: een sensor voor satellieten die o.a. gebruikt wordt voor windsnelheidsmetingen
MARPOL	International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973 & 1983
MEB	Milieu Effect Beoordeling
MER	Milieu Effect Rapport
MMM-wet	Mariene Milieu Marin wet (volgens KB 20.01.1999, wet ter bescherming van mariene milieu in de zeegebieden onder de rechtsbevoegdheid van België)
MWh	Megawattuur
ONS	Oostende boei
OSPARCOM	Commissie bij het verdrag ter bescherming van de NO-Atlantische Oceaan
OTEC	Ocean Thermal Energy Conversion
OWC	Oscillating Water Column
PFOD	Programmatorische Federale Overheidsdienst
PM	Permanent magnet generator
PTO	Power Take Off systeem
REG	Rationeel Energie Gebruik
RES-E	Renewable Energy Sources – Electricity. Wordt gebruikt in de context van de RES-E richtlijn ( <i>Directive 2001/77/EC of 27 september 2001 on the promotion of Electricity produced from renewable energy sources in the internal Electricity market</i> )
RO	Renewables Obligation (hernieuwbare energiequotum van het VK)
RPS	Renewable Portfolio Standard
RWO	Ruimtelijke Ordening, Woonbeleid en Onroerend Erfgoed, het vroegere AROHM (Administratie Ruimtelijke Ordening, Huisvesting en Monumenten)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
STWC-Richtlijn	Richtlijn 2001/25/EG van het Europees Parlement en de Raad van 4 april 2001 inzake het minimumopleidingsniveau van zeevarenden(3) stelt de normen inzake opleiding, diplomering en wachtdienst vast voor zeevarenden die dienst doen op zeeschepen die onder de vlag van een lidstaat varen
SWB	Schouwenbank boei
TNT	Thorntonbank boei
T <sub>p</sub>	Piekperiode van de golf
TPG	Trapegeer boei
UNCLOS	United Nations Convention on the Law of the Sea
VK	Verenigd Koninkrijk
V <sub>m</sub> sp	De maximale snelheid bij een gemiddeld springtij, (Velocity means spring tide)
VREG	Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt
WAN	Wandelaar boei
WEC	Golf Energie Converter (naar het Engelse Wave Energy Converter)
WHI	Westhinder meetpaal
WKK	Warmte Kracht Koppeling



# Lijst van figuren

---

Figuur 1: GIS kaart van de windsnelheden in het BDNZ op basis van de POWER methode beschreven in de <i>Optimal Offshore</i> studie.....	1
Figuur 2: Globale vermogensdichtheden [MW/km <sup>2</sup> ] voor de grootste EU offshore windparken... 4	4
Figuur 3: Golfvermogen op het BDNZ, op basis van een Optimale Interpolatietechniek. De resultaten nabij de kust zijn minder betrouwbaar.....	5
Figuur 4: Getijdenvermogen op het BDNZ, op basis van een numeriek hydrodynamisch model... 6	6
Figuur 5: Funderingstechnieken voor ondiepe gebieden tot gebieden met een beperkt diepte (<25m, links) en funderingstechnieken voor grotere dieptes (rechts). De maximale diepte hangt af van het type windturbine en de technologie. In België heeft het consortium Belwind voorzien om de ‘monopile’ technologie te gebruiken tot dieptes van 40m in combinatie met 3MW turbines. ....	33
Figuur 6: Gemiddelde windsnelheid op 70 m boven het gemiddelde zeeniveau (m/s). ....	35
Figuur 7: Gemiddelde windsnelheid op 90 m boven het gemiddelde zeeniveau (m/s). ....	35
Figuur 8: Gemiddelde windsnelheid op 110 m boven het gemiddelde zeeniveau (m/s). ....	36
Figuur 9: BDNZ met een indicatie van alle uitsluitingszones voor windparken.....	37
Figuur 10 : Zone voor offshore energiewinning met aanduiding van de reeds vergunde domeinconcessies. Merk op dat de uitbreidingen van Eldepasco, C-Power en ook de domeinconcessiezone van Rentel bij het schrijven van deze studie nog niet gepubliceerd waren in het Belgisch Staatsblad. Deze zones worden dan ook louter illustratief weergegeven (BMM, 2009b). ....	38
Figuur 11: Gemeten en berekend parkrendement voor Horns Rev 1, tussenafstand 7D .....	39
Figuur 12: rendement in functie van de tussenafstand (uitgedrukt in rotordiameters) (Nielsen, 2003).....	40
Figuur 13: Grafische voorstelling van de globale vermogensdichtheid (links) en park vermogensdichtheid (rechts). ....	41
Figuur 14: Globale vermogensdichtheden [MW/km <sup>2</sup> ] voor de grootste EU offshore windparken (van Tabel 9). ....	43
Figuur 15: Equivalente vollasturen per km <sup>2</sup> , hubhoogte 70 m, verbeterde beschikbaarheid.....	46
Figuur 16: Equivalente vollasturen per km <sup>2</sup> , hubhoogte 70 m, sterk verbeterde beschikbaarheid. ....	47
Figuur 17: Equivalente vollasturen per km <sup>2</sup> , hubhoogte 110 m, verbeterde beschikbaarheid.....	47
Figuur 18: Equivalente vollasturen per km <sup>2</sup> , hubhoogte 110 m, sterk verbeterde beschikbaarheid. ....	48
Figuur 19: Beweging van een object in een golf (Aquaret, 2009b).....	50
Figuur 20: Overzicht van de ontwikkelingsstatus van de technologie voor golfenergieconversie (IEA-OES et al, 2009c) .....	51

Figuur 21: Overzicht van de verschillende WECs op basis van het werkingsprincipe (EMEC, 2009b). .....	53
Figuur 22: Conceptuele figuren van de Wavebob en de PowerBuoy (Energy Magazine, 2009; Ocean Power Technologies, 2009; Wavebob Ltd., 2009). Toelichting: 1) Drijvende boei; 2) Ondergedompelde buoy of vaste referentie; 3) Hydraulische piston. ....	54
Figuur 23: De B1 Point Absorber (SEEWEC, 2009). .....	54
Figuur 24: Conceptuele figuur van de Wave Star (Wave Star Energy, 2009).....	55
Figuur 25: Conceptuele figuur van de Manchester Bobber (The University of Manchester, 2009) .....	55
Figuur 26: multi-puntabsorptiesysteem op basis van de FO3 (SEEWEC, 2009).....	55
Figuur 27: Boven-/zijaanzicht van de Pelamis en binnenaanzicht van de energieomzettingmodule van de Pelamis (Pelamis Wave Power, 2008).....	56
Figuur 28: Voorbeeld van een shoreline OWC (RD Energy Solutions, 2009) .....	57
Figuur 29: Een illustratie van een shoreline overtoppingstoestel, de Sea Slot Cone Generator (Leonardo Energy, 2007) .....	58
Figuur 30: Een omgekeerde pendulum die gebruik maakt van een hydraulisch systeem voor de elektriciteitsproductie (Aquamarine Power, 2007).....	58
Figuur 31: Principe van een ondergedompeld drukverschil systeem (EPRI, 2004). .....	59
Figuur 32: Mogelijke omzettingsschema's naar elektrische energie voor golfenergie: a) OWC (Pico Plant); b) Ondergedompeld drukverschilsysteem (AWS); c) Point absorber (Aquabuoy); d): Overtoppingssysteem: Wavedragon e) Attenuator: Pelamis, (IEA-OES <i>et al.</i> , 2009b). PM generator: Permanent Magnet Generator.....	60
Figuur 33: Het concept van de PowerBuoy golfenergieconverter (Ocean Power Technologies, 2009).....	62
Figuur 34: Globale verdeling van het golfvermogen (Cornett, 2008). .....	63
Figuur 35: Europees golfklimaat (in kW/m) op basis van een WAM modellering: data van het WERATLAS project (Pontes, 1997; Murray, 2004). .....	63
Figuur 36: Overzicht van de gebruikte boeien en hun respectievelijke gemiddelde golfenergie (op basis van langjarige boeidata), met de bathymetrie als achtergrond (Van Lancker <i>et al.</i> , 2007; BMM, 2008; Beels, 2009). .....	65
Figuur 37: Significante golfhoogte volgens het WAM-PRO Noordzee model (2003-2004). De volle lijnen zijn de observaties, de stippellijnen de modelresultaten. De foutbalken op de grafiek tonen de variantie op de boeidata per maand. K13: K13(Nederland) ; FBR Fino-Borkumriff (Duitsland); WHI: Westhinder; BVH: Bol van Heist. ....	68
Figuur 38: : Gemiddelde periode volgens het WAM-PRO Noordzee model (2003-2004). De volle lijnen zijn de observaties, de stippellijnen de modelresultaten. De foutbalken op de grafiek tonen de variantie op de boeidata per maand. K13: K13; FBR: Fino-Borkumriff (Duitsland); WHI: Westhinder; BVH: Bol van Heist. ....	68
Figuur 39: De invloedzones van de verschillende boeien Westhinder (WHI), Zuid Akkaert (AKZ), Bol van Heist (BVH), Trapegeer (TPG), Oostende (ONS) , Euro (EUR), en Schouwenbank (SWB).....	70

Figuur 40: Grafische voorstelling van de optimale interpolatie techniek.....	71
Figuur 41: Vergelijking met de boeidata en de resultaten van het numerieke model, voor het ongecorrigeerde model en het gecorrigeerde model (met de Optimale Interpolatietechniek). De volle lijn geeft de 1/1 lijn weer (het ideale geval).....	73
Figuur 42: Jaarlijkse variatie van het golfvermogen volgens de observaties voor Westhinder en ZW-Akkaert. Merk op dat de beschouwde tijdsperiode hier langer is (t.e.m. 2008) en dat het gemiddeld vermogen iets hoger ligt door de hoge waarden van 2005 t.e.m. 2007 (Beels, 2009).....	74
Figuur 43: Golfvermogen op het BDNZ, op basis van een Optimale Interpolatietechniek.....	75
Figuur 44: Getijdenwerking en getijdenstroming (Aquaret, 2009a).....	77
Figuur 45: Werking van getijdenstroming en gebied met de sterkste stroming (Aquaret, 2009a). .....	77
Figuur 46: Overzicht van de ontwikkelingsstatus van de technologie voor stromingsenergieconversie uit getijden (IEA-OES et al, 2009c).....	79
Figuur 47: Overzicht van de verschillende TECs op basis van het werkingsprincipe (EMEC, 2009b) .....	81
Figuur 48: Mogelijke omzettingsschema's naar elektrische energie voor getijdenenergie: a) Horizontale as turbine (SeaGen, Marine Current Turbines), b) Cross-flow turbine (Kobold), c) Horizontale as met geleidingsconstructie (Clean Current). Afkortingen: PM: permanent magnet generator; DFIC: Double Fed Induction Generator (IEA-OES et al, 2009b).....	82
Figuur 49: Bodemgemonteerde horizontale as turbine (Voith Hydro, 2009).....	83
Figuur 50: Bodemgemonteerde bidirectionele horizontale as turbine gehuisd in een symmetrische in- en uitlaatconstructie (Lunar Energy, 2009). ....	83
Figuur 51: Bodemgemonteerde open centrum turbine (IEA-OES et al, 2009c).....	84
Figuur 52: Bodemgemonteerde verticale as turbine (Current Power, 2009).....	84
Figuur 53: Cross flow turbine klaar om in het water te plaatsen (Ocean Renewable Power, 2009) .....	85
Figuur 54: Stingray assembly (ESRU, 2009).....	85
Figuur 55: Het Davis Hydro turbine concept (Blue Energy, 2009).....	86
Figuur 56: Het TGU turbine concept (Ocean Renewable Power, 2009).....	87
Figuur 57: Installatie van verschillende TGU modules (Ocean Renewable Power, 2009).....	88
Figuur 58: Smarturbine (Free Flow Power, 2009).....	89
Figuur 59: Meerdere SmarTurbines op een monopile (Free Flow Power, 2009).....	89
Figuur 60: Gemiddeld getijdenvermogen op het BDNZ (W/m <sup>2</sup> ) over een getijdencyclus heen....	93
Figuur 61: Voorbeeld van stroomellipsen over een getijdencyclus, zonder meteorologische effecten (BMM, 2009a).....	96
Figuur 62: Belangrijkste hinderpalen: financiering en economische ondersteuning, resultaten van de respondenten met een significante ervaring/betrokkenheid in offshore windenergie (COM, 2008b). ....	98

Figuur 63: Belangrijkste hinderpalen: technologische beperkingen, resultaten van de respondenten met een significante ervaring/betrokkenheid in offshore windenergie (COM, 2008b).	99
Figuur 64: Belangrijkste hinderpalen: identificatie van geschikte locaties voor offshore windparken, resultaten van de respondenten met een significante ervaring/betrokkenheid in offshore windenergie (COM, 2008b).	100
Figuur 65: Belangrijkste hinderpalen: vergunningsprocedures, resultaten van de respondenten met een significante ervaring/betrokkenheid in offshore windenergie (COM, 2008b).	101
Figuur 66: Belangrijkste hinderpalen: gridinfrastructuur en systeemintegratie, resultaten van de respondenten met een significante ervaring/betrokkenheid in offshore windenergie, Paars: (zeer) significant, blauw minder of totaal onbelangrijk (COM, 2008b).	102
Figuur 67: Organigram van de Kustwachtstructuur	105
Figuur 68: Densiteitsplot van de routegebonden scheepvaart. Bron: Maritieme Dienstverlening en Kust, Scheepvaartbegeleiding.	108
Figuur 69: Huidig transmissienet (links) en de 4 tracéalternatieven in het STEVIN-project (rechts)	113
Figuur 70: Policy effectiveness (1998-2005) in functie van het systeem van financiële ondersteuning onshore windenergie in IEA-landen (IEA <i>et al</i> , 2008).	118
Figuur 71: Policy effectiveness in functie van de hoogte van de financiële ondersteuning voor onshore windenergie (IEA <i>et al</i> , 2008).	119
Figuur 72: Meest geschikte steunmaatregel in functie van de marktontwikkeling en -maturiteit (IEA <i>et al</i> , 2008).	120
Figuur 73: Evolutie van de steunmaatregelen binnen de EU-27 (Ragwitz <i>et al.</i> , 2007; Krohn <i>et al</i> , 2009).	123
Figuur 74: Fasen in de tenderprocedure voor het offshore grid in de UK (OFGEM, 2009).	130
Figuur 75: De investeringskost in functie van de tijd (EWEA, 2007).	139
Figuur 76: Investeringskost voor een offshore windmolenpark (Krohn <i>et al</i> , 2009).	140
Figuur 77: Investeringskost voor een offshore windmolenpark (Blanco, 2009).	140
Figuur 78: Investeringskost voor een offshore windmolenpark (Snyder <i>et al</i> , 2009b).	141
Figuur 79: Verdeling van de werkings- en onderhoudskosten (Krohn <i>et al</i> , 2009).	142
Figuur 80: Nieuw systeem van FIT in Duitsland (DENA, 2009)	145
Figuur 81: Mogelijke verlenging van de termijn voor het nieuwe systeem van FIT in Duitsland in functie van de afstand tot de kust en de diepte (DENA, 2009).	146
Figuur 82: Vergelijking nieuwe Duitse invoegtariet met het Belgische GSC-systeem, in het geval van een elektriciteitsprijs van 35€/MWh.	147
Figuur 83: Vergelijking nieuwe Duitse invoegtariet met het Belgische GSC-systeem, in het geval van een elektriciteitsprijs van 45€/MWh.	147
Figuur 84: Vergelijking nieuwe Duitse invoegtariet met het Belgische GSC-systeem, in het geval van een elektriciteitsprijs van 55€/MWh.	148

Figuur 85: Vergelijking nieuwe Duitse invoegtariet met het Belgische GSC systeem, in het geval van een elektriciteitsprijs van 65€/MWh..... 148

# Lijst van Tabellen

---

Tabel 1: Verliezen in functie van de tussenafstand (Eigen berekeningen met WindPro software, gebruik makend van een vierkante park lay-out). .....	2
Tabel 2: Karakteristieke cijfer van de windenergiecapaciteit potentieel op het BDNZ. ....	3
Tabel 3: De verschillende netto actuele waarden voor een generiek windmolenpark met een geïnstalleerd vermogen van 300MW, naargelang het scenario en de beschouwde variatie. ....	8
Tabel 4: Overzicht van de resultaten voor de verschillende situaties en scenario's voor een duur van 50 jaar. ....	9
Tabel 5: Wereldwijd geïnstalleerd vermogen. ....	32
Tabel 6: Typische waarden voor de gemiddelde windsnelheid (m/s) op verschillende hoogtes op het BDNZ (van 70 tot 110 m). De laagste waarden bevinden zich nabij de kust, de hoogste ver offshore. "WF-gebieden" betekent: typische gemiddelde windsnelheden in het gebied waar actuele wind-energie ontwikkelingen op het BDNZ bezig zijn (Thornton Bank) of gepland zijn (door de Belgische Federale overheid voorbehouden gebied). ....	34
Tabel 7: Samenvatting van uitsluitingszones. ....	36
Tabel 8: Rendement in functie van de tussenafstand (Eigen berekeningen met WindPro software, gebruik makend van een vierkante park lay-out). ....	40
Tabel 9: Karakteristieke cijfers van de grootste EU offshore windparken (bron: project ontwikkelaars' websites). Ontbrekende data in de kolom globale vermogensdichtheid werd gelijkgesteld aan 75% van de park vermogensdichtheid en zijn tussen haakjes gezet. ....	42
Tabel 10: Karakteristieke cijfer van de windenergiecapaciteit potentieel op het BDNZ. ....	45
Tabel 11: Eigenschappen van de meetboeien van de Vlaamse Hydrografie gebruikt in deze studie. ....	64
Tabel 12: Jaarlijks gemiddelde scatterdiagramma voor alle windrichtingen te Westhinder (periode 1/7/1990 tem 30/06/2004). Bron: Vlaamse Hydrografie. ....	67
Tabel 13: Karakteristieken van het WAM-PRO Noordzee model en de 2 geneste modellen. ....	69
Tabel 14: Golfvermogens: vergelijking van de boeidata (op basis van verschillende tijdsintervallen) en de originele en gecorrigeerde output van het numeriek model. Tevens zijn de gebruikte correctiefactoren $\alpha_i$ weergegeven. ....	72
Tabel 15: Overzicht met de geïnterviewde stakeholders. ....	103
Tabel 16: Samenvatting van de verschillende steunsystemen binnen Europa, volgens verschillende auteurs: H4 (Haas <i>et al.</i> , 2004); R4 (Reiche <i>et al.</i> , 2004); E5: (EWEA, 2005); R6 (Reiche, 2006); J8 (de Jager <i>et al.</i> , 2008); C9: (Campoccia <i>et al.</i> , 2009); K9 (Krohn <i>et al.</i> , 2009); S9 (Snyder <i>et al.</i> , 2009b). ....	117
Tabel 17: gemiddelde prijs voor GSC in Vlaanderen (VREG, 2009a). ....	125
Tabel 18: De gegarandeerde termijn en minimumprijs voor één GSC, volgens de federale wet van 5 oktober 2005. ....	128

Tabel 19: Overzicht van waarden voor de verdisconteringsvoet in de literatuur en eigen schatting. ....	134
Tabel 20: De verschillende verdisconteringsvoeten in functie van het type steun. ....	134
Tabel 21: De verdisconteringsvoet, inflatie en levensduur voor een offshore windproject. ....	135
Tabel 22: Karakteristieken (onshore en offshore) van turbines uit de literatuur en voor de parken van C-Power en Rentel. ....	136
Tabel 23: Overzicht van de investeringskost voor verschillende offshore windmolenparken. ...	138
Tabel 24: Relatieve meerkost van een offshore windmolenpark in functie van de waterdiepte en afstand tot de kust (EEA <i>et al</i> , 2009). ....	139
Tabel 25: Percentage af te schrijven kosten van de investeringskost (fundering & turbine). ....	141
Tabel 26: Samenvatting van de steun voor offshore windenergie binnen verschillende Europese landen. ....	143
Tabel 27: Capaciteitsfactoren uit de literatuur. ....	149
Tabel 28: Overzicht van de inputparameters voor de berekening van de NPV onder de verschillende scenario's. ....	150
Tabel 29: Prijs van de Vlaamse GSC (VREG, 2009a). ....	151
Tabel 30: De verschillende netto actuele waarden voor een generiek windmolenpark met een geïnstalleerd vermogen van 300MW, naargelang het scenario en de beschouwde variatie. ....	153
Tabel 31: NAW (in k€) voor het basisscenario met telkens één optimistische waarde voor de 4 gevarieerde inputparameters, de andere 3 parameters blijven de waarden voor het basisscenario aanhouden. ....	155
Tabel 32: NAW (in k€) voor het basisscenario met telkens één pessimistische waarde voor de 4 gevarieerde inputparameters. ....	155
Tabel 33: Aannames de berekening van de NAW voor een domeinconcessie van 50 jaar. ....	158
Tabel 34: Boete voor de CO <sub>2</sub> uitstoot en externe kost. ....	159
Tabel 35 : Uitstoot van CO <sub>2</sub> equivalent (g/kWh) volgens een bepaalde productietechnologie. ....	159
Tabel 36: Systemen van steun (vanaf jaar 21) in geval van een duur van 50 jaar. ....	160
Tabel 37: Inschatting van de investeringskost t.e.m. 2050. (Blanco, 2009). ....	160
Tabel 38: Overzicht van de resultaten voor de verschillende situaties en scenario's voor een duur van 50 jaar. ....	161

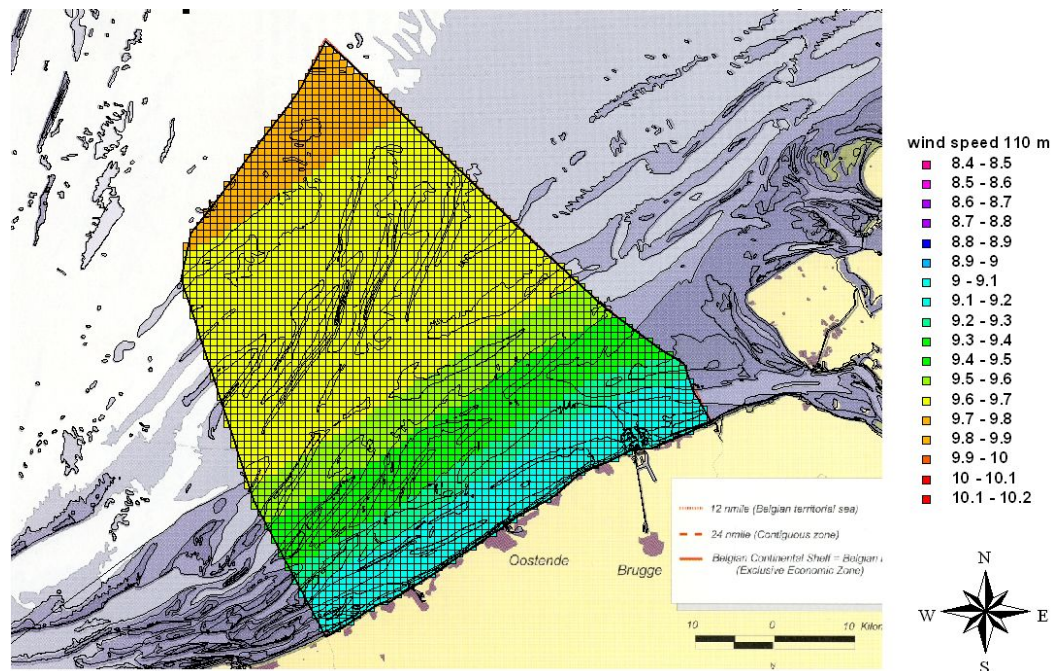
# Executive Summary (NL)

## 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 TAW<sup>1</sup>.



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

<sup>1</sup> 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 exploiteerbaar 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 <sup>2</sup> )	45	80	125
Globale vermogens- dichtheid (MW/km <sup>2</sup> )	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/km<sup>2</sup> 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 belastingsvermoeiing 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/km<sup>2</sup>.

Als men uitgaat van één extreem groot windpark over een oppervlak van honderden vierkante kilometers, dan is een lager aantal MW/km<sup>2</sup> zoals 5 tot 6 MW/km<sup>2</sup> 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/km<sup>2</sup>. 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 <sup>2</sup> ]	Vermogensdichtheid [MW/km <sup>2</sup> ]	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/km<sup>2</sup> (en gewijzigde ashoogte en verbeterde technologie) voor nieuwe te ontwikkelen parken.

### **Besluiten en aanbevelingen**

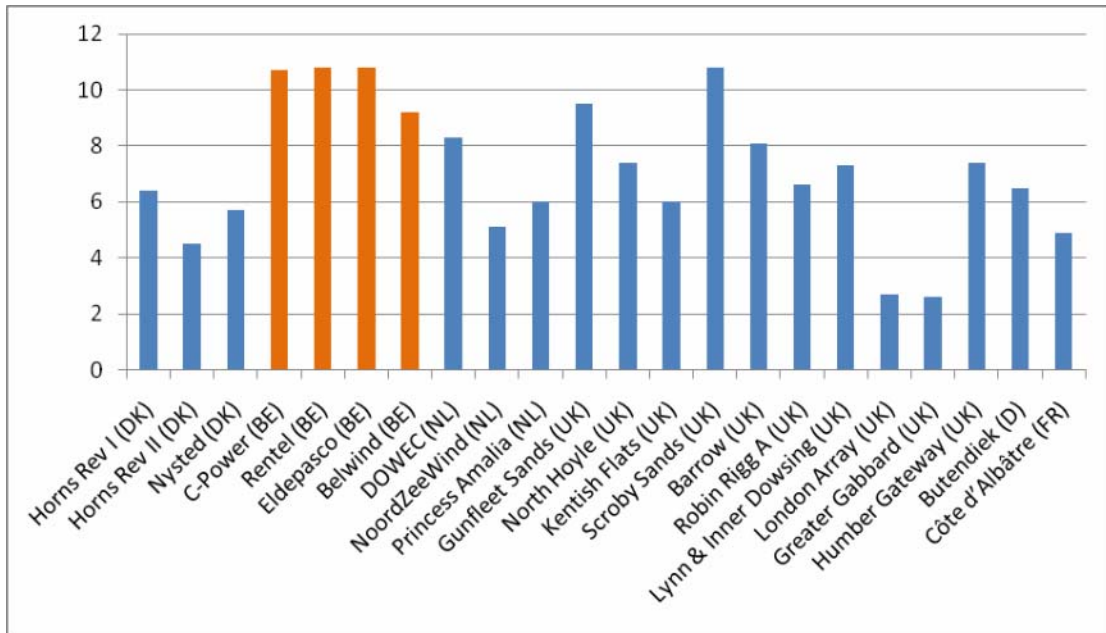
De ontwikkeling van offshore windenergie in Europa heeft een vertraging opgelopen ten opzichte van het oorspronkelijke scenario. Technische problemen en het zwak economisch klimaat zijn daar de voornaamste oorzaken van. Ook in België verlopen de ontwikkelingen niet even snel als verwacht. Ook hier zijn 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 windturbine-technologie 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/km<sup>2</sup>] 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.

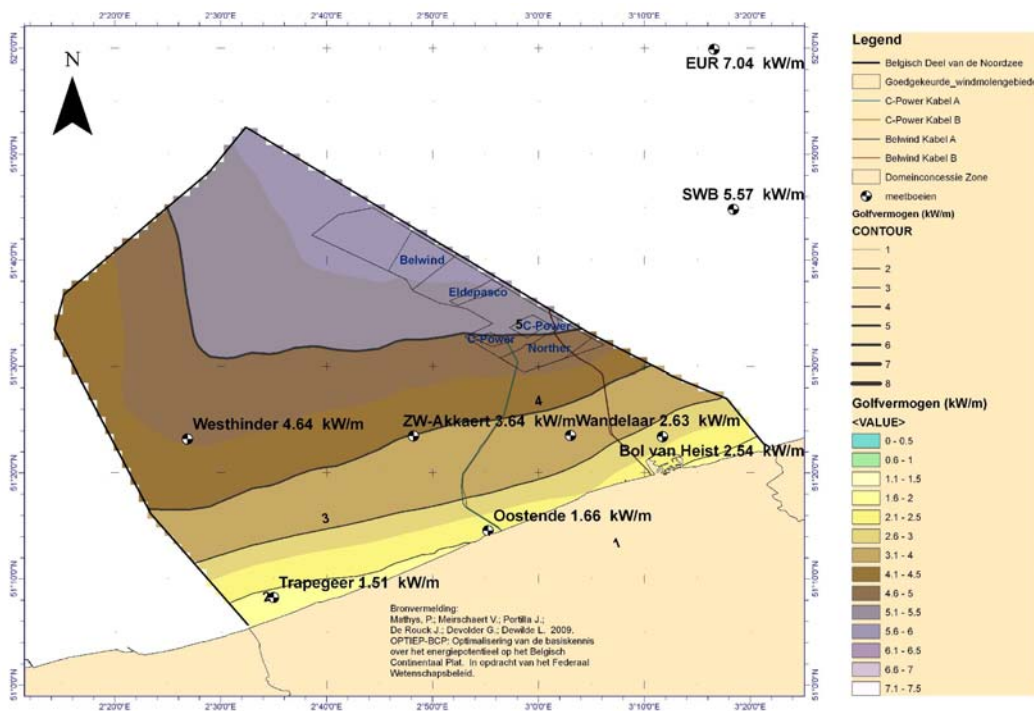
Daarnaast zou een detailopvolging van de energieopbrengst meer informatie bezorgen over de zogeffecten en de hieraan gekoppelde energieverliezen.

### *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.

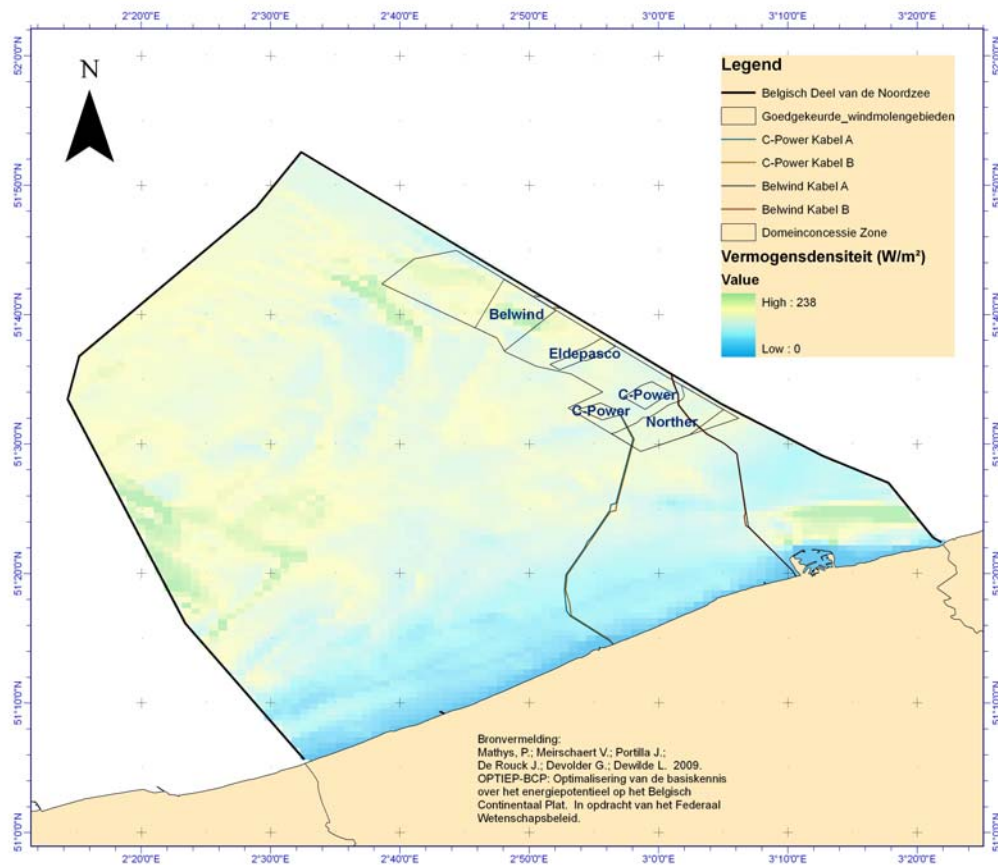


Figuur 3: Golfvermogen op het BDNZ, op basis van een Optimale Interpolatietechniek. De resultaten nabij de kust zijn minder betrouwbaar.

### 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						
<b>Referentiepunt</b>	<b>k€ 358.621</b>	<b>1,00</b>	<b>k€ 29.535</b>	<b>1,00</b>	<b>k€ -268.275</b>	<b>1,00</b>
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 CO<sub>2</sub>-taks van 0, 10, 25 of 40 €/ton CO<sub>2</sub>equivalent). 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 CO<sub>2</sub>-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<sup>de</sup> 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 <sub>2</sub> 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.

# Executive Summary (FR)

## Energie éolienne

Les résultats présentés dans ce rapport proviennent de l'étude « *Optimal Offshore Wind Energy Developments in Belgium* » réalisée en 2004 pour la Politique Scientifique Belge (SPD II). Il y avait un manque de mesure de vent fiables en mer et les quelques mâts météorologiques disponibles du réseau « meetnet Vlaamse banken » sur le plateau continental belge n'étaient pas destinés à l'évaluation du potentiel éolien. Ce manque de données pertinentes existe encore aujourd'hui. Etant donné le manque de nouvelles données, l'étude du potentiel éolien s'est basée sur l'étude de 2004.

Sur la partie belge de la Mer du Nord (PBMN), les vitesses de vent moyennes (long terme) à hauteur d'axe des éoliennes (70m et 110m) varient entre 8,4 et 9,8 m/s. La direction principale des vents est ouest-sud-ouest.

La figure ci-dessous donne la répartition spatiale des vitesses de vent à 100m au-dessus du niveau du TAW<sup>2</sup>.

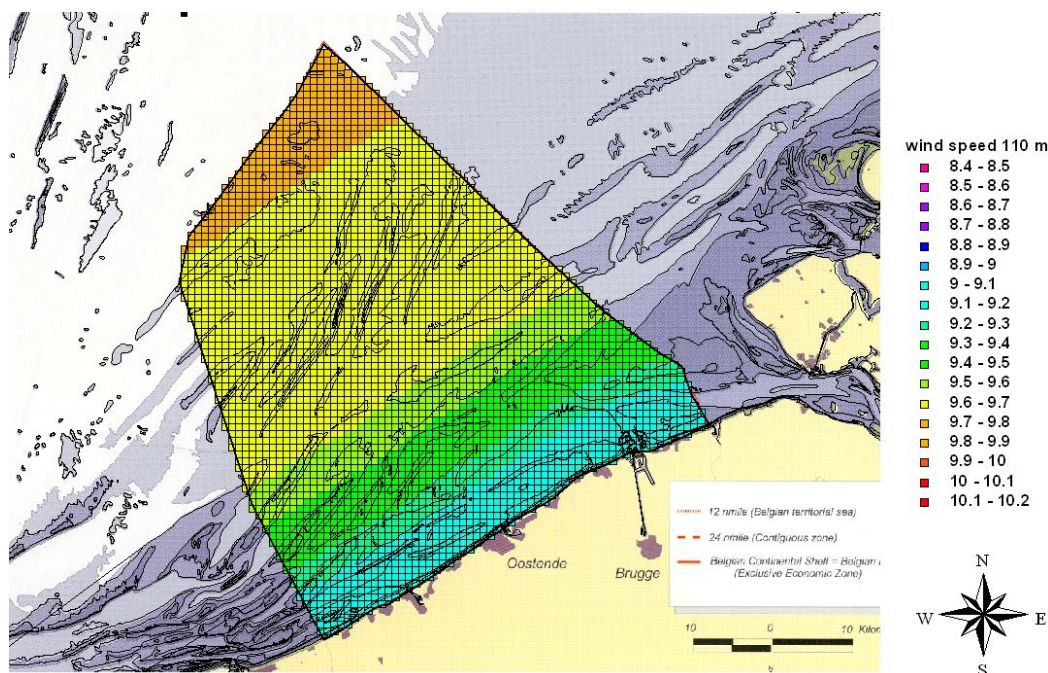


Figure 1: Carte SIG des vitesses de vent sur la PBMN sur base de la méthode POWER décrite dans l'étude *Optimal Offshore*.

Il existe pour le moment sur le marché des éoliennes pour les applications offshore qui ont une puissance de 6 MW, un diamètre de rotor de 125m et une hauteur d'axe de 90 à 100m. On prévoit que des machines de 8 à 10 MW seront disponibles sur le marché d'ici 3 ans, mais comme

<sup>2</sup> TAW (Tweede Algemene Waterpassing) est utilisé comme niveau de référence vertical pour le suivi de toutes les marées le long de la côte belge. En 1947, l'Institut Géographique National a défini cette hauteur comme référence pour l'ensemble du territoire belge. La valeur 0 pour TAW correspond au niveau moyen à marée basse à Ostende.

le montre l'étude, l'impact de ce développement sur le potentiel exploitable sur la PBMN est relativement limité.

A côté de cela, il y a également une tendance au développement de nouveaux concepts adaptés aux conditions offshore. Ceci est caractéristique de l'éolien offshore. D'une part d'énormes efforts sont fournis afin d'abaisser les coûts opérationnels, en augmentant la fiabilité des machines et la longévité des composants et en développant des stratégies d'entretien préventives, et d'autre part on travaille sur des concepts innovants qui permettraient de remplacer la nacelle en mer (principe du *swing-off*), de gérer automatiquement le nettoyage de l'huile, d'avoir un système de transmission de la puissance qui soit plus modulaire etc. De nouvelles techniques de fondation, d'acheminement des pièces et de logistique globale sont pour le moment en amélioration.

Il a été conclu dans les pays voisins que la densité du parc à une influence énorme sur son rendement énergétique. Le tableau ci-dessous (Tableau 1) en donne un exemple. Nous constatons qu'avec une configuration très dense, le rendement baisse jusqu'à 86%. D'un autre côté l'expérience nous a appris que les modèles de calculs actuels donnent une sous-estimation de la perte réelle.

Tableau 1 : Pertes en fonction de la distance entre les turbines (calculs effectués avec le software WindPro, sur base d'une disposition de parc en carré).

Type de turbine [distance d'écart]	RePower 5MW [6D]	RePower 5MW [8D]	RePower 5MW [10D]
Diamètre du rotor (m)	125	125	125
Hauteur d'axe (m)	100	100	100
Nombre de turbines	80	80	80
Puissance installée (MW)	400	400	400
Distance entre les turbines (m)	750	1000	1250
Surface (km <sup>2</sup> )	45	80	125
Densité de puissance globale (MW/km <sup>2</sup> )	8,9	5,0	3,2
<u>Rendement du parc (%)</u>	<u>86,6</u>	<u>90,9</u>	<u>93,4</u>
Production (GWh/an)	1390,7	1461,3	1503,4
Facteur de capacité (%)	39,7	41,7	42,9

Une revue de la littérature sur les plus grands parcs éoliens offshore installés et en fonction en Europe démontre que la densité de puissance globale est dans la gamme des 5 à 7 MW/km<sup>2</sup>.

Là ou dans le passé une plus petite distance entre les turbines était utilisée, la tendance est aujourd'hui clairement dirigée vers des distances plus grandes. La motivation principale est un plus grand rendement du parc et ainsi une meilleure rentabilité. Cela a en outre un effet supplémentaire de réduction du phénomène de fatigue. En réalité les effets de sillage ne provoquent pas seulement des pertes de production, mais également une augmentation des efforts appliqués aux composants de l'éolienne. Il a d'ailleurs été conclu dans le passé par certains constructeurs que de trop petites distances entre les éoliennes ne peuvent être acceptées du fait de l'incompatibilité de la charge autorisée sur la turbine.

Si nous prenons une distance d'écart d'au moins 7 fois le diamètre du rotor, nous trouvons une densité de puissance installée d'environ 7 à 8 MW/km<sup>2</sup>.

Si nous nous basons sur un parc éolien extrêmement grand, sur une surface de centaines de kilomètres carrés, nous conseillons un nombre de MW/km<sup>2</sup> moins élevé d'environ 5 à 6 MW/km<sup>2</sup>. Une récente publication de l'ECN arrive également à la même conclusion.

Dans cette étude, nous utilisons une fourchette de 6 à 8 MW/km<sup>2</sup> afin de déterminer le potentiel éolien. Théoriquement la superficie disponible est de 2101 km, après l'exclusion de la zone de 3 milles et toutes les contraintes liées aux autres activités.

Il reste cependant certaines restrictions (e.a. routes de navigation secondaire, culture aquatique, espaces naturels, zones d'exploration) qui diminuent fortement la disponibilité de la PBMN. Ceci vaut également pour la composition du sol marin, qui n'est connue qu'après avoir fait des sondages.

Tableau 2: Chiffres caractéristiques du potentiel de puissance éolienne installée sur la PBMN

	Zone [km <sup>2</sup> ]	Densité de puissance [MW/km <sup>2</sup> ]	Puissance installée potentielle [GW]
Potentiel physique maximum	2101	6 - 8	12,6 - 16,8
Potentiel sur les zones dédiées à l'énergie éolienne	270	6 - 8	1,62 - 2,16

Compte tenu des caractéristiques du vent et de la répartition sur la PBMN, le potentiel énergétique éolien se situe entre 39 et 63 TWh par an si nous nous basons sur une fourchette de 6 à 8 MW/km<sup>2</sup> (avec une augmentation de l'axe et une amélioration de la technologie) pour les nouveaux parcs en développement.

### Conclusions et recommandations

Le développement de l'énergie éolienne offshore en Europe a subi un ralentissement par rapport au scénario initial. Des problèmes techniques et le climat économique défavorable en sont les causes principales. En Belgique aussi les développements n'ont pas été aussi rapides que prévu. Ici aussi le climat économique en est une cause, mais également les procédures d'autorisations caractérisées par de multiples aspects ainsi que les défis techniques liés à la réalisation de parc éoliens aussi éloignés en mer et dans des eaux relativement profondes.

La complexité des techniques de fondation et de la préparation du tracé des câbles électriques en sont des exemples. Cependant, l'expérience acquise avec les parcs au Royaume-Uni, au Danemark et aux Pays-Bas ont développé une certaine maturité de la technologie des éoliennes. De son côté, le climat économique s'améliore progressivement.

Cinq concessions ont été octroyées à différents développeurs de projets : C-Power (300MW), Eldepasco (216 MW), Belwind (330 MW), Rentel (288 MW) et Norther (420 MW). En général, des turbines dans la gamme de 5MW sont utilisées. Le développement de turbines plus grandes n'a pas d'impact sur le potentiel exploitable dans une zone définie, mais peut réduire le coût d'investissement de l'éolien offshore sur un plus long terme.

Les parcs éoliens prévus sur le Plateau continental belge ont une très grande densité de puissance. Ceci est une conséquence de l'optimisation de l'espace disponible, ce qui est important pour l'octroi d'une concession (Figure 2).

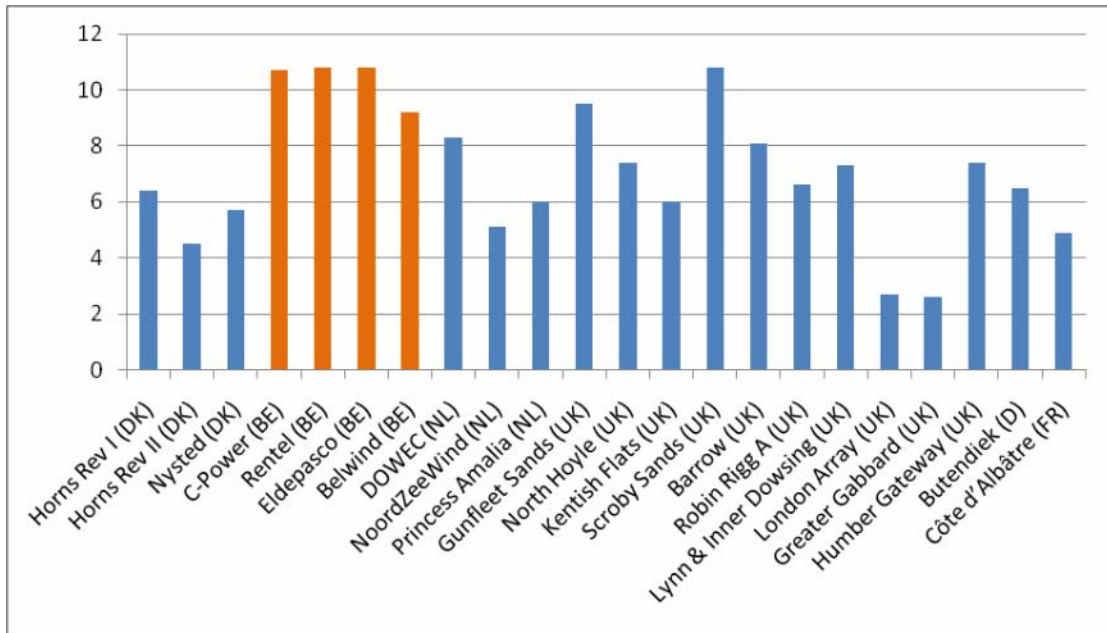


Figure 2: Densité de puissance globale (MW/km<sup>2</sup>) pour les plus grands parcs éoliens offshore en Europe.

Il n'est pourtant pas recommandé de considérer cela comme un critère déterminant car cela mène à une efficacité de parc plus faible et donc une rentabilité plus faible. De plus la charge sur les structures des turbines devient plus importante avec des petites distances inter-turbines. Toutefois il reste encore des incertitudes en ce qui concerne la distance d'écart optimale, surtout en ce qui concerne les grands parcs éoliens (>100 machines), ce qui est dû au fait qu'il n'y a que peu d'expérience sur le sujet.

Il est urgent de faire de plus amples recherches afin d'analyser le rendement des parcs éoliens et l'impact structurels sur les turbines. Il est nécessaire d'avoir plus de mesures et d'analyses de données afin de pouvoir prendre des décisions pertinentes dans le futur.

Afin d'atteindre dans le futur les objectifs spécifiques ER et offshore, il est nécessaire d'agrandir la zone qui est actuellement attribuée au développement de l'éolien offshore. Il est aussi recommandé de revoir les critères d'octroi de concession et de prendre en compte d'autres critères comme par exemple une garantie de résultats sur base de mesures réelles de la vitesse du vent.

Des mesures indépendantes du vent plus fréquentes et spécifiquement adaptées à l'énergie éolienne sont nécessaires. Ces mesures faciliteront le financement de projets et permettront d'avoir une meilleure vue d'ensemble sur la prestation des parcs. Plusieurs pays ont déjà instauré de telles campagnes de mesures dans leurs partie de la mer du Nord, et ceci depuis plusieurs années.

En plus de cela, un suivi détaillé de la production d'énergie apporterait plus d'information sur les effets de sillage et sur les pertes d'énergie qui y sont associées.

### Ressource en énergie des vagues

Les énergies des vagues (ou houlomotrices) et des courants marins sont deux énergies renouvelables marines en plein développement actuellement. Afin d'étudier la faisabilité d'exploiter ces sources d'énergie sur la zone maritime belge, les différentes technologies existantes sont présentées. Trois convertisseurs d'énergie des vagues et trois convertisseurs d'énergie des courants qui pourraient être appropriés au littoral belge sont détaillés.

La ressource en énergie houlomotrice sur le littoral belge a été déterminée via une technique d'interpolation optimale. Cette méthode permet de combiner la grande précision de mesures in-situ ponctuelles (bouées houlographe) avec la couverture spatiale fine et complète d'un modèle numérique de propagation de houle. La ressource houlomotrice est présentée dans Figure 3. Cette étude donne un potentiel de 4,5 – 5,8 kW/m en ce qui concerne la zone de concession pour l'éolien offshore. C'est une ressource plutôt faible comparée aux côtes exposées aux fortes houles venant de l'Atlantique. La production d'énergie (et donc les revenus) est déterminée par les vagues les plus fréquentes tandis que les caractéristiques de la structure (et donc le coût du système) sont imposées par les événements extrêmes. L'absence de très fortes houles et la ressource modérée rend le littoral belge approprié en tant que zone test pour ces convertisseurs.

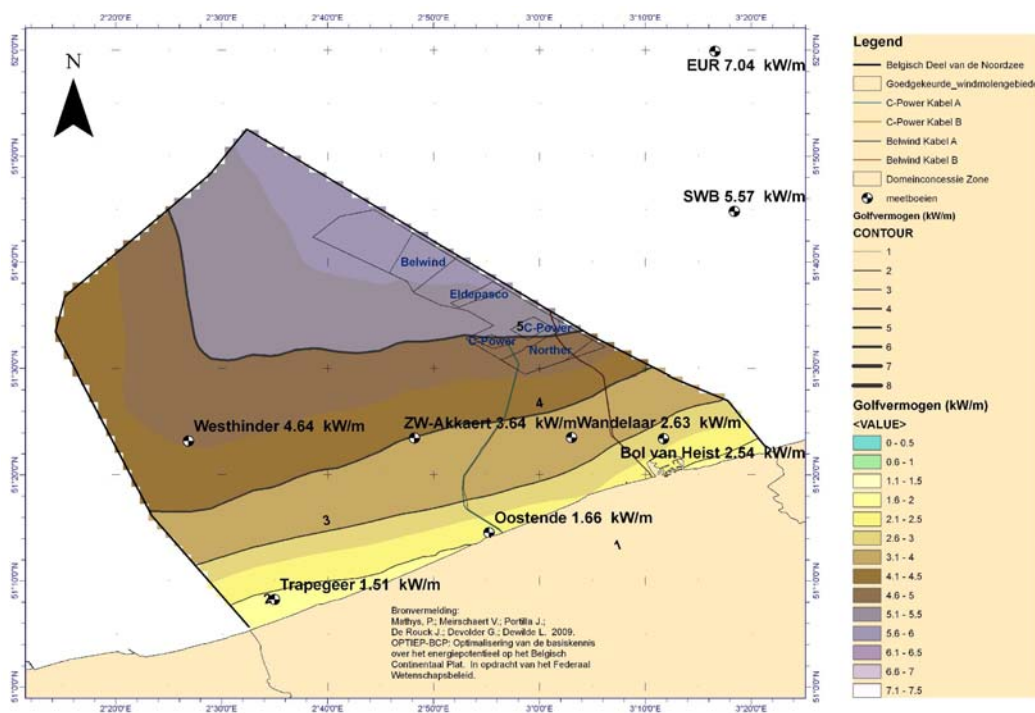


Figure 3: Ressource houlomotrice sur la zone maritime belge, obtenue via une technique d'interpolation optimale. Les résultats près de la côte sont moins fiables.

### Ressource en énergie des courants marins

La ressource en énergie des courants marins sur la zone maritime belge a été estimée à partir de résultats d'un modèle numérique de l'UGMM (Unité de Gestion du Modèle Mathématique de la mer du nord). Les vitesses de courants durant un cycle complet de marée ont été utilisées pour calculer cette ressource (Figure 4). Quatre zones avec une ressource plus importante ont été mises en évidence : la zone ouest, deux zones à proximité de la zone de concession pour l'éolien

offshore et les environs du port de Zeebrugge et du chenal de navigation pour Anvers. Les résultats près de la zone de concession doivent être interprétés avec attention car ni la bathymétrie ni la géométrie de la mer du Nord ne fournissent une explication claire de cette ressource supérieure.

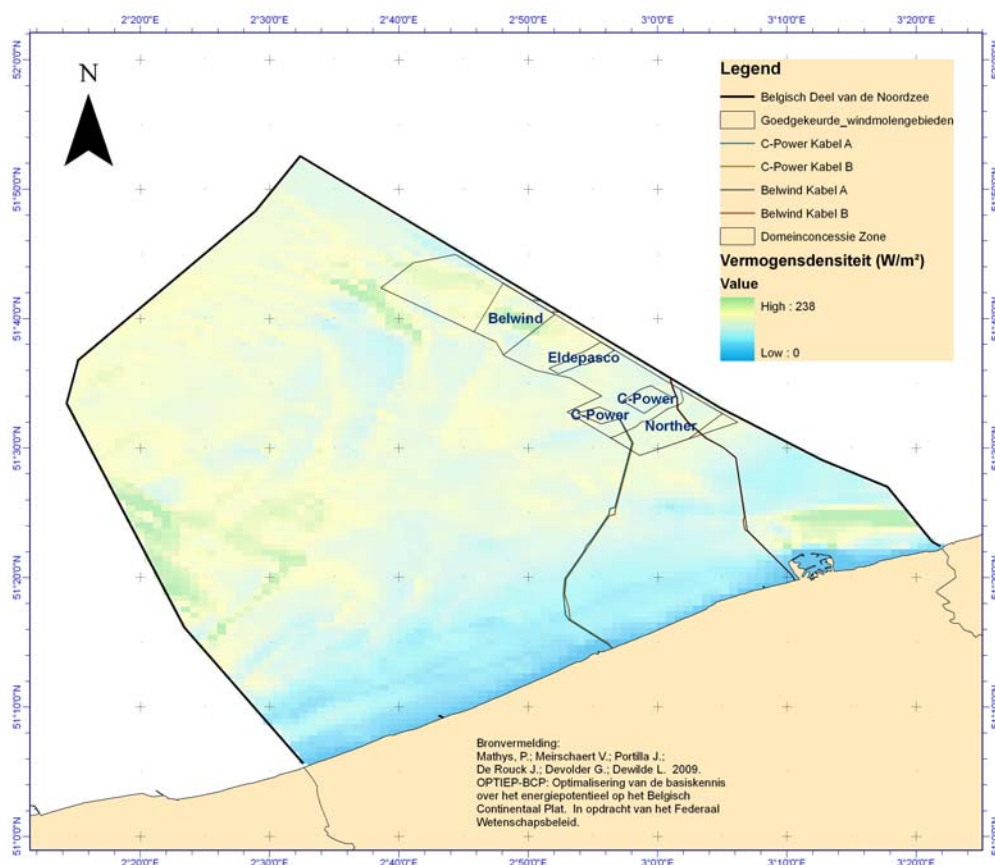


Figure 4: Ressource en énergie des courants marins sur le littoral belge

Pour une analyse et une représentation plus précise des ressources en vagues et courants marins, se référer aux résultats du projet BOREAS (Belgian Ocean Energy Assessment), aussi financé par la Politique Scientifique fédérale (Belspo).

### *Analyse des parties prenantes*

Des entretiens avec les acteurs belges de l'éolien offshore ont permis d'identifier les forces et faiblesses de la politique actuelle et aussi les difficultés et opportunités d'un nouveau développement de cette politique. Les problèmes suivants sont basés sur l'opinion des parties prenantes consultées et ne reflètent pas nécessairement l'opinion des auteurs.

Une meilleure standardisation des procédures relatives aux permis a été identifiée comme une mesure nécessaire pour accélérer le développement de l'éolien offshore. Cependant, l'intention n'est pas de transformer les permis existants en un permis unique dont l'obtention pourrait alors devenir trop difficile. Ainsi il a été suggéré:

- Une procédure de permis qui offre une sécurité légale pour l'exploitation commune des câbles offshore pour différents projets.
- Une plus grande transparence sur les critères et les sélections des zones du domaine de concession.
- Une décision rapide concernant l'adaptation et si nécessaire l'extension du domaine de concession afin de résoudre les objections relatives à la navigation pour les zones les plus au sud et les plus au nord.<sup>2</sup>
- Une prolongation possible de la durée des zones de concession (actuellement : 20 + 10 ans, mais jusqu'à 50 ans dans le futur)

Les entretiens ont aussi mis en évidence des opportunités économiques. L'adaptation des ports belges pour devenir des plaques tournantes logistiques de l'éolien offshore est un exemple concret. Ces plaques-tournantes permettraient non seulement de satisfaire le marché belge mais aussi le marché britannique. La logistique ainsi que le préassemblage ouvrent de nouvelles opportunités aux infrastructures portuaires. Le financement du renfort des connexions au réseau, à terre et offshore doit aussi être un élément clé de la nouvelle politique.

Différentes propositions de nouvelles structures référentes ont été formulées. L'une d'entre elles pourrait se consacrer aux cablages à terre et offshore avec la participation d'acteurs nationaux et internationaux. Les conditions et critères techniques d'une prise de raccordement en mer pourrait aussi être incorporés à cette structure. Une deuxième serait similaire au BNSWEP (Belgian North Sea Wind Energy Platform), mais plutôt pour les développeurs qui n'ont pas encore reçu de concession. Une troisième serait une section d'intervention d'urgence, en cas d'accidents majeurs. Cette dernière pourrait être intégrée à des entités déjà existantes comme BNSWEP ou les gardes côtes (KWGC).

Les parties prenantes consultées ont aussi fourni des propositions intéressantes des scénarios possibles en terme de support politiques. Ces scénarios ont été analysés dans l'étude économique.

### *Analyse des instruments économiques et législatifs de support à l'éolien offshore*

Une analyse quantitative et qualitative de la politique en matière d'éolien offshore a été conduite. Basée sur une étude bibliographique, les avantages et inconvénients de différents instruments sont discutés dans l'analyse qualitative.

Une analyse quantitative (économique) a été conduite par la suite. La rentabilité d'un projet de parc éolien offshore de 300MW a été étudiée via le calcul de la valeur nette actuelle (Net Present Value, NPV) sous différents scénarios et variations. Le système de support belge a été comparé à celui des pays voisins. De plus, un scénario supplémentaire a été étudié dans lequel le domaine de concession serait prolongé à une durée de 50 ans.

Les différents scénarios (optimiste, de base et pessimiste) permettaient de faire varier 4 paramètres : le prix de l'électricité, les investissements, les coûts d'opération et maintenance, et le facteur de capacité. Pour chaque scénario, tous les paramètres étaient changés conjointement, cependant une étude de sensibilité de chaque paramètre a montré que le facteur de capacité a l'effet le plus important sur le NPV (€ 29,5 millions pour le scénario de base, 137,5 million avec un facteur de capacité optimiste et -78,5 million avec une valeur pessimiste). Ainsi, les



développements techniques (R&D) pour l'éolien offshore restent un problème majeur, indépendant des supports politiques économiques et législatifs.

Dans le contexte belge, 5 variations supplémentaires ont été comparées au scénario de base:

1. une diminution du taux d'intérêt
2. une dépréciation dégressive plutôt que linéaire
3. l'introduction d'un coût de balance
4. un marché fédéral-régional harmonisé de certificats verts
5. une subvention de € 25 million

L'effet le plus marqué sur la rentabilité correspond au marché harmonisé (le NPV de 29,5 million pour le scénario de base atteint alors 62,7 million, Tableau 3). Ceci est dû au fait que les certificats verts au dessus de 216MW installés bénéficient d'un prix de rachat flamand de 108€/MWh, au lieu du prix garanti fixe de 90€/MWh. Cependant une supposition importante dans ce scénario est que l'harmonisation n'a pas d'influence sur le prix des certificats. Une étude économique détaillée de ces marchés est nécessaire pour vérifier la véracité de cette hypothèse mais sortait du cadre de cette étude.

En comparant la Belgique avec les autres pays européens les conclusions suivantes peuvent être dressées. Seules l'Allemagne et l'Italie obtiennent un bon score. L'Italie possède un système de certificats verts similaire à la Belgique, ainsi les variations sont comparables pour les différents scénarios. L'Allemagne a mis en place une politique de support innovante en 2009 basée sur un tarif et une période de rachat garantis qui peut être prolongée en fonction de l'éloignement de la côte et de la profondeur d'eau. Le résultat négatif pour le Danemark est surprenant. Les coûts d'investissement réels au Danemark vont probablement diminuer. De plus, presque aucune barrière non-technologique n'existe.

Tableau 3: Les différents NPV pour un parc d'éoliennes offshore de 300MW en fonction des différents scénarios et variations.

VARIATIONS	Scénario optimiste		Scénario de base		Scénario pessimiste	
	NPV	Var.	NPV	Var.	NPV	Var.
<b>Belgique</b>						
Référence	k€ 358.621	1,00	k€ 29.535	1,00	k€ -268.275	1,00
Diminution du taux d'intérêt	k€ 364.268	1,02	k€ 33.387	1,13	k€ -265.669	0,99
Dépréciation dégressive	k€ 371.468	1,04	k€ 44.338	1,50	k€ -251.517	0,94
Coût de balance	k€ 319.114	0,89	k€ -5.033	-0,17	k€ -297.905	1,11
Marché harmonisé	k€ 396.547	1,11	k€ 62.721	2,12	k€ -239.830	0,89
Subvention de € 25 million	k€ 383.621	1,07	k€ 54.535	1,85	k€ -243.275	0,91
<b>Danemark</b>						
	k€ -231.463	-0,65	k€ -419.007	-14,19	k€ -580.671	2,16
France	k€ 60.816	0,17	k€ -145.761	-4,94	k€ -344.617	1,28
Allemagne	k€ 274.886	0,77	k€ 40.920	1,39	k€ -184.994	0,69
Italie	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
Espagne	k€ -7.744	-0,02	k€ -299.500	-10,14	k€ -556.971	2,08

La rentabilité d'un projet de 50 ans dans le domaine de concession belge (où de nouvelles turbines sont installées à l'année 26 mais les fondations sont conservées) a été étudiée sous l'hypothèse d'un système de certificats verts modifié. De plus, une orientation de la politique prenant en considération les coûts externes et désagréments des modes de production d'électricité conventionnels ainsi que différents paramètres initiaux ont été assumés. Huit différents scénarios ont été considérés (combinaison de certificats verts de 0 ou 10 €/MWh et d'une taxe carbone de 0, 10, 25 or 40€/ton CO<sub>2, equivalent</sub>). Une conclusion importante est que le NPV diminue pour ce nouveau scénario de base (pas de certificats verts ni de taxe carbone) par rapport au domaine de concession de 25 ans de 29,5 million à 28,8 million (Tableau 4). En d'autres mots : si la politique actuelle persiste, un investisseur, ne lancera pas de seconde exploitation puisque le NPV sera inférieur au scénario de base.

Tableau 4: Résumé des NPV en fonction des différents scénarios et situations pour le domaine de concession de 50 ans.

VARIATIONS	Scénario optimiste		Scénario de base		Scénario pessimiste			
	NPV	VAR	NPV	VAR	NPV	VAR		
Pays								
20 années	€ 358.621	1	€ 29.535	1	€ -268.275	1		
50 années							GSC	CO <sub>2eq</sub>
- Situation 1	€ 409.011	1.14	€ 28.811	0.98	€ -310.985	1.16	0 €/MWh	0 €/ton
- Situation 2	€ 415.998	1.16	€ 34.991	1.18	€ -305.610	1.14	0 €/MWh	10 €/ton
- Situation 3	€ 426.477	1.19	€ 44.262	1.50	€ -297.548	1.11	0 €/MWh	25 €/ton
- Situation 4	€ 436.957	1.22	€ 53.533	1.81	€ -289.485	1.08	0 €/MWh	40 €/ton
- Situation 5	€ 426.477	1.19	€ 44.262	1.50	€ -297.547	1.11	10 €/MWh	0 €/ton
- Situation 6	€ 433.463	1.21	€ 50.443	1.71	€ -292.173	1.09	10 €/MWh	10 €/ton
- Situation 7	€ 443.943	1.24	€ 59.714	2.02	€ -284.110	1.06	10 €/MWh	25 €/ton
- Situation 8	€ 454.422	1.27	€ 68.985	2.34	€ -276.047	1.03	10 €/MWh	40 €/ton

Tout d'abord une étude rigoureuse des effets de l'harmonisation du marché fédéral et régional de certificats verts est nécessaire. Les différentes bases de certificats verts (basés sur la production d'électricité provenant de sources renouvelables aux niveaux fédéraux et flamand en opposition aux émissions de CO<sub>2</sub> évitées à Bruxelles et en Wallonie) est un élément complexe supplémentaire à cette étude. Une attention spéciale sera nécessaire sur le prix et la liquidité de ces certificats et l'influence d'une augmentation des pénalités si les quotas ne sont pas respectés.

Les autres recommandations sont directement liées à la politique. Pour les concessions existantes, il est indispensable de conserver le cadre actuel. Le changer maintenant engendrerait certainement un blocage complet. Ce type de problème a été rencontré au Danemark en 2003 pour l'éolien terrestre. Pour les nouvelles concessions à moyen terme (5-10ans) une modification douce des certificats verts pourrait être mise en place en fonction de la profondeur d'eau et de l'éloignement de la côte basé sur le système de support allemand pour l'éolien offshore ou basé sur le système de support flamand pour le solaire photovoltaïc. Enfin, la mise en place d'un climat d'investissement favorable, basé sur des prêts intéressants, des obligations vertes ou des fonds garantis pourrait avoir une influence très favorable.

# Executive Summary (EN)

## Wind energy resource

The results presented in this report stem from the « *Optimal Offshore Wind Energy Developments in Belgium* » study carried out in 2004 for the Belgian Scientific Policy (SPD II). There has been, and still is, a lack of reliable wind measurement data at sea. The few meteo masts available on the « meetnet Vlaamse banken » on the Belgian continental plate are not adapted to evaluating wind potential. Given the lack of relevant data, this study of wind potential is based on the 2004 study.

In the Belgian part of the North Sea (BPNS), average wind speeds (long-term) at hub height (70m to 110m) vary between 8,4 et 9,8 m/s. Main wind direction is west-south-west winds. The figure below provides a visualization of the spatial distribution of wind speeds at 100m above the level of TAW<sup>3</sup>.

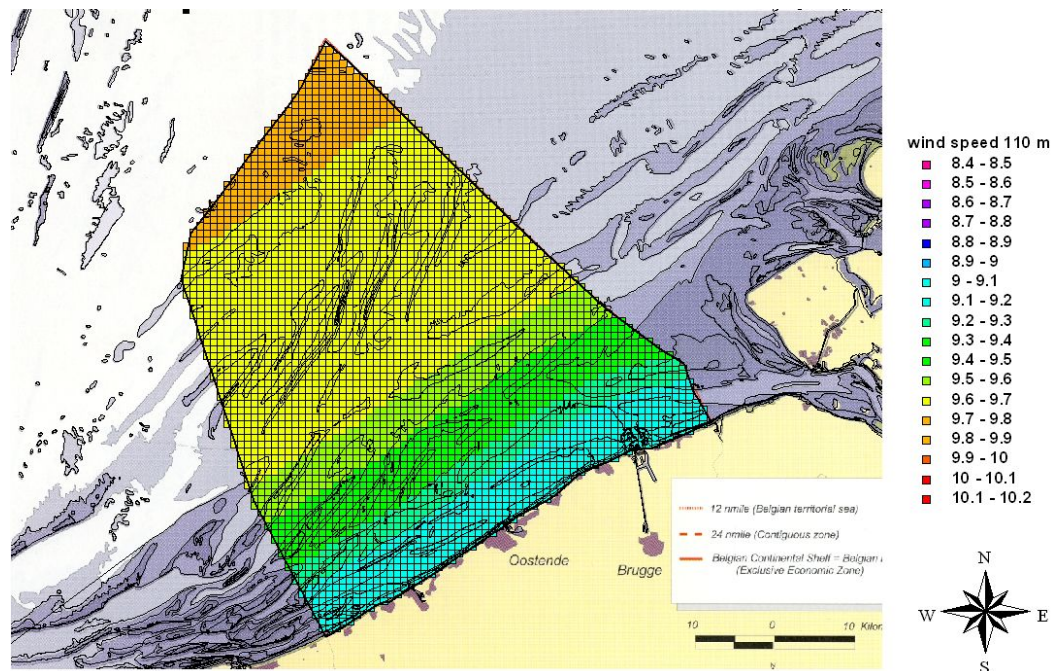


Figure 5 : GIS map of wind speeds in BPNS, based on POWER method described in *Optimal Offshore* study

Currently, there are turbines for offshore applications at 6MW power, rotor diameter of 125m and hub height of 90 to 100m. It is expected that 8 to 10MW machines will be available on the market within 3 years. However, as shown in this study, the impact of this market development for the BPNS is relatively limited.

In addition, as characteristic of the offshore sector, the current trend is moving towards the development of new concepts adapted to offshore conditions. Big efforts are being made, on the

<sup>3</sup> TAW : At present, “TAW” (Tweede Algemene Waterpassing) is used as vertical reference sea level for all tide monitoring along the Belgian coastline. In 1947, the National Geographical Institute determined the TAW reference height as vertical reference level for the whole area of Belgium. The 0 value for TAW corresponds to the mean water level at low tide in Ostend.

one hand, to reduce operational costs and improve machine reliability and longevity of components, and on the other hand, to develop preventive maintenance strategies. Much work has also been done on developing innovative concepts for hub replacement at sea (swing-off concept), for automatic oil cleaning, modular power transmission systems, etc... New techniques for foundations, component transportation and general logistics are also being improved.

It has been concluded in neighboring countries that park density has a very big influence on energy yield, as exemplified in table below. In a dense configuration, yield can decrease by up to 86%. In addition, experience has demonstrated that current calculation models underestimate real losses (Table 1).

Table 1 : Losses as a function of distance between turbines (calculations carried out with WindPro software for a square park layout)

Turbine type [distance gap]	RePower 5MW [6D]	RePower 5MW [8D]	RePower 5MW [10D]
Rotor diameter (m)	125	125	125
Hub height (m)	100	100	100
Number of turbines	80	80	80
Installed power (MW)	400	400	400
Distance between turbines (m)	750	1000	1250
Surface (km <sup>2</sup> )	45	80	125
Overall power density (MW/km <sup>2</sup> )	8.9	5.0	3.2
Park yield (%)	<u>86.6</u>	<u>90.9</u>	<u>93.4</u>
Production (GWh/an)	1390.7	1461.3	1503.4
Capacity factor (%)	39.7	41.7	42.9

A literature review of the largest offshore wind parks in operation in Europe, shows that overall power density is in the range of 5 to 7 MW/km<sup>2</sup>.

Whereas in the past, smaller distances between turbines were preferred, the trend today is clearly for larger distances. This is due mainly to the higher yields achievable and therefore better profitability. This trend has the added advantage of reducing fatigue. Indeed, wake effects not only cause production losses but also heighten the strains and forces applied to turbine components. A few turbine manufacturers have previously concluded that too small distances between turbines can no longer be accepted due to the incompatibility with allowed loads on a turbine.

With a minimum distance of 7 times the rotor diameter between turbines, the installed power density can reach 7 to 8 MW/km<sup>2</sup>. For a very large park, with a surface area of several hundred square kilometres, we recommend a slightly lower number of MW/km<sup>2</sup>, in the range of 5 to 6 MW/km<sup>2</sup>. A recent ECN publication comes to the same conclusions.

In this study, a 6 to 8MW/km<sup>2</sup> bracket is used to determine wind potential. Theoretically, available surface area is 2101 km, after exclusion of the 3 miles zone and all constraints tied to other activities (Table 2).

However, certain restrictions remain (secondary navigation routes, aquaculture, natural reserves, exploration zones...) which strongly reduce the availability of the BPNS. This also holds for the composition of marine soil, which will be known only after drilling.

Table 2 : Typical figures on wind power potential installed in the BPNS

	Zone [km <sup>2</sup> ]	Power density [MW/km <sup>2</sup> ]	Potential installed power [GW]
Maximum physical potential	2101	6 - 8	12,6 - 16,8
Potential in zones dedicated to wind energy	270	6 - 8	1,62 - 2,16

Taking into account wind characteristics and distribution in the BPNS, the wind energy potential is in the range of 39 to 63 TWh per year, for a bracket of 6 to 8 MW/km<sup>2</sup> for new parks (with increase in hub high and advanced technology) in development.

### Conclusions and recommendations

The development of offshore wind energy has slowed down in comparison to initial scenarios, mainly because of technical difficulties and unfavorable economic conditions. Belgium is experiencing the same slow-down caused partly by economic conditions, but also by the requirements on authorization procedures in place and the technical difficulty of installing parks in relatively distant and deep waters. The technical complexity for the foundations and the preparation of the electric cabling layout are some examples of these difficulties. However, experience acquired in the UK, Denmark and the Netherlands shows that offshore wind turbine technology is maturing. On the other hand, the economic climate is also progressively improving.

Five concessions have been granted to different project developers for Belgium: C-Power (300MW), Eldepasco (216 MW), Belwind (330 MW), Rentel (288 MW) and Norther (420 MW). In general, it is planned to use turbines in the 5MW product range. The development of larger turbines does not affect the exploitable potential of the defined zone. These developments can however help reduce investment costs on offshore wind in the long run.

Wind parks planned on the Belgian continental plate have a very high power density. This is a consequence of the required optimization of available space use, one of the criteria for the granting of a concession (Figure 6).

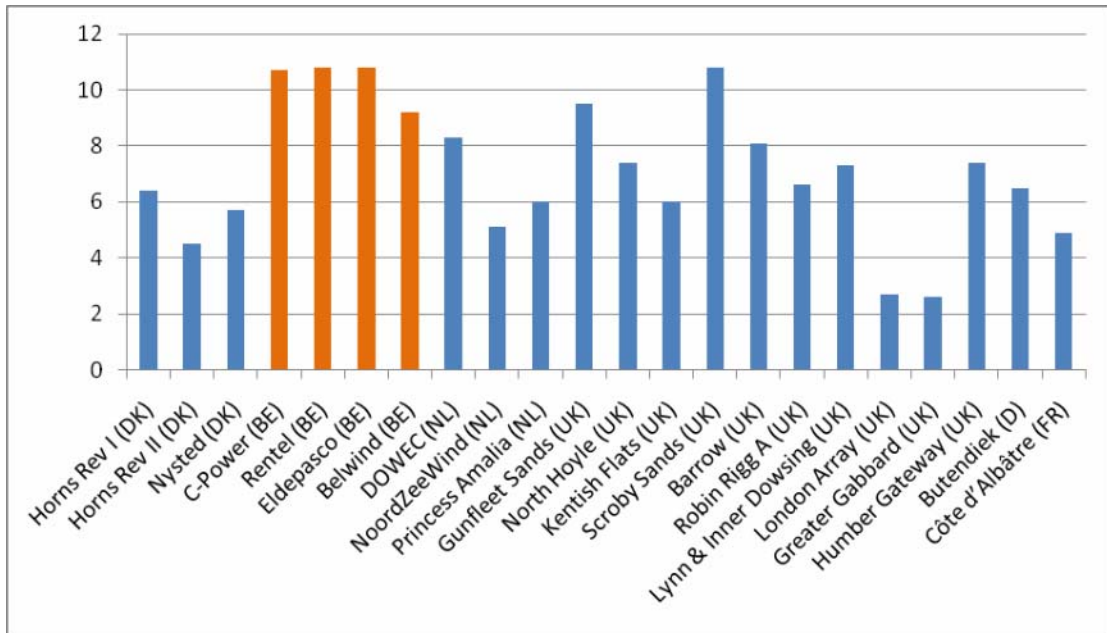


Figure 6: Global powerdensity (MW/km<sup>2</sup>) for the biggest EU offshore windmill parks.

It is however not recommended to use density as a determining factor since it can lead to lower park efficiency and hence lower park profitability. In addition, structural loads on turbines are higher given smaller inter-turbine distances. Nevertheless, there still is much uncertainty related to the definition of optimal distance between turbines, especially for large wind parks (>100 machines), due to limited experience on the subject.

Additional research is urgently needed in order to analyze wind park yield and structural impact of wake on turbines. More data and measurements are needed as basis for more relevant decisions in the future.

To achieve set objectives for renewable energy and offshore wind, the zone attributed to offshore wind developments needs to be extended. It is also recommended that allocation of concessions be based on other criteria, for example guarantees on results based on real wind speed measurements.

Independent and more frequent wind measurements, specifically adapted to wind energy needs are essential. These measurements will facilitate project financing and will provide better general visibility on park performance. Several countries have already organized these types of measurement campaigns in their parts of the North Sea for several years.

Finally, detailed follow-up of energy production would provide better information on wake effects and associated energy losses.

### *Wave energy resource*

Wave and tidal energy are two marine renewable energy sources which are under full development. In order to apply these energy sources on the Belgian Part of the North Sea (BPNS), an overview of the existing technologies has been presented. Three Wave Energy Convertors (WECs) and 3 Tidal Energy Convertors (TECs) were discussed because of their suitability to the conditions on the BPNS.

The wave energy resource on the BPNS was determined with an Optimal Interpolation technique. This methodology allows to combine the high accuracy but low geographical resolution of the buoy data with the high geographical resolution of a numerical wave propagation model. By doing so, a fairly accurate and a high spatial coverage was obtained. The wave resource is shown in Figure 7. According to this analysis, the Domain Concession Zone for offshore windenergy, has a wave resource of 4.5 – 5.8 kW/m. This is a rather moderate wave resource compared to locations which are exposed to the high swell waves of the Atlantic Ocean. The energy production (and hence the revenues) originating from wave energy are directly linked with the average wave resource. However, it is the extreme wave resource that determines the structure (and hence the costs) of a WEC. The low extreme waves and the moderate wave resource make the BPNS very appropriate as a test site for WECs.

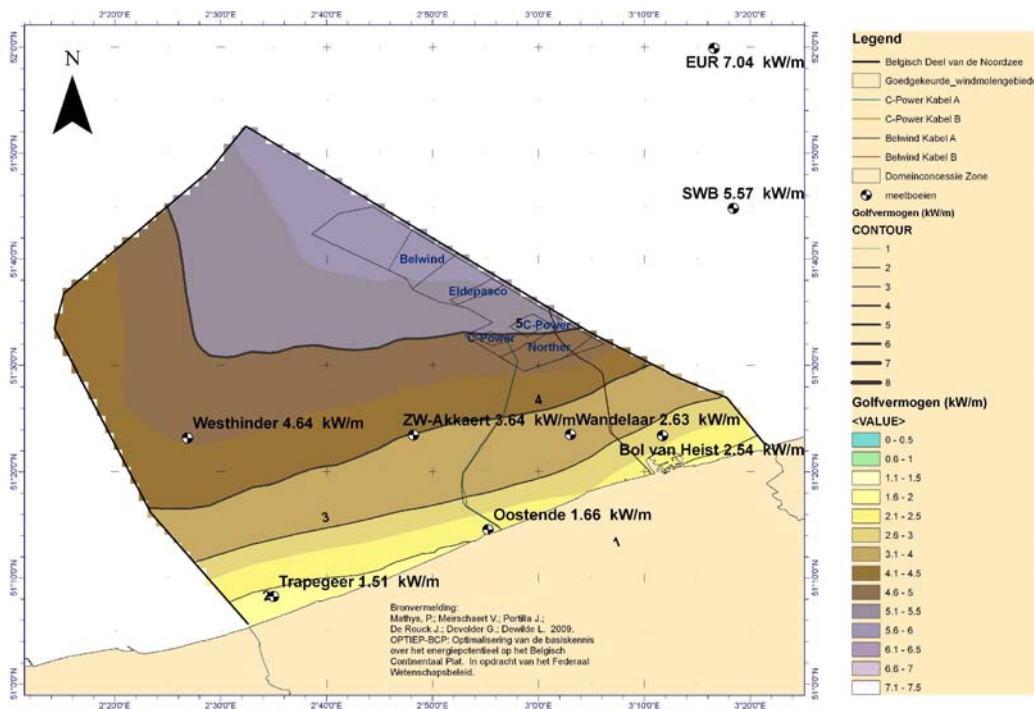


Figure 7: Wave resource on the Belgian Part of the North Sea, obtained by an Optimal Interpolation Technique. The results nearshore are less reliable.

### Tidal energy resource

The tidal energy resource on the BPNS was calculated based on the results of a numerical hydrodynamical model of the MUMM (Management Unit of the North Sea Mathematical Models). The results from a full spring-neap tide cycle were used to calculate the tidal energy resource (Figure 8). Four zones with a higher resource were detected: zone West, 2 zones in the proximity of the Domain Concession Zone for offshore wind energy, the harbor of Zeebrugge and the navigation channel to the harbor of Antwerp. The results in the proximity of the Domain Concession Zone need to be interpreted with care, since nor the bathymetry nor the geometry of the North Sea can provide a clear explanation of the higher resource.

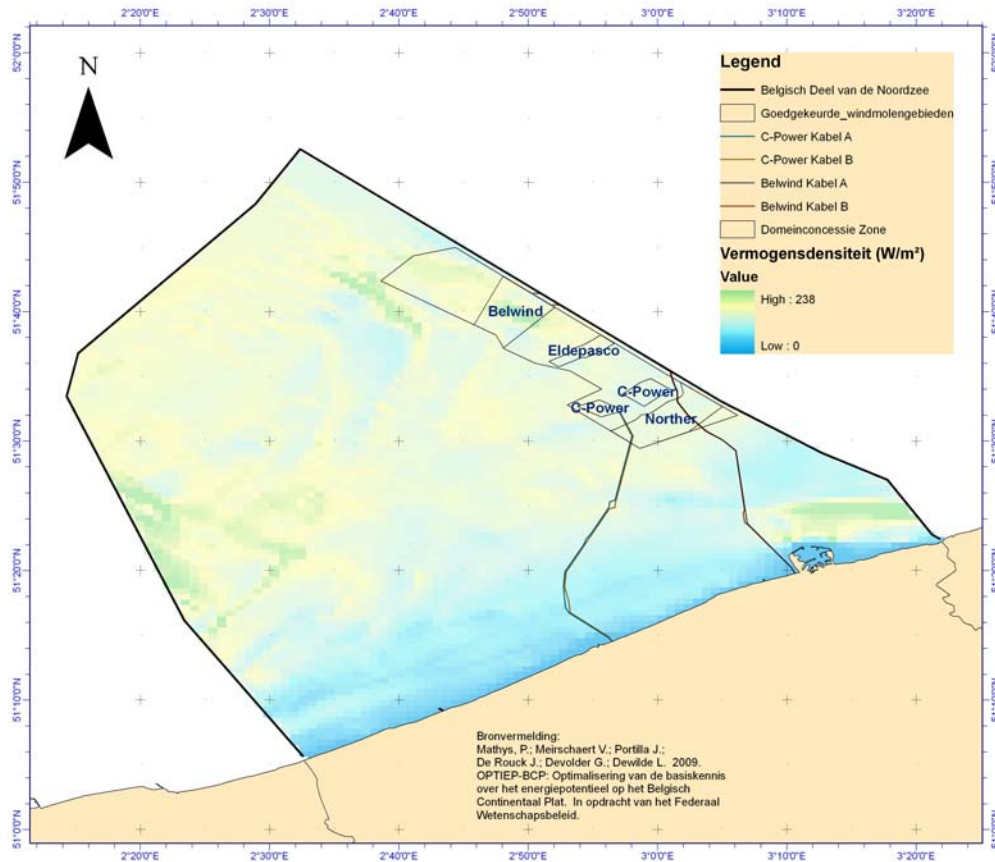


Figure 8: Tidal energy resource on the Belgian Part of the North Sea, based on a numerical hydrodynamical model.

For a further and more accurate resource of both wave and tidal energy, the reader is referred to the results of the BOREAS (Belgian Ocean Energy Assessment) project, also funded by the Belgian Science Policy.

### *Stakeholderanalysis*

Interviews with stakeholders from the Belgian offshore wind sectors allowed to identify the strengths and weaknesses of the current policy as well as the threats and opportunities of the future development of the policy. The following issues are based on the opinion of the consulted stakeholders, and do not necessarily reflect the opinion of the authors.

A better fine tuning amongst the different permit procedures has been identified as an important measure to speed up the offshore wind development. However, it is not the intention to change the existing permits into one single permit, since that would make it probably to difficult. Furthermore, the sector asks:

- A permit procedure that offers legal certainty for the common exploitation of the offshore wind cable by different project developers.
- A higher transparency regarding the criteria and approval of the domain concession zones.



- A quick decision regarding the adaptation and if necessary, extension of the domain concession zone in order to solve the objections made by navigation for the most Southernly and Northernly zones.
- A possible prolongation of the duration of the domain concession zone (current: 20 + 10 years, but in the future could last up to 50 years)

The interviews also identified economic opportunities. The adaptation of the Belgian harbours to become logistic offshore wind energy hubs was a clear example. This hub could not only serve the Belgian offshore market, but also the UK offshore wind market. Both the logistics as well as pre-assembly provide chances for the harbor. The financing of the grid reinforcements, both on- as offshore, should be a key priority for the policy.

Different proposals for new consultative structures were formulated. One of them could focus on the on- and offshore cabling, with both national and international participation of stakeholders. The conditions and technical criteria of a 'plug-socket at sea' would also fit in the scope of this structure. A second consultative structure would be similar to BNSWEP, but then for project developers who did not yet received a Domainconcession. A third consultative structure would be a forum for emergency planning, in case of severe accidents. The latter can be integrated in already existing structures such as BNSWEP or the Coast Guard (KWGC).

The stakeholders provided some valuable input for possible scenarios to support policy. These scenarios were investigated in the economical analysis of the policy.

### *Analysis of the economical and legal instruments to support offshore wind energy*

Finally, both a quantitative and qualitative analysis of the offshore windenergy policy were conducted. Based on a literature study, the advantages and disadvantages of certain policy instruments were discussed in the qualitative analysis.

The TGC-certificates are technology specific, both on the Federal and Community level. This specificity is important as it takes into account the maturity of the technology. The maturity is a function of the production costprice. Since wave and tidal energy are less mature than offshore wind, it is recommended to increase the guaranteed tariffs for the TGC-certificates from wave and tidal energy. This increase should be at least up to the level of offshore wind.

After the qualitative study, a quantitative (economical) analysis was conducted. The project rentability of a generic 300 MW offshore windmill park was assessed by means of the calculation of the Net Present Value under different scenarios and variations. An extensive literature study was used to determine the input parameters for this financial analysis. The Belgian framework was compared with the framework of neighbouring countries. Furthermore an extra scenario was studied whereby the domain concession was prolonged up to a period of 50 years.

The 3 different scenarios (optimistic, basic, pessimistic), allowed to vary 4 input parameters: electricity price, investment cost, operation and maintenance cost and the capacity factor. In the scenarios, all 4 parameters were changed at once, but a sensitivity analysis by changing the individual parameters, learned that the capacity factor has the highest effect of the NPV (€ 29,5 million in base scenario, 137.5 million with an optimistic capacity factor, -78.5 million for a pessimistic scenario). It can be concluded that the technical developments (R&D) for offshore wind turbines remains an important issue, independent of the economical and legal support

policy. In the Belgian context, 5 extra variations were considered in comparison to the base scenario:

- 1) decrease of the interest rate;
- 2) degressive depreciation instead of a linear;
- 3) introduction of the balancing cost;
- 4) a federal-regional harmonized Tradable Green Certificate (TGC) market and
- 5) a subsidy of € 25 million.

The variation with the highest effect on the rentability is a harmonized TGC market (NPV in base scenario 29,5 million goes up to 62,7 million with harmonized market, (

Table 3). This is due to the fact that the TGC achieved 216 MW can benefit from the market price of 108€/MWh, instead of the guaranteed and fixed price of 90€/MWh. However, an important assumption in this scenario is that harmonizing itself, has no influence on the price setting of the certificates. Whether this assumption holds, should be investigated in depth by a full economical analysis on the price and liquidity of these markets. This was beyond the scope of this project.

If one compares Belgium with other European countries, the following conclusions can be drawn. Only Germany and Italy have a good score. Italy has a similar TGC system as Belgium, hence the NPV values are quite comparable throughout the different scenarios and variations. Germany has installed a very innovative support policy in 2009, based on a feed-in tariff and a guaranteed period which can be prolonged in function of the distance to the shore and the waterdepth. The negative result of Denmark is surprising. However the real investment cost in Denmark will probably be lower. On top of that, almost no non-technical barriers exist.

Table 3: The different NPV for a generic windmillpark with an installed capacity of 300MW, according to the different scenarios and variations.

VARIATIONS	Optimist. scenario		Base scenario		Pessim. scenario	
	NPV	Var.	NPV	Var.	NPV	Var.
Country						
Belgium						
Reference	k€ 358,621	1.00	k€ 29,535	1.00	k€ -268,275	1.00
Low interest rate	k€ 364,268	1.02	k€ 33,387	1.13	k€ -265,669	0.99
Degressive depreciation	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
Harmonized TGC-market	k€ 396,547	1.11	k€ 62,721	2.12	k€ -239,830	0.89
Subsidy of 25 mio	k€ 383,621	1.07	k€ 54,535	1.85	k€ -243,275	0.91
Denmark	k€ -231,463	-0.65	k€ -419,007	-14.19	k€ -580,671	2.16
France	k€ 60,816	0.17	k€ -145,761	-4.94	k€ -344,617	1.28
Germany	k€ 274,886	0.77	k€ 40,920	1.39	k€ -184,994	0.69
Italy	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
Spain	k€ -7,744	-0.02	k€ -299,500	-10.14	k€ -556,971	2.08

The project rentability of a Belgian domain concession up to 50 years (whereby new turbines are placed in year 26, but the existing foundations are kept) has been investigated, under the assumption of a changed TGC system. Furthermore, a shift in policy support towards the internalization of the external costs for the conventional electricity production and different technical input parameters were assumed. Eight different scenarios were considered (combinations of a TGC of 0 or 10 €/MWh and a carbon tax of 0, 10, 25 or 40€/ton CO<sub>2,equivalent</sub>). An important conclusion is that the NPV decreases in this new base scenario (no TGC support, no carbon tax) compared to the domain concession of 25 years from 29.5 million to 28.8 million (Table 4). In other words: if the current policy remains a project investor will not start up a second exploitation term of the domain concession, since the NPV is lower than in the base scenario.

Table 4: Overview of the NPV of the different scenarios and situations for a domain concession of 50 years.

VARIATIONS	Optimist. scenario		Base scenario		Pessim. scenario		TGC	CO <sub>2eq</sub>
	NPV	VAR	NPV	VAR	NPV	VAR		
Belgium								
20 years	€ 358,621	1	€ 29,535	1	€ -268,275	1		
50 years								
- Situation 1	€ 409,011	1.14	€ 28,811	0.98	€ -310,985	1.16	0 €/MWh	0 €/ton
- Situation 2	€ 415,998	1.16	€ 34,991	1.18	€ -305,610	1.14	0 €/MWh	10 €/ton
- Situation 3	€ 426,477	1.19	€ 44,262	1.50	€ -297,548	1.11	0 €/MWh	25 €/ton
- Situation 4	€ 436,957	1.22	€ 53,533	1.81	€ -289,485	1.08	0 €/MWh	40 €/ton
- Situation 5	€ 426,477	1.19	€ 44,262	1.50	€ -297,547	1.11	10 €/MWh	0 €/ton
- Situation 6	€ 433,463	1.21	€ 50,443	1.71	€ -292,173	1.09	10 €/MWh	10 €/ton
- Situation 7	€ 443,943	1.24	€ 59,714	2.02	€ -284,110	1.06	10 €/MWh	25 €/ton
- Situation 8	€ 454,422	1.27	€ 68,985	2.34	€ -276,047	1.03	10 €/MWh	40 €/ton

From this economical analysis, the following recommendations can be drawn. Firstly, a thorough study on the effect of harmonizing the federal and regional TGC markets is necessary. The different basis of the TGC (based on electricity production from renewable sources in Belgium and Flanders versus the avoided CO<sub>2</sub>-emissions in Brussels and Wallonia) is an extra complexity in this study. A special attention should be paid to the price setting and the liquidity of the certificates, and the influence of increasing the fine if the quota are not fulfilled.

The second recommendations are specifically targeted to the policy. For the existing domain concessions, it is of utmost importance to keep the existing framework. Changing it now, would almost result in a complete standstill. An example is Denmark for onshore wind in 2003. For the new domain concessions in the mid term (5-10 years), a new gently phasing out of the GSC support could be developed in function of the water depths and distance to the shore. This phasing out can be based on the German support for offshore wind, or the Flemish support system for solar photovoltaic energy. Also the impact of a favorable investment climate, by means of interesting loans, green obligations or guarantion funds can have a very favourable influence.

# 1 Introductie

## 1.1 Context

De Europese Richtlijn 2001/77/EC was de eerste richtlijn die doelstellingen bepaalde voor het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsproductie. In het geval van België was dit 6% tegen 2010. Begin 2008 lanceerde de Commissie het nieuwe klimaatplan (IP/08/80), waarbij België tegen 2020 13% van de elektriciteitsconsumptie uit hernieuwbare energie moet betrekken. Vanuit de Commissie werd eind 2008 benadrukt dat offshore windenergie hierbij een belangrijke rol te spelen heeft (COM 2008/768). Offshore wind ondersteunt de 3 pijlers van het Europese energiebeleid (het terugdringen van de uitstoot van broeikasgassen, het veilig stellen van de energievoorziening en de verbetering van de concurrentiekracht van de EU). In dezelfde nota werden de Lidstaten dan ook aangespoord werk te maken van deze hernieuwbare energiebron. Ondanks de maatregelen van de Federale overheid (bijvoorbeeld de groenestroomcertificaten zoals vastgelegd in het Koninklijk Besluit van 5 oktober 2005), hinkt België achterop: in 2006 bedroeg het aandeel hernieuwbare energie volgens Eurostat 3,9%.

Om de nationale doelstelling inzake hernieuwbare energie te kunnen halen, zal ondermeer het offshore windmolenpark op het Belgisch Deel van de Noordzee (BDNZ) sneller moeten worden uitgebouwd dan nu het geval is. Verschillende belemmerende factoren zijn hiervoor verantwoordelijk. Deze situeren zich op verschillende vlakken, zoals het technische, juridische, economische en logistieke vlak. Dit project tracht de belangrijkste belemmeringen te identificeren. Parallel wordt nagegaan welke technologische knowhow in Belgische ondernemingen (of andere stakeholders) aanwezig is, en hoe deze knowhow efficiënt en effectief aangewend kan worden om het offshore windmolenpark verder uit te bouwen. Tevens dient gezocht te worden naar andere offshore energietechnologieën, zoals het gebruik van golf- of getijdenenergie op het BCP.

## 1.2 Doelstellingen

- Bepaling van het fysisch potentieel van mariene energie (golf- en getijdenenergie) op het BDNZ, rekening houdende met bestaande gebruiksfuncties.
- De nieuwe ontwikkelingen in offshore windenergie en de relevantie hiervan in Belgische context identificeren.
- Inventariseren van de Belgische actoren met kennis omtrent offshore windenergie en bevorderen van informatiewisseling tussen deze actoren.
- Het identificeren van de belangrijkste knelpunten inzake de ontwikkeling van offshore windenergie, en hiervoor gepaste maatregelen voorstellen.

## 1.3 Eindresultaten

- Overzichtskaart van het fysisch potentieel van zowel wind-, golf- als getijdenenergie op het BDNZ, met een focus op de vastgestelde zone voor offshore energiewinning. Hierbij moeten de bestaande gebruiksfuncties op het BDNZ geïntegreerd worden.

- Een overzicht van de Belgische ondernemingen, onderzoeksinstituten, verenigingen of beroepsfederaties die de uitbouw van de offshore windmolenparken kunnen ondersteunen en uitbouwen.
- Een analyse van het huidige Belgisch ondersteuningsbeleid inzake offshore windenergie in een Europese context.
- Een workshop die toelaat de stakeholders vertrouwd te maken met de resultaten, en hen toelaat ook feedback te geven op deze studie.

## 1.4 Structuur van het rapport

In de eerste 3 feitelijke hoofdstukken worden 3 offshore energiebronnen (wind, golf en getijden) besproken. In hoofdstuk 2 wordt de kennis van de offshore windenergie op het BDNZ geoptimaliseerd, vertrekkende van de Optimal Offshore studie (Van Hulle *et al.*, 2004).

In hoofdstuk 3 wordt golfenergie onderzocht. Eerst worden kort de verschillende technologieën besproken, om daarna enkele toestellen verder te beschrijven die interessant kunnen zijn voor toepassing op het BDNZ. Daarna wordt het potentieel ingeschat, op basis van boeidata, een numeriek model en een ruimtelijke interpolatietechniek. Het golfvermogen op het BDNZ wordt overzichtelijk op een figuur weergegeven.

Hoofdstuk 4 volgt dezelfde structuur als hoofdstuk 6, maar handelt over getijdenstromingsenergie. Hier wordt de inschatting van het potentieel uitgevoerd op basis van een numeriek hydrodynamisch model.

In hoofdstuk 5 komt de stakeholderanalyse aan bod. Enerzijds worden de resultaten besproken van een Europese consultatie betreffende de ontwikkeling van offshore wind. Daarna volgt een niet-limitatieve inventarisatie van mogelijke bedrijven die baat hebben bij de ontwikkeling van offshore windenergie. Tot slot wordt via een SWOT-analyse (Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats) de interviews met de stakeholders gepresenteerd.

In hoofdstuk 6 volgt een kwalitatieve evaluatie van de beleidsmatige instrumenten voor een optimale ondersteuningsbeleid voor offshore wind. Dit wordt uitgevoerd aan de hand van een literatuurstudie.

Hoofdstuk 7 besluit met een economische analyse (Netto Actuele Waarde) van een generiek 300 MW offshore windturbinepark. Dit gebeurt onder verschillende scenario's (optimistisch, basis, pessimistisch) en verschillende variaties (binnen Belgische context, maar ook in vergelijking met Europese landen). Tot slot wordt ook de mogelijkheid onderzocht van de verlenging van de termijn van de domeinconcessie met 30 jaar tot een volledige periode van 50 jaar.

## 2 Offshore windenergie op het BDNZ (3E)

### 2.1 Huidige ontwikkelingen

Wereldwijd is op dit ogenblik (01/01/2010) het totale geïnstalleerd offshore vermogen 2128 MW, 612 MW daarvan was nieuwe capaciteit toegevoegd in 2009 (366 MW toegevoegd in 2008) (Wind Service Holland, 2009).

Het leeuwendeel van deze nieuwe capaciteit werd in het Verenigd Koninkrijk geïnstalleerd. Over het algemeen verloopt de ontwikkeling van offshore windenergie moeilijker dan verwacht. Offshore windturbines zijn nog volop in ontwikkeling en de bouw van windmolenparken op zee moet nog geoptimaliseerd worden vanuit logistiek oogpunt. Verder ligt ook de economische crisis mede aan de basis van de vertraging in de ontwikkeling van de offshore windmarkt. Niet tegenstaande deze vertraging blijven de doelstellingen op lange termijn even ambitieus (Tabel 5).

Tabel 5: Wereldwijd geïnstalleerd vermogen.

	Projecten	Turbines	MW
Verenigd Koninkrijk	10	288	868
Denemarken	10	313	656
Nederland	4	126	247
Zweden	6	76	164
Duitsland	4	15	72
België	1	6	31,5
Finland	1	10	30
Ierland	1	7	25
Spanje	1	5	10
China	2	8	23
Noorwegen	1	1	2,3
Japan	1	2	1
<b>Totaal</b>	<b>42</b>	<b>857</b>	<b>2.130</b>

### 2.2 Europese doelstellingen

Het Europees agentschap voor het milieu EEA (EEA *et al.*, 2009) zegt in haar potentieelstudie dat het economisch realiseerbaar potentieel in 2020 2600 TWh bedraagt, dit is ongeveer gelijk aan 75 % van de elektriciteitsvraag. Met een capaciteitsfactor van 40% zou dit betekenen dat er 736 GW offshore windenergie geïnstalleerd zou worden tegen 2020. Dit cijfer is enorm hoog, eigenlijk te hoog om technisch realiseerbaar te zijn.



De doelstelling van de EWEA voor 2020 bedraagt 230 GW in Europa, waarvan 40 GW gerealiseerd kan worden in offshore locaties (EWEA, 2007). Deze doelstelling is ambitieus maar is wel haalbaar als de offshore industrie en de toeleveringsketen kan ontwikkeld worden.

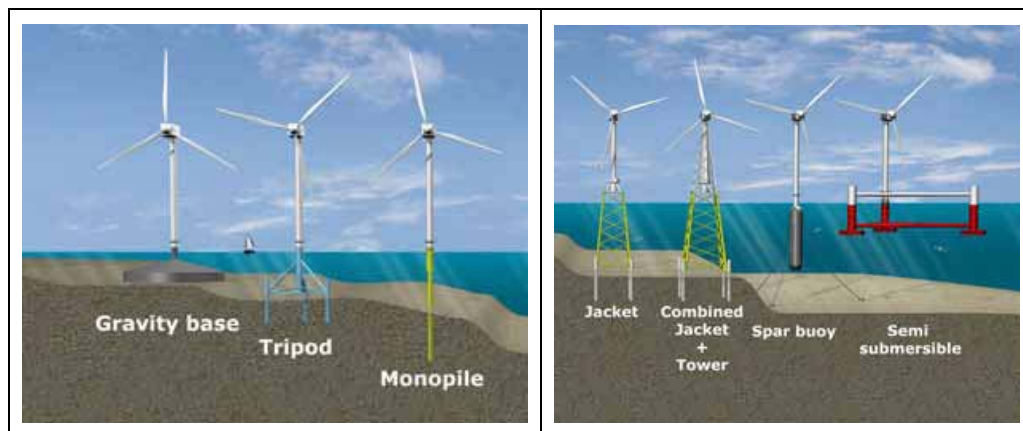
## 2.3 Technologische ontwikkelingen

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, het 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 ontwerpen met bijvoorbeeld twee wieken worden daarom opnieuw bestudeerd.

Naast de turbine worden ook nieuwe funderingstechnieken en installatietechnieken ontwikkeld. De onderstaande figuur geeft de meest voorkomende technieken weer. Aangezien er nood is aan funderingstechnieken voor grotere dieptes worden vakwerkstructuren en vlottende structuren al in pilootprojecten gebruikt (Figuur 5).



Figuur 5: Funderingstechnieken voor ondiepe gebieden tot gebieden met een beperkt diepte (<25m, links) en funderingstechnieken voor grotere dieptes (rechts). De maximale diepte hangt af van het type windturbine en de technologie. In België heeft het consortium Belwind voorzien om de 'monopile' technologie te gebruiken tot dieptes van 40m in combinatie met 3MW turbines.

## 2.4 Windenergie op het BDNZ

Een evaluatie van het windenergiepotentieel omvat verschillende stappen:

- Berekening van het windaanbod;
- Definiëren van het beschikbare gebied;
- Definiëren van de energiedichtheid (afhankelijk van de technologie);

- Berekenen van het offshore windenergiepotentieel (geïnstalleerde capaciteit en jaarlijkse energie-output).

## 2.4.1 Windaanbod

De resultaten besproken in dit hoofdstuk zijn afkomstig van het *Optimal Offshore Wind Energy Developments in Belgium* project (Van Hulle *et al*, 2004) 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, maar verschillende offshore meetcampagnes worden gepland (gestuwd door de ontwikkeling van de LIDAR<sup>4</sup> technologie). Dit is de reden waarom we vertrekken van de resultaten van de *Optimal Offshore* studie.

### 2.4.1.1 Methodologie

Deze sectie beschrijft het windklimaat van het BDNZ op lange termijn, met als doel het windpotentieel te bepalen. De waarden die gepresenteerd worden zijn de gemiddelde jaarlijkse windsnelheden op lange termijn zoals berekend met de POWER-methode die beschreven wordt in de *Optimal Offshore* studie. De kaarten worden getoond voor drie verschillende hoogtes (70, 90 en 110 m, respectievelijk Figuur 6, Figuur 7 en Figuur 8).

### 2.4.1.2 Resultaten

De kaarten worden gegenereerd aan de hand van een GIS-programma. De resultaten worden voorgesteld in een windmap met 1km x 1km resolutie en intervallen van windsnelheden van 0.1m/s. Omwille van de toegepaste methode stijgen de waarden met de afstand tot de kust, met een sterke stijging van 0 tot 20 km en een daaropvolgende geleidelijke stijging verder van de kust. De precisie in de eerste 20 km is minder groot dan in de gebieden ver van de kust aangezien de invloed van de kust op de windstroming niet volledig in rekening gehouden wordt. De aldus bekomen waarden worden samengevat in Tabel 6.

Tabel 6: Typische waarden voor de gemiddelde windsnelheid (m/s) op verschillende hoogtes op het BDNZ (van 70 tot 110 m). De laagste waarden bevinden zich nabij de kust, de hoogste ver offshore. “WF-gebieden” betekent: typische gemiddelde windsnelheden in het gebied waar actuele wind-energie ontwikkelingen op het BDNZ bezig zijn (Thornton Bank) of gepland zijn (door de Belgische Federale overheid voorbehouden gebied).

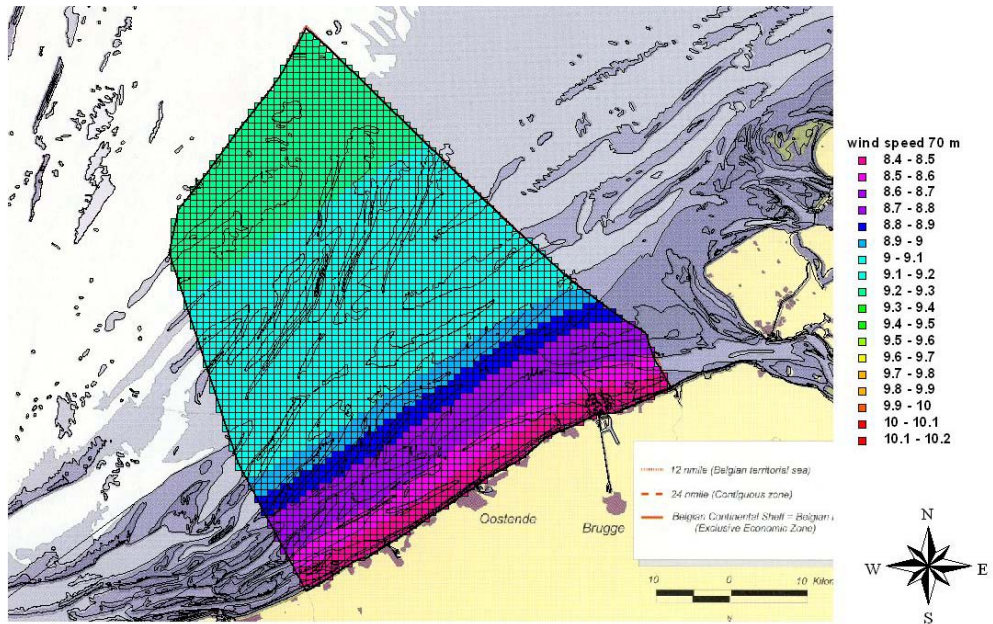
	70 m	90 m	110 m
laagste	8,4	8,7	9,1
hoogste	9,4	9,6	9,8
WF-gebieden	9,1	9,4	9,6

Op het BDNZ variëren de lange termijn gemiddelde windsnelheden op ashoogte van de windturbines (hoger dan 70m) tussen 8,4 en 9,8 m/s. We kunnen aannemen dat de frequentie

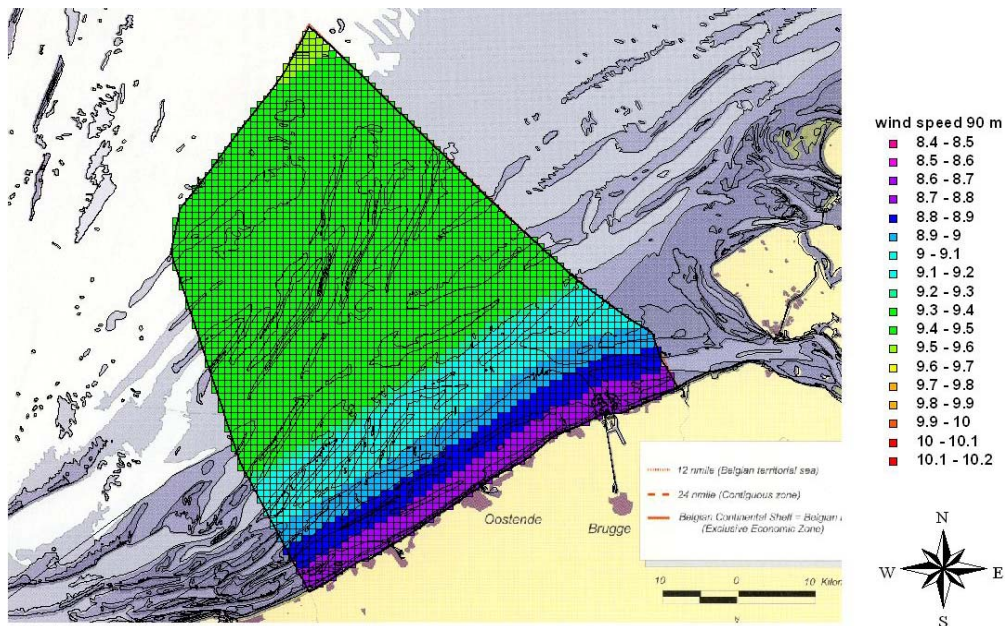
<sup>4</sup> Light Detection And Raging: een sensor voor satellieten die o.a. gebruikt wordt voor windsnelheidsmetingen.

waarin de windsnelheden voorkomen de Rayleigh<sup>5</sup> distributie volgt. De overheersende windrichting is west-zuidwest.

Gedetailleerde kaarten worden hierna weergegeven.

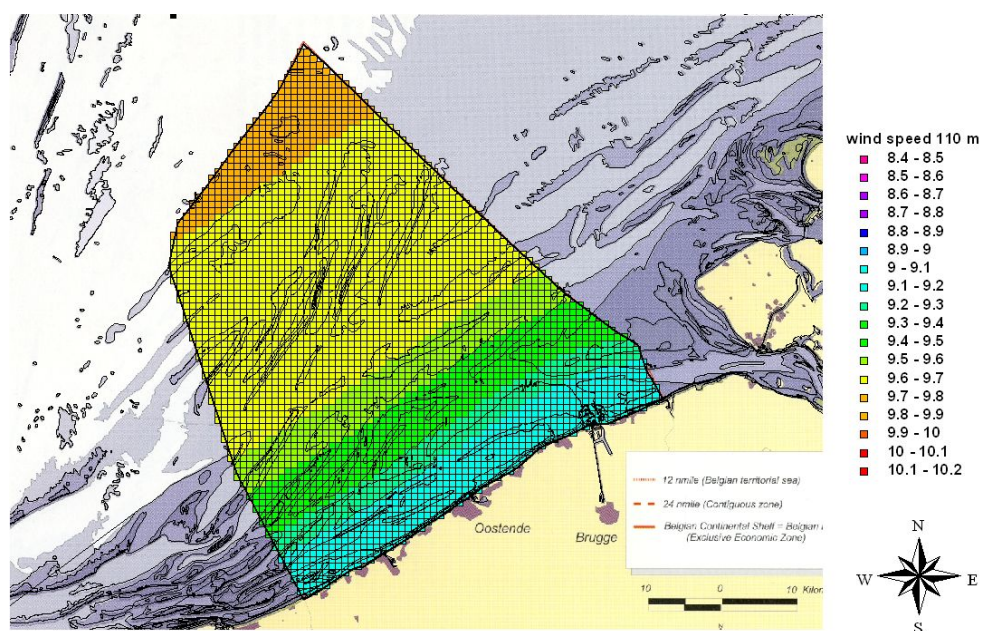


Figuur 6: Gemiddelde windsnelheid op 70 m boven het gemiddelde zeeniveau (m/s).



Figuur 7: Gemiddelde windsnelheid op 90 m boven het gemiddelde zeeniveau (m/s).

<sup>5</sup> De Rayleigh distributie is een Weibull probabiliteits distributiefunctie waar de waarde van k gelijk is aan 2.



Figuur 8: Gemiddelde windsnelheid op 110 m boven het gemiddelde zeeniveau (m/s).

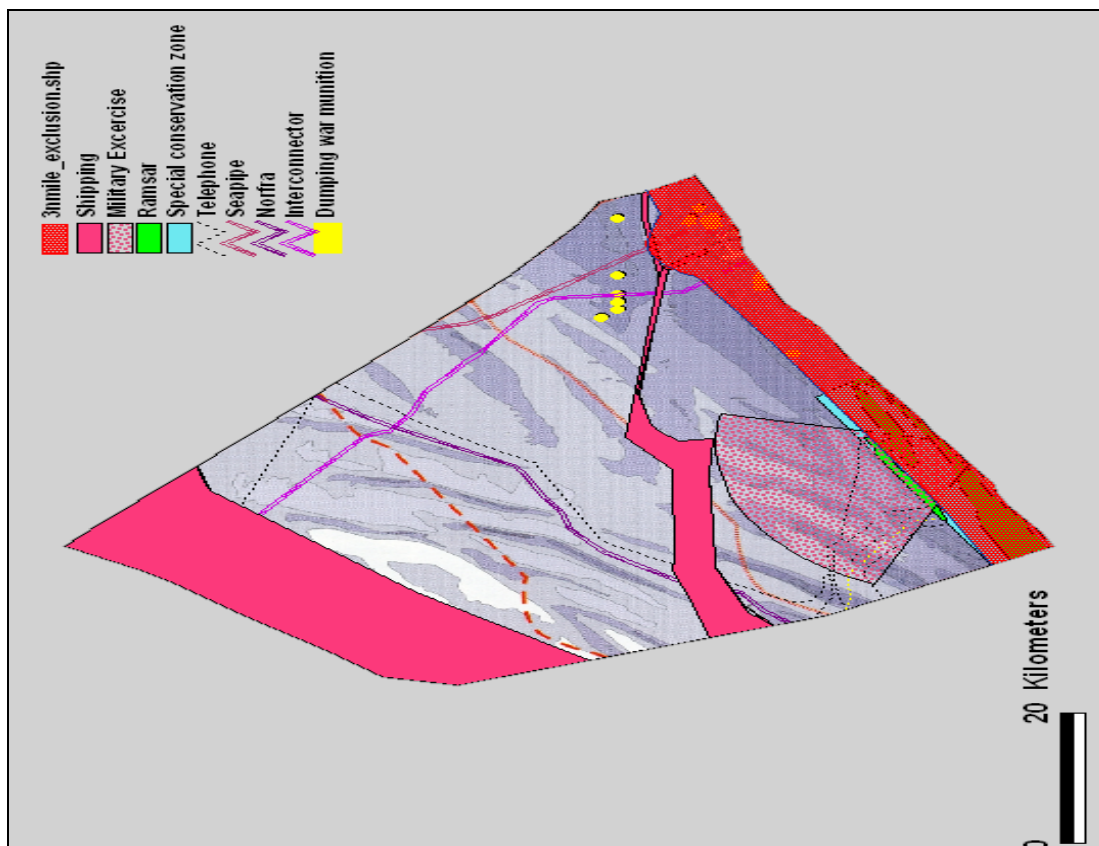
### 2.4.1.3 Beperkingen ten aanzien van het beschikbare gebied op het BDNZ

Deze beperkingen zijn niet veranderd sinds 2004 en worden daarom direct uit de *Optimal Offshore* studie overgenomen. Het BDNZ is ongeveer 3600 km<sup>2</sup> groot, met een maximum afstand tot de kust van 87 km. De Belgische kustlijn heeft een totale lengte van 65 km. De oorzaken van mogelijke beperkingen worden opgelijst in Tabel 7, met de nadruk op hun exclusief karakter. Het resultaat van alle uitsluitingszones wordt getoond in

Figuur 9.

Tabel 7: Samenvatting van uitsluitingszones.

Categorie	Voornaamste type	Exclusie	Cxclusie	Opmerking
1	Historische toewijzing	Navigatie routes Zand en gravel Baggeren Dumpsites Militaire oefeningen Kabels en pijpleidingen	Ja Nee Ja Ja Ja Nee	allemaal, met veiligheidsriem Tijdelijke toegevingen Valt samen met navigatie Inclusief in 3 mijl  Figuur 9 kleine storing
2	Milieubescherming	vogelbescherming Ramsar sites Speciale beschermingsgebieden	Ja Ja Ja	3 mijl Figuur 9 Figuur 9
3	Socio-economische beperkingen	Visuele impact Akoestisch geluid EM-interferentie Navigatieveiligheid	Ja Nee Nee Nee	Niet kritisch niet relevant zaak per zaak projectontwerp en verzekering

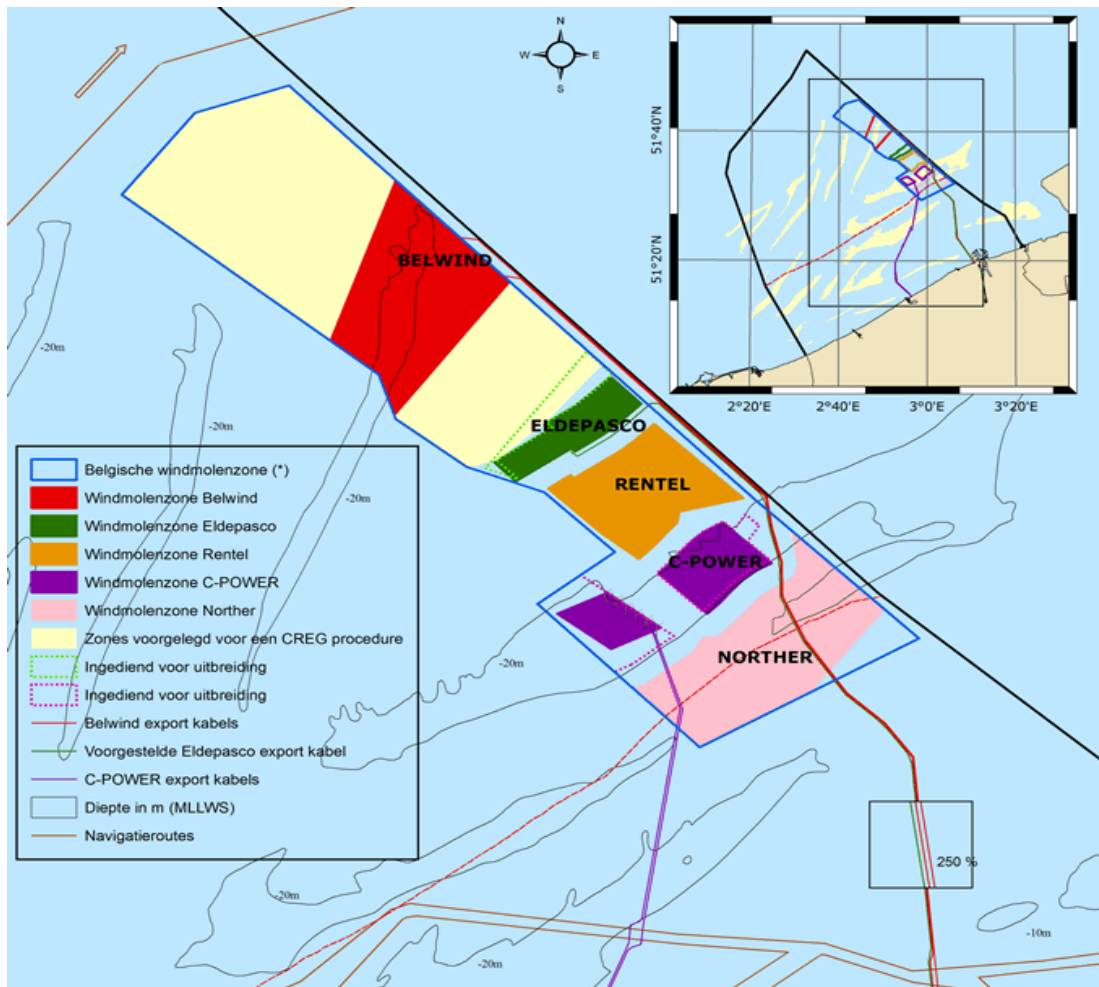


Figuur 9: BDNZ met een indicatie van alle uitsluitingszones voor windparken

Na het weglaten van de uitgesloten gebieden besproken in dit hoofdstuk, komt de beschikbare oppervlakte voor windenergieprojecten op 2101 km<sup>2</sup>.

Toch blijven er enkele beperkingen (o.a. secundaire navigatieroutes, aquacultuur, natuurzones, exploratiezones) die de beschikbaarheid op het BDNZ sterk verminderen. Dit geldt nog zonder rekening te houden met de zeebodemkwaliteit voor funderingen (vanuit geologisch oogpunt), die alleen kan gekend zijn na boringen.

België heeft al een zone voorbehouden voor offshore windenergie (ongeveer 270 km<sup>2</sup>), te zien op Figuur 10. Interessant is op te merken dat de zuid-oost hoek weggelaten werd door het consortium Norther, dit omwille van de navigatieroutes.



Figuur 10 : Zone voor offshore energiewinning met aanduiding van de reeds vergunde domeinconcessies. Merk op dat de uitbreidingen van Eldepasco, C-Power en ook de domeinconcessiezone van Rentel bij het schrijven van deze studie nog niet gepubliceerd waren in het Belgisch Staatsblad. Deze zones worden dan ook louter illustratief weergegeven (BMM, 2009b).

## 2.4.2 Offshore windtechnologie en parkdichtheid

In de *Optimal Offshore* studie (Van Hulle *et al*, 2004) studie wordt de vermogensdichtheid gelijkgesteld aan 10MW per km<sup>2</sup>, met een afstand tussen de turbines van 7 rotordiameters in de overheersende windrichting en 5 rotordiameters in de richting loodrecht daarop.

Maar recente studies tonen een tendens aan naar grotere tussenafstanden en dus lagere vermogensdichtheden. Een duidelijk voorbeeld hiervan is Horns Rev II gebouwd in 2008/2009. De concessieoppervlakte bedraagt 35 km<sup>2</sup> en het geïnstalleerd vermogen per km<sup>2</sup> is 6 MW. De turbine is een Siemens 2,3 MW turbine met een diameter van 93 m en een ashoogte boven de zeespiegel van 114 m.

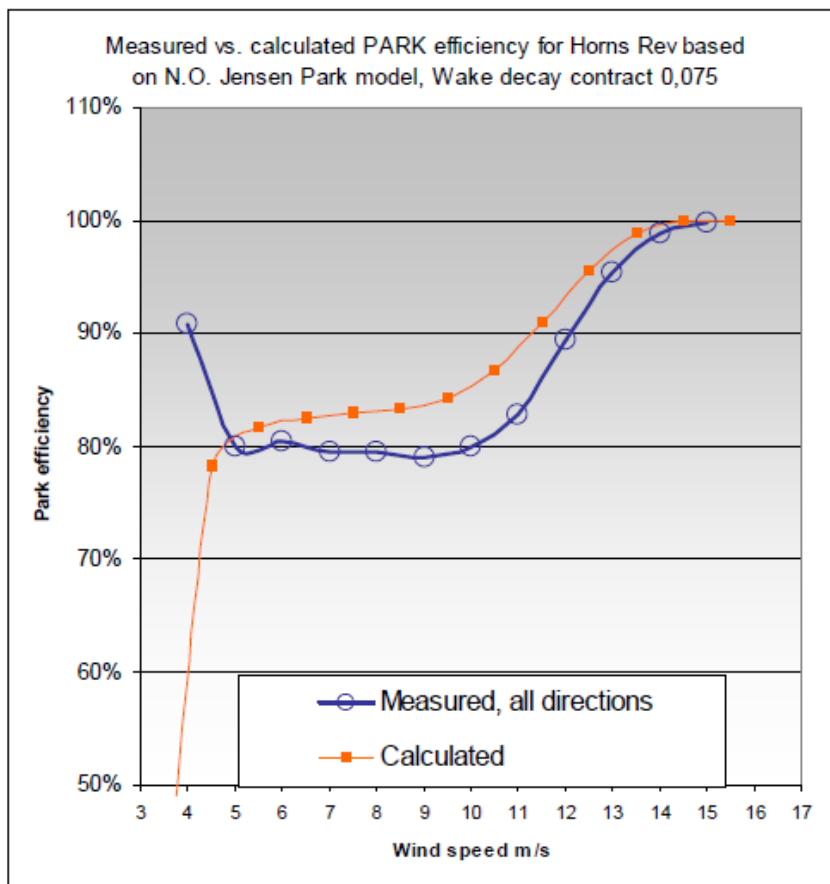
Daartegenover staat Horns Rev I die in gebruik werd genomen eind 2002. De configuratie bestaat uit 80 turbines van 2 MW met een onderlinge tussenafstand van 560m (7D), wat leidt tot een vermogensdichtheid van 8 MW/km<sup>2</sup>.

De voornaamste redenen voor het respecteren van minimale tussenafstanden in een windpark zijn de zogeheten (parkeffect) en de hieraan gekoppelde productieverliezen van turbines die in het zog draaien en de verhoogde vermoeidheidsbelastingen op de structuur van de turbine.

De maximale aanvaardbaarheid van het eerste effect, het productieverlies, is een keuze van de projectontwikkelaar en bepaalt het rendement van het project.

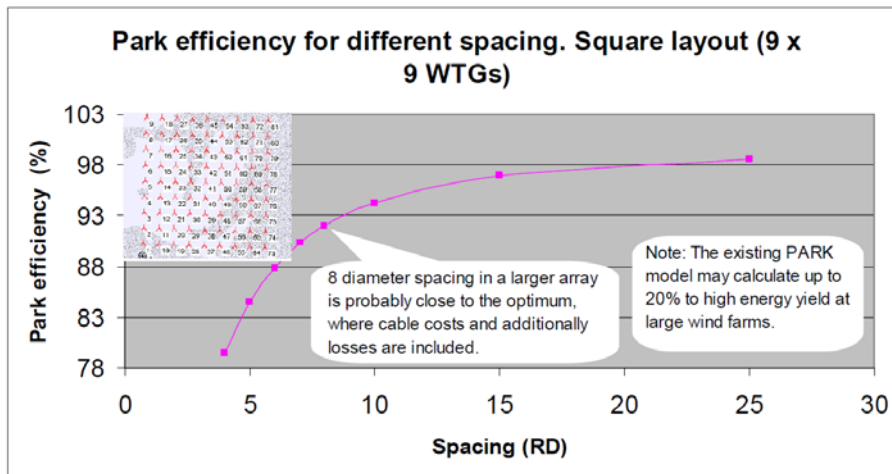
De maximale aanvaardbaarheid van het tweede effect, de vermoeidheidsbelasting van de turbine, is een keuze van de fabrikant van de turbines, die minimale tussenafstanden eisen waaraan de parkconfiguratie moet voldoen.

Figuur 11 geeft het gemeten en berekend parkrendement voor Horns Rev I weer als functie van de windsnelheid. We zien duidelijk dat het werkelijk parkrendement in het windsnelheidsgebied onder de nominale windsnelheid ongeveer 80% bedraagt. Dit is minder dan het berekeningsmodel weergeeft (Ivanell S. *et al.*, 2009).



Figuur 11: Gemeten en berekend parkrendement voor Horns Rev 1, tussenafstand 7D

Met berekeningsmodellen is het mogelijk om de parkefficiëntie te berekenen als functie van de onderlinge tussenafstand, zoals in Figuur 12 wordt aangegeven.



Figuur 12: rendement in functie van de tussenafstand (uitgedrukt in rotordiameters) (Nielsen, 2003).

In het kader van deze studie werden berekeningen uitgevoerd met verschillende tussenafstanden (Tabel 8). Ook hier zien we dat het rendement sterk beïnvloed wordt door de parkdichtheid.

Tabel 8: Rendement in functie van de tussenafstand (Eigen berekeningen met WindPro software, gebruik makend van een vierkante park lay-out).

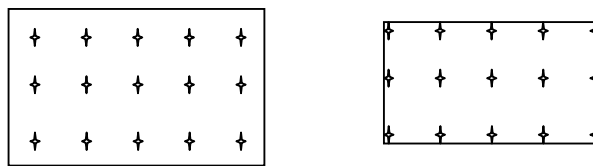
WT type	RePower 5MW 6D	RePower 5MW 8D	RePower 5MW 10D
Rotordiameter (m)	125	125	125
Ashoogte (m)	100	100	100
Aantal windturbines	80	80	80
Geïnstalleerd vermogen (MW)	400	400	400
Afstand tussen turbines (m)	750	1000	1250
Oppervlakte (km <sup>2</sup> )	45	80	125
Park vermogensdichtheid (MW/km <sup>2</sup> )	8,9	5,0	3,2
Park rendement (%)	<u>86,6</u>	<u>90,9</u>	<u>93,4</u>
Productie (GWh/aan)	1390,7	1461,3	1503,4
Capaciteitsfactor (%)	39,7	41,7	42,9
Productie dichtheid (W/m <sup>2</sup> )	3,5	2,1	1,4

Er is nog altijd geen consensus, maar een gemiddelde afstand van 8D lijkt nodig om parkrendementen van meer dan 90% te bekomen (> 300MW). Deze afstand kan ook door de turbineleveranciers aanvaard worden.



Tabel 9 geeft een aantal karakteristieke cijfers over de vermogensdichtheid van de grootste offshore windparken in Europa:

- De windparkoppervlakte is meestal gegeven met als grens de uiterste turbines en daardoor wordt geen (of slechts deels) rekening gehouden met het gebied errond waar geen turbine geplaatst kan worden (bufferzone).
- De parkvermogensdichtheid is het nominaal vermogen van het windpark gedeeld door het horizontaal oppervlak (Figuur 13, links).
- De globale vermogensdichtheid (Figuur 13, rechts) verwijst naar de vermogensdichtheid binnenin het windpark (MW per horizontale  $\text{km}^2$ ), m.a.w. het lijkt de vermogensdichtheid te benaderen als het park oneindig groot zou zijn.



Figuur 13: Grafische voorstelling van de globale vermogensdichtheid (links) en park vermogensdichtheid (rechts).

Voor de 8 parken waar zowel parkoppervlakte en afstand tussen de turbines gevonden worden, hebben we de parkvermogensdichtheid berekend. Deze is gemiddeld 1/3de hoger dan de globale vermogensdichtheid

Tabel 9: Karakteristieke cijfers van de grootste EU offshore windparken (bron: project ontwikkelaars' websites). Ontbrekende data in de kolom globale vermogensdichtheid werd gelijkgesteld aan 75% van de park vermogensdichtheid en zijn tussen haakjes gezet.

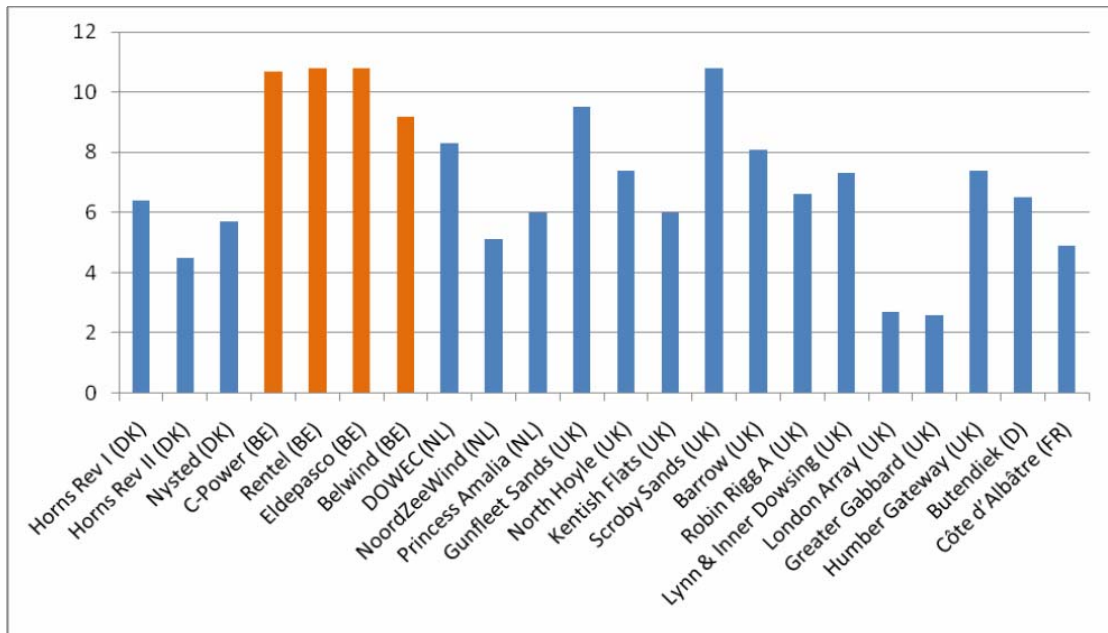
Project	Windpark oppervlakte	Aantal WTs	WT nominaal vermogen	Nominaal windpark vermogen	Park vermogens dichtheid	WT rotor diameter	Rij geometrie <sup>6</sup>	Globale vermogens dichtheid
	km <sup>2</sup>	-	MW	MW	MW/km <sup>2</sup>	m	D x D	MW/km <sup>2</sup>
Horns Rev I (DK)	20	80	2	160	8	80	7 x 7	6,4
Horns Rev II (DK)	35	91	2,3	209	6	93	///	(4,5)
Nysted (DK)	23	72	2,3	165,6	7	82,4	10,3 x 5,8	5,7
<b>C-Power (BE)</b>	<b>19,9</b>	<b>54</b>	<b>5,5<sup>7</sup></b>	<b>300</b>	<b>15</b>	<b>126</b>	<b>6,5 x 5</b>	<b>10,7</b>
<b>Rentel (BE)</b>	<b>18,4</b>	<b>48</b>	<b>6</b>	<b>288</b>	<b>15,6</b>	<b>126</b>	<b>7 x 5</b>	<b>10,8</b>
<b>Eldepasco (BE)</b>	<b>15</b>	<b>60</b>	<b>3,6</b>	<b>216</b>	<b>14,4</b>	<b>107</b>	<b>///</b>	<b>(10,8)</b>
<b>Belwind (BE)</b>	<b>36</b>	<b>110</b>	<b>3</b>	<b>330</b>	<b>///</b>	<b>90</b>	<b>7,2 x 5,5</b>	<b>9,2</b>
DOWEC (NL)	45	80	6	480	11	129	///	(8,3)
NoordZeeWind (NL)	///	36	3	108	///	90	11 x 6,6	5,1
Princess Amalia (NL)	14	60	2	120	8,6	80	7,5 x 6,9	6
Gunfleet Sands (UK)	///	48	3,6	173	///	107	8,3 x 4	9,5
North Hoyle (UK)	5,4	30	2	60	11	80	10 x 4,2	7,4
Kentish Flats (UK)	10	30	3	90	9	90	7,8 x 7,8	6
Scroby Sands (UK)	///	30	2	60	///	80	6,3 x 4,6	10,8
Barrow (UK)	///	30	3	90	///	90	8,3 x 5,5	8,1
Robin Rigg A (UK)	10,2	30	3	90	8,8	90	///	(6,6)
Lynn & Inner Dowsing (UK)	20	54	3,6	194	9,7	107	///	(7,3)
London Array (UK)	230	175	3,6	630	3,6	107	///	(2,7)
Greater Gabbard (UK)	147	140	3,6	504	3,4	107	///	(2,6)
Humber Gateway (UK)	///	83	3,6	300	///	107	8,5 x 5	7,4
Butendiek (D)	///	80	3	240	///	90	10,7 x 5,3	6,5
Côte d'Albâtre (FR)	15	21	5	105	7	116	12 x 6,9	4,9

Deze review van de grootste geïnstalleerde en voorziene offshore windparken in Europa toont aan dat de gemiddelde globale vermogensdichtheid tot 5 à 7 MW/km<sup>2</sup> 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 belastingsvermoeiing op de turbines ten goede.

Figuur 14 geeft een grafische voorstelling van de globale vermogensdichtheid van de grootste Europese offshore windparken (data van laatste kolom van Tabel 9).

<sup>6</sup> Rij geometrie is voorgesteld als <afstand evenwijdig met de overheersende windrichting x afstand loodrecht op de overheersende windrichting> (eenheden : rotordiameters).

<sup>7</sup> Minimum WT vermogen om 300 MW te bereiken met maximum 54 windturbines.



Figuur 14: Globale vermogensdichtheden [MW/km<sup>2</sup>] voor de grootste EU offshore windparken (van Tabel 9).

Als men in overweging neemt dat er een afstand van tenminste 7 rotor tussen de turbines ideaal zou kunnen zijn, dan komen we aan een dichtheid van geïnstalleerde capaciteit van ongeveer 7 tot 8 MW/km<sup>2</sup>, onafhankelijk van de rotorgrootte (Barthelmie *et al.*, 2009). In feite is er bijna geen winst in geïnstalleerd vermogen wanneer we de turbine vergroten zonder de vermogensdichtheid te veranderen. Het voordeel van het gebruik van grotere turbines bestaat uit gereduceerde kosten (productie, fundering, installatie, onderhoud, ...) en verhoogde jaarlijkse elektriciteitsoutput door hogere windsnelheden op (over het algemeen) hogere rotor hub locaties.

Maar als we uitgaan van één extreem groot windpark over een oppervlak van honderden vierkante kilometers, dan is een lager aantal MW/km<sup>2</sup> zoals 5 tot 6 MW/km<sup>2</sup> realistischer. In de *Optimal Offshore* studie wordt er ook gesteld dat het cijfer 10 MW/km<sup>2</sup> gereduceerd moet worden met ongeveer 20% om rekening te houden met voldoende ruimte tussen individuele windparkprojecten zodoende wederzijdse invloed te minimaliseren.

Op Figuur 14 kunnen we zien hoe optimistisch de Belgische offshore windprojecten zijn in vergelijking met andere projecten in Europa. In België gebruiken 3 van de 4 offshore windparken vermogensdichtheden hoger dan 10 MW/km<sup>2</sup> (vergeleken met 1 van de 18 voor andere landen). Deze keuze is ingegeven door een ruimtelijke optimalisatie van de aangeduide zone, een belangrijk element bij de toekenning van de concessie.

We kunnen hiermee vaststellen dat de economische optimum rond 10 MW/km<sup>2</sup> blijkt te liggen voor Belgische offshore windparkontwikkelaars. Sommige turbineleveranciers aanvaardden deze park lay-outs, maar het is wel mogelijk dat zo'n hoog vermogensdichtheid een verstoring geeft op de operationele werking waardoor dit kan leiden tot een lagere electriciteitsproductie.

Het is wenselijk om bij de opvolging van de toegekende projecten in het BDNZ de prestaties van de parken nauwkeurig op te volgen. Dit zal des te meer noodzakelijk zijn indien alle projecten gerealiseerd zijn en er dus sprake zal zijn van een zeer groot windpark op de Noordzee.

Zoals reeds vermeld heeft onderzoek uitgevoerd op het Horns Rev I windpark (tussenafstand 7D) aangetoond dat het energieverlies door het zog in het park varieert van 20% (4<sup>de</sup> turbine) tot 30% (7<sup>de</sup> turbine) windafwaarts (volledige wake interactie) (Ivanell S. *et al*, 2009).

#### 2.4.2.1 Conclusie

Uitgaande van de literatuurstudie kunnen we stellen dat er nog veel onzekerheden zijn in de keuze van de optimale parkconfiguratie en meer bepaald de tussenafstanden. Deze worden bepaald door drie randvoorwaarden:

- de projectontwikkelaar wil een maximum parkrendement,
- de turbineleverancier heeft een beperking opgelegd op de toegelaten turbulentie en dus de vermoeiingsbelasting op de turbine.
- De overheid wil de totale energieopbrengst maximaliseren op een beperkte zone, tegen een redelijke maatschappelijke kost.

In de pioniersfase van offshore wind werd vaak 10MW/km<sup>2</sup> gehanteerd. Vanuit structureel en economisch oogpunt zijn lagere vermogensdichtheden gewenst die eerder in een vork van 7 tot 8 MW/km<sup>2</sup> resulteren (typisch 7D tussenafstand).

Onder druk van selectiecriteria bij de toekenning van een domeinconcessie worden in België vaak kleinere tussenafstanden van bv 5D x 7D gehanteerd. Dit stelt niet noodzakelijk een probleem, omdat verschillende windturbinefabrikanten deze afstanden aanvaarden, maar anderzijds daalt de productiviteit van de parken aanzienlijk. Het valt aan te bevelen om in de toekomst daarover dieper na te denken en misschien grotere tussenafstanden te hanteren dan de nu gebruikelijke 5Dx7D, zeker wanneer de cumulatieve effecten van verschillende windenergieparken een rol gaan spelen.

Verder onderzoek zal moeten uitwijzen wat de effecten zijn op de zogverliezen binnen dergelijke configuraties. 3E start in januari 2010 een onderzoeksproject<sup>8</sup> naar de performantie van offshore windparken met behulp van LIDAR meetapparatuur en geavanceerde stromingsmodellen om deze fenomenen beter te kunnen inschatten.

### 2.4.3 Offshore windenergiepotentieel

De evaluatie van het potentieel van offshore wind wordt gebaseerd op het vermogen, de fysieke grenscondities en de technologieën. Dit gebeurt rekening houdend met de geïnstalleerde windenergiecapaciteit en het geschatte energieopbrengstpotentieel.

---

<sup>8</sup> Het project wordt gefinancierd door het IWT (Vlaamse agentschap voor Innovatie door Wetenschap en Technologie) en heeft als doel onze lokale industrie een beter inzicht te verwerven in de problemen bij de ontwikkeling van offshore windparken. Dit gebeurt door middel van een investeringsprogramma in onderzoeksinfrastructuur ten behoeve van de industrie.

### 2.4.3.1 Offshore windenergiecapaciteit en -potentieel van het BDNZ

Het windenergiepotentieel in termen van geïnstalleerde capaciteit is proportioneel tot de beschikbare zeeoppervlakte en tot de aangenomen windvermogensdichtheid. In paragraaf 2.4.2 is aangetoond dat het beschikbare gebied theoretisch 2101 km<sup>2</sup> bedraagt, na uitsluiting van de 3 mijl zone en alle harde uitsluitingszones.

Voor het bepalen van het potentieel nemen we een range van 6 tot 8 MW/km<sup>2</sup>.

Het omvormen van het totale beschikbare BDNZ gebied met een oppervlakte van 2101 km<sup>2</sup> (na het aftrekken van de uitsluitingszones) tot een groot windpark met een dichtheid van 6 MW/km<sup>2</sup> zou resulteren in een geïnstalleerd windenergievermogen van 12,6 GW. Als we alleen de toegewezen zone voor windenergie van ongeveer 270 km<sup>2</sup> in beschouwing nemen, is de potentiële capaciteit 1,62 GW.

Het omvormen van het totale beschikbare BDNZ gebied tot een groot windpark met een dichtheid van 8 MW/km<sup>2</sup> zou resulteren in een geïnstalleerd windenergievermogen van maximaal 16,8 GW. Als we alleen de toegewezen zone voor windenergie van ongeveer 270 km<sup>2</sup> in beschouwing nemen, is de potentiële capaciteit 2,16 GW. Dit wordt samengevat in Tabel 10.

Tabel 10: Karakteristieke cijfer van de windenergiecapaciteit potentieel op het BDNZ.

	Gebied [km <sup>2</sup> ]	Vermogensdichtheid [MW/km <sup>2</sup> ]	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

### 2.4.3.2 Offshore windenergie productie potentieel (jaarlijkse energie output)

De potentiële energieproductie van offshore wind op het BDNZ werd berekend in de *Optimal Offshore* studie (Van Hulle *et al*, 2004). De berekeningen van de energieopbrengst gebeurt door middel van de equivalente vollasturen<sup>9</sup>. De resultaten worden hierna getoond. Deze zijn enkele belangrijke punten:

- Het BDNZ is verdeeld in een net van 1x1 km, elke vierkante kilometer voorgesteld door een rasterpunt
- De berekeningen voor elk rasterpunt worden uitgevoerd door twee representatieve hubhoogtes (70m en 110m) en twee technologieniveaus gedefinieerd door waarden van beschikbaarheid (88% voor verbeterde beschikbaarheid; 98% voor sterk verbeterde beschikbaarheid). De elektrische verliezen zijn gelijk genomen aan 3%<sup>10</sup>.
- De equivalente vollasturen (uren/jaar) zijn gegeven in Figuur 15, Figuur 16, Figuur 17 en Figuur 18. De energie output voor ieder rasterpunt (km<sup>2</sup>) is berekend door dit

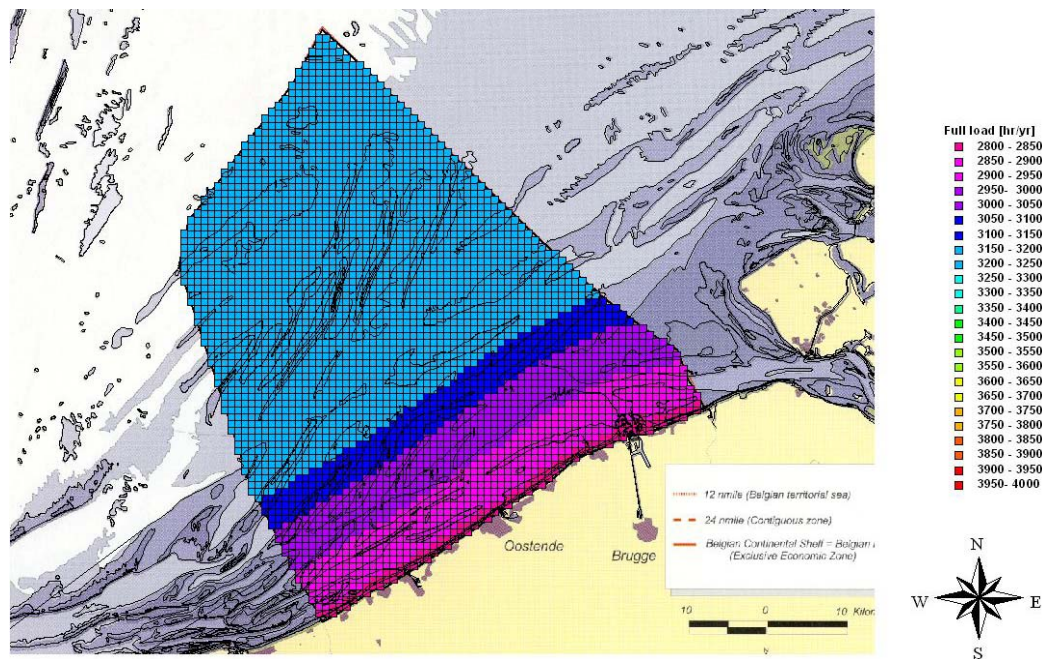
<sup>9</sup> Equivalente vollasturen: stelt het aantal uur per jaar voor gedurende welke het windpark op volle belasting zou moeten werken om dezelfde netto energieopbrengst te produceren (berekend aan primaire kant van de offshore aansluiting).

<sup>10</sup> Elektrische verliezen tot aan de primaire kant van de transformator offshore. Verliezen binnen deze transformator en de lijn tot aan de kust kunnen op 4% vergroot worden voor Thornton Bank.

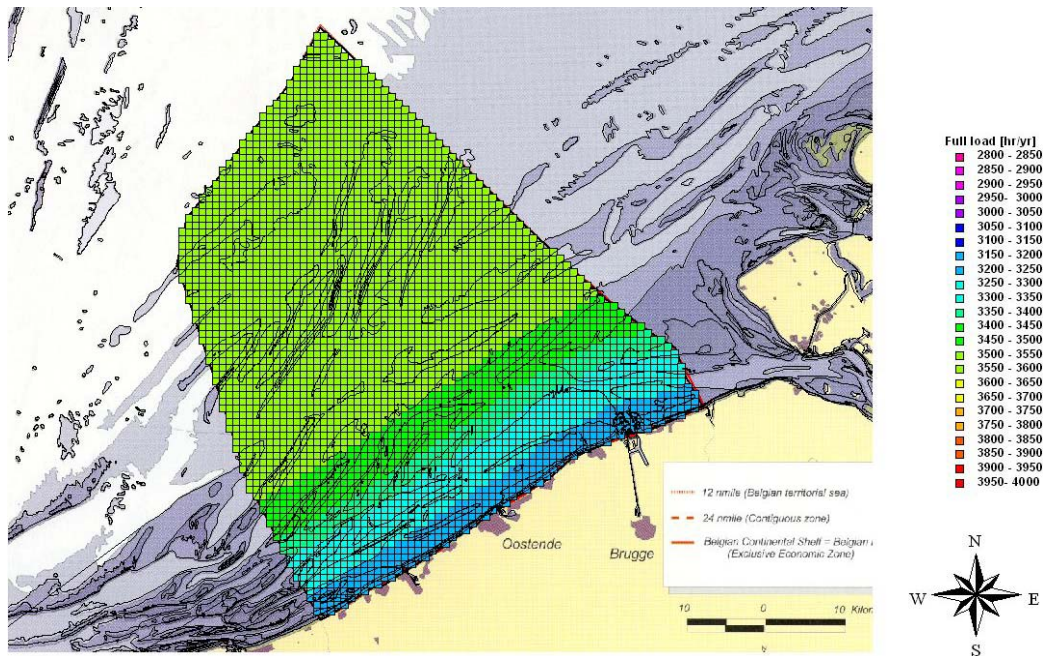
nummer te vermenigvuldigen met 6 of 8 MW omdat uitgegaan wordt van nieuwe nog te ontwikkelen windparken.

- De totale potentiële energie output van het BDNZ is bereikt door het optellen van alle individuele netpunten.

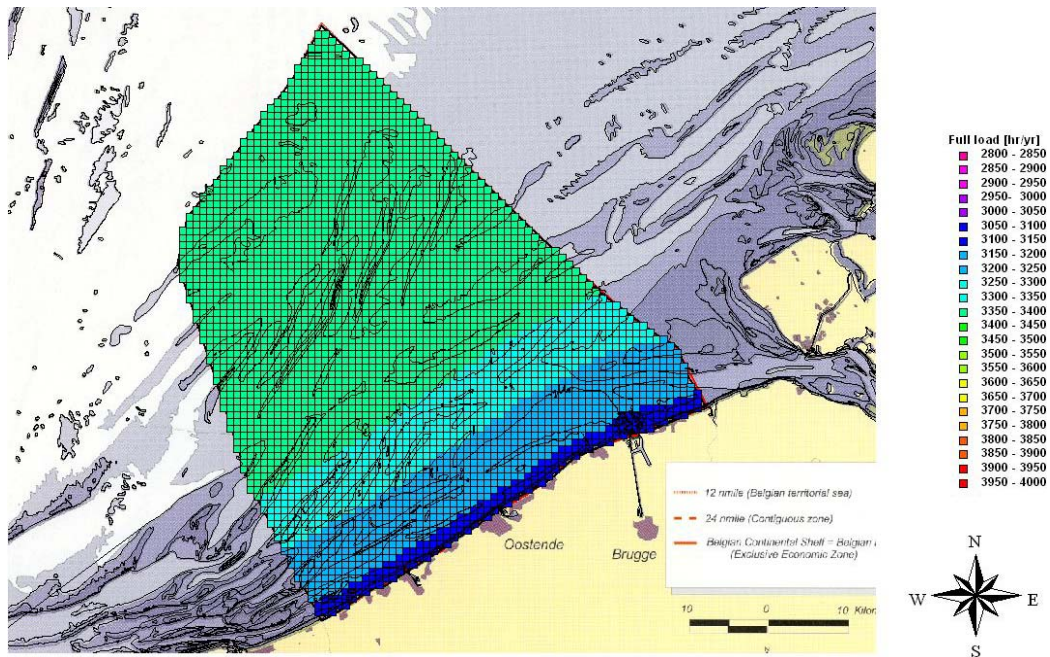
De resultaten van deze potentieelberekening worden voorgesteld in Figuur 15, Figuur 16, Figuur 17 en Figuur 18. Deze tonen de geografische distributie van het energieproductiepotentieel, voor de verschillende aannames op hubhoogte en technologieniveau. De waarden die worden voorgesteld zijn de berekende equivalente vollasturen, te vermenigvuldigen met 6 MW of 8 MW om zodoende de energieoutput per vierkante kilometer te berekenen.



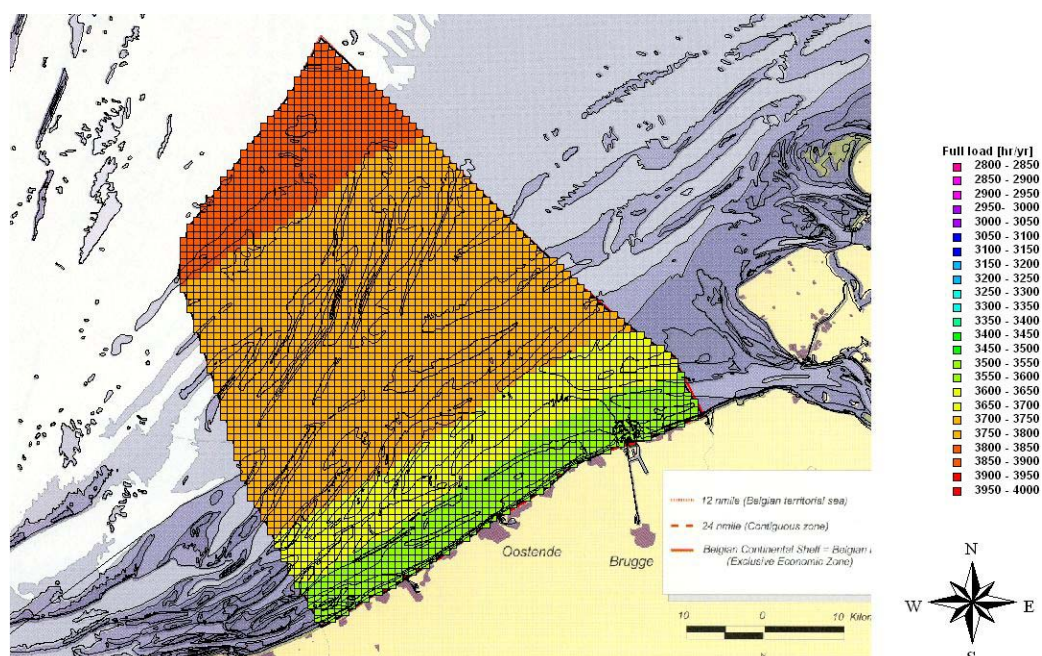
Figuur 15: Equivalente vollasturen per km<sup>2</sup>, hubhoogte 70 m, verbeterde beschikbaarheid.



Figuur 16: Equivalente vollasturen per km<sup>2</sup>, hubhoogte 70 m, sterk verbeterde beschikbaarheid.



Figuur 17: Equivalente vollasturen per km<sup>2</sup>, hubhoogte 110 m, verbeterde beschikbaarheid.



Figuur 18: Equivalente vollasturen per km<sup>2</sup>, hubhoogte 110 m, sterk verbeterde beschikbaarheid.

Enkele karakteristieke cijfers worden samengevat in **Error! Reference source not found..Error! Reference source not found..** De laagste Jaarlijkse Energie Opbrengst (Annual Energy Yield) komt overeen met de locatie dicht bij de kust, de hoogste aan het uiteinde van het BDNZ.

De waarden voor de totale jaarlijkse energie output (AEO) van de BDNZ worden bereikt door het toevoegen van alle individuele rasterpunten. De totale AEO geeft de som van alle rasterpunten van de BDNZ waar windenergie niet uitgesloten is (oppervlakte van 2101 km<sup>2</sup>).

Het windenergiepotentieel op het BDNZ varieert dus tussen 39 en 63 TWh per jaar indien uitgegaan wordt van 6 en 8 MW/km<sup>2</sup> voor nieuwe te ontwikkelen parken. Dit komt overeen met een vork van 45 tot 73 % van de jaarlijkse bruto elektriciteitsconsumptie in België (86 TWh in 2008 (CREG, 2008)). Rekening houdend met de gemiddelde CO<sub>2</sub>-uitstoot van het Belgische elektriciteitsproductiepark (310 kgCO<sub>2</sub>/MWh, (Ministerraad, 2004)) zal er bij een volledige invulling van het windmolenpark een CO<sub>2</sub>-besparing zijn van bijna 20 miljoen ton per jaar, in het geval van sterk verbeterde technologie en een dichtheid van 8 MW/km<sup>2</sup>.

## 2.5 Conclusie

De ontwikkeling van offshore windenergie in Europa heeft een vertraging opgelopen ten opzicht van het oorspronkelijk scenario. Technische problemen en het zwak economisch klimaat zijn daar de voornaamste oorzaken van. De ervaring die echter werd opgedaan met de parken in het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Nederland hebben de maturiteit van de technologie op punt gesteld. Geleidelijk aan verbetert ook het economisch klimaat.

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



De offshore technologie evolueert naar steeds grotere turbines. Deze ontwikkeling heeft geen invloed op het exploiteerbare potentieel binnen een bepaalde zone. Het is echter wel zo dat door de tendens naar grotere machines, op langere termijn de investeringskosten voor offshore wind zullen dalen. Nieuwe technieken voor funderingen en installatie op grotere dieptes zijn in ontwikkeling en moeten toelaten deze locaties economisch rendabeler te maken.

De windparken die op het BDNZ worden gepland, hebben een zeer hoge vermogensdichtheid. Dit is ingegeven door de criteria die bepalend zijn voor het toekennen van een domeinconcessie. Dit leidt echter wel tot een lagere windparkefficiëntie en dus een lagere opbrengst per geïnstalleerde MW.

In de ons omringende landen, waar minder ruimtelijke beperkingen zijn, zien we een duidelijke tendens naar grotere tussenafstanden. Er wordt algemeen aangenomen dat een gemiddelde tussenafstand van 8D een optimum is.

Niettegenstaande deze vaststelling blijft het offshore windenergiepotentieel op het BDNZ aanzienlijk.

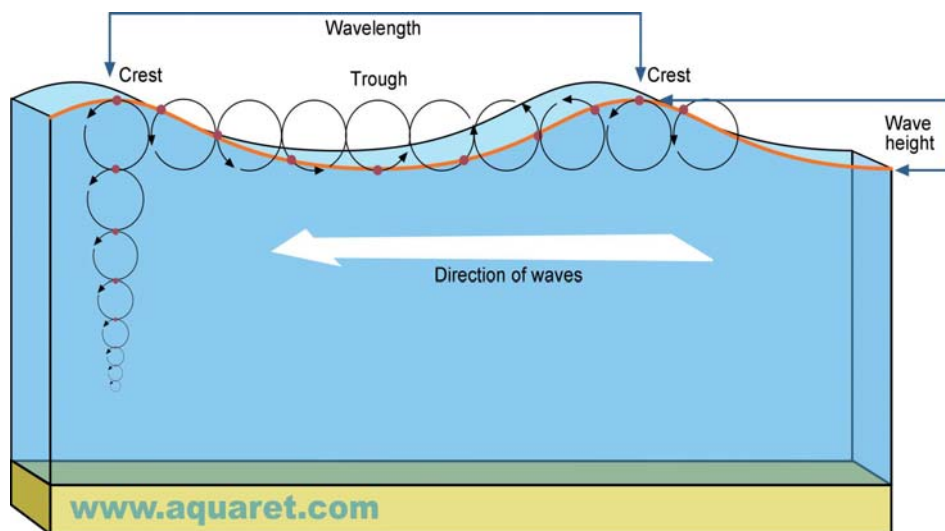
Gezien de ontwikkelingen op het gebied van offshore windenergie in België zeer geconcentreerd zijn op een bepaalde zone is het sterk aan te bevelen de invloed van de zogeeffecten op het totale rendement van de offshore windparken in detail te bestuderen, zowel op het gebied van parkrendement als op het gebied van de algemene turbulentie binnen het windpark.

Het is wenselijk om in de toekomst meer ruimte toe te wijzen voor de ontwikkeling van offshore windparken, rekening houdend met een evenwicht tussen de verschillende gebruikers van de Noordzee en ook met de economische aspecten. Verder is het aan te bevelen de parkdichtheid niet als enig criterium te gebruiken in de evaluatie van dossiers voor concessieaanvragen maar ook het totale rendement van het voorgestelde project te bekijken.

## 3 Golfenergie op het BDNZ

### 3.1 Golfenergie: introductie

Golfenergie is de energie die aanwezig is in de beweging van de golven op zee. Zeegolven worden veroorzaakt door winden die op het wateroppervlak blazen. De grootte van de golven wordt bepaald door de windsnelheid, de duur van de storm en de uitgestrektheid van het wateroppervlak. Dichtbij de kust speelt ook de getijdenwerking, bathymetrie (dit is de diepte) en eventuele stroming een rol. De bewegingsenergie aanwezig in een golf kan o.a. via het drijfvermogen van een boei omgezet worden in elektrische energie. In Figuur 19 is de beweging van een waterdeeltje in een golf weergegeven, onder 'diep water' omstandigheden. Mathematisch wordt deze beweging beschreven door de lineaire Airy-theorie. Merk op dat er onder de Airt-theorie geen watermassa's verplaatst worden.



Figuur 19: Beweging van een object in een golf (Aquaret, 2009b)

Golven worden gekenmerkt door hun hoogte, periode en richting. Deze kenmerken worden gemeten door wave rider buoys. Uit de boeidata wordt dan de theoretische hoeveelheid golfenergie berekend (zie §3.3).

### 3.2 Golfenergieconvertoren

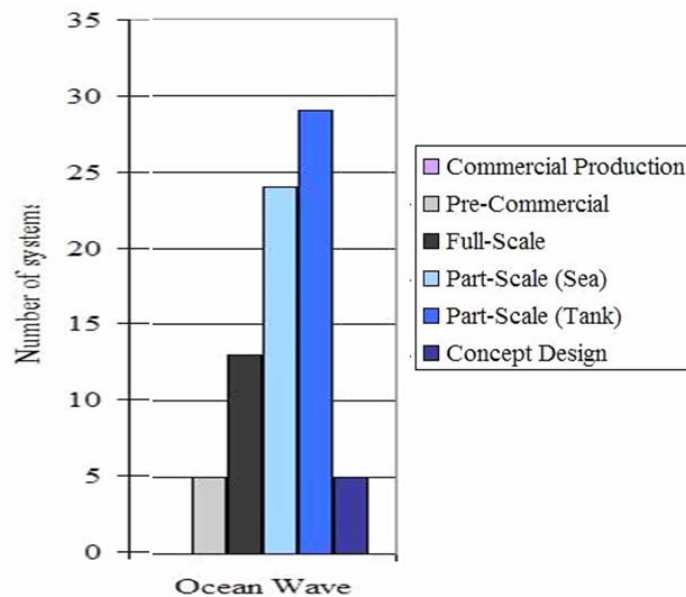
Vooraleer de verschillende types golfenergieconvertoren te bespreken, wordt kort eerst de marktontwikkeling van deze convertoren besproken. Dit is nodig omdat de technologie voor golfenergieconversie zich nog in volle ontwikkeling bevindt en er nog geen marktconvergentie naar één bepaalde technologie heeft plaats gevonden (dit in tegenstelling tot windenergie, waar de markt duidelijk naar de 3-bladige horizontale as windturbine is geconvergeerd).

Gedurende de laatste 20 jaar werden er vele soorten golfenergieconvertoren ontwikkeld door ongeveer een 100-tal teams van over de hele wereld. Een overzicht van al deze teams en van

alle verschillende golfenergiestoestellen onder ontwikkeling is weergegeven op de website van het European Marine Energy Centre (EMEC, 2009b). Op deze website worden tevens animaties weergegeven van de verschillende categorieën van golfenergiestoestellen. Een overzicht van golfenergieconvertoren, deels gebaseerd op deze categorieën, wordt in § 3.2.2 gegeven.

### 3.2.1 Ontwikkelingsfasen in de markt

De ontwikkelingsstatus van de technologie voor golfenergieconversie werd reeds geanalyseerd in opdracht van instellingen zoals het IEA-OES (International Energy Agency – Ocean Energy Systems Implementing Agreement, (IEA-OES *et al.*, 2009c)) of EMEC (EMEC, 2009b). Een samenvattende grafiek is te zien in Figuur 20. Het is duidelijk dat de markt voor golfenergiestoestellen zich nog in een vroeg stadium bevindt. Bijna alle toestellen bevinden zich nog in een onderzoeks-, ontwikkelings- of testfase. Slechts enkele zitten in de precommerciële fase. Geen enkel toestel zit al in de commerciële productiefase, hoewel sommigen toch al commerciële pilootprojecten opgestart hebben (zoals bv. Pelamis).



Figuur 20: Overzicht van de ontwikkelingsstatus van de technologie voor golfenergieconversie (IEA-OES *et al.*, 2009c)

Deze ontwikkelingsfasen zijn natuurlijk ook sterk gelinkt aan de benodigde financiële steun. Op korte termijn (actuele situatie) kan gesteld worden dat de benodigde financiële steun zal verschillen van de steun nodig voor de verdere ontwikkeling van offshore windenergie. Zo werd een evaluatieprotocol ontwikkeld voor de ontwikkeling van golfenergie in functie van verschillende ontwikkelingsfasen (Holmes *et al.*, 2007). De auteur onderscheidt eveneens de 5 fasen of modellen voor de eigenlijke commerciële exploitatie (Holmes *et al.*, 2007; DECC, 2008):

- Het validatiemodel (in labo): fase 1
- Het design model (in labo): fase 2
- Het “*process*” model (in labo en op zee): fase 3a en 3b

- Het prototype (op zee): fase 4
- Het demonstratiemodel (op zee): fase 5

Deze indeling is natuurlijk ook geldig voor TECs (Tidal Energy Converters), zie § 4.2.

Voor elke fase worden de doelstellingen, de duur, de grootte van budget, de schaalgrootte, enz. gedefinieerd. Men kan stellen dat tot op heden de meest ontwikkelde modellen zich in de fases 3b t.e.m. 5 bevinden. Dergelijke systemen dienen in zee getest te worden (al of niet in een beschutte omgeving afhankelijk van de fase). Hoewel België over een lager golfenergiepotentieel beschikt in vergelijking met bijvoorbeeld Portugal (zie § 3.3), is de Belgische kust bijzonder geschikt om testen uit te voeren op zee. De zee is er relatief gezien rustig en laat kwalitatieve testing toe. De ervaring en kennis die opgedaan worden, bieden een meerwaarde en kunnen als exportproduct dienen in de toekomst.

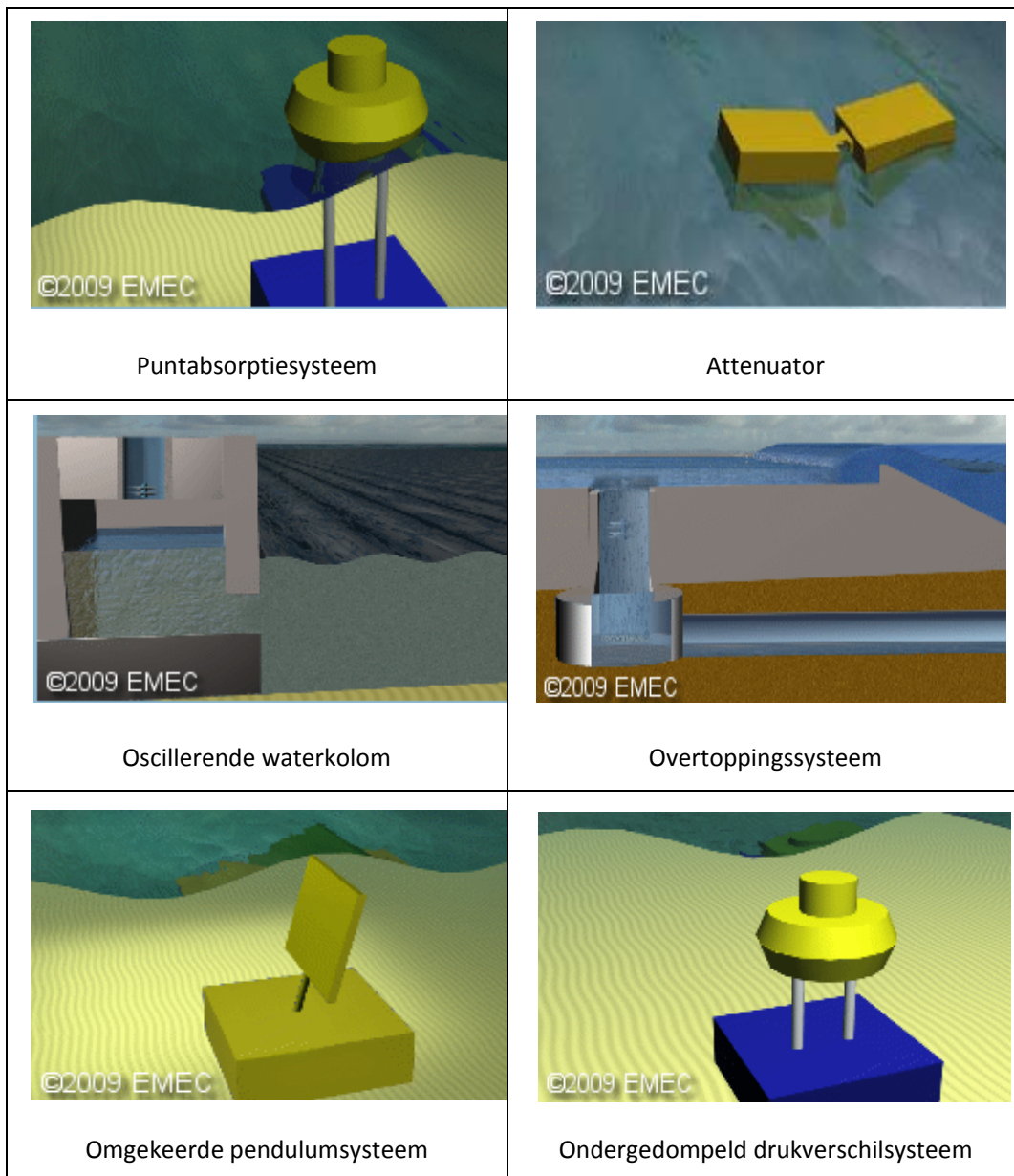
### 3.2.2 Types convertoren

Een indeling van golfenergieconvertoren (Wave Energy Converters of WECs) wordt gemaakt op basis van het werkingsprincipe of de plaats of manier van installatie. Men onderscheidt (zie Figuur 21):

1. **Puntabsorptiesystemen** (Eng: point absorbers) die de op- en neergaande beweging van een drijvend object in de zee omzetten in elektriciteit door middel van bijvoorbeeld een hydraulisch systeem of lineaire generator. Deze systemen kunnen onderverdeeld worden in:
  - a. Point absorber (floating);
  - b. Multi point absorber (platform of floating);
  - c. Directional float.
2. **Attenuatoren** (Eng: attenuators) die bestaan uit meerdere boeien gekoppeld aan elkaar en die door de golfbeweging t.o.v. elkaar bewegen. Deze relatieve bewegingen worden via een hydraulisch systeem omgezet in elektriciteit. Het principe is te zien in Figuur 21.
3. **Oscillerende waterkolomsystemen** of oscillating water columns (OWCs), waarbij het zeewater op en neer beweegt in een compressiekamer. In deze kamer wordt bij de opgaande beweging van het zeewater lucht samengedrukt en vervolgens door een turbine naar buiten geperst. Bij de neergaande beweging wordt door diezelfde turbine lucht naar binnen gezogen. OWCs worden onderverdeeld in:
  - a. OWC - shoreline or breakwater;
  - b. OWC – nearshore;
  - c. OWC - offshore floating.
4. **Overtoppingsystemen** (Eng.: overtopping systems), die het zeewater toelaten om te overtoppen in een bekken om dan via een turbine terug te stromen in de zee. De turbine is verbonden met een generator die elektriciteit produceert. Deze overtoppingsystemen worden onderverdeeld in:
  - a. shoreline or breakwater;
  - b. offshore floating.

5. **Omgekeerde pendulumsystemen** (Eng: inverted pendulum systems of oscillating wave surge converters), die de heen- en weergaande beweging van een onderwaterarm via een hydraulisch systeem in elektriciteit omzetten.
6. **Ondergedompelde drukverschilssystemen** (Eng: submerged pressure differentials), die de op- en neergaande beweging van de golven en de daarmee gepaard gaande drukverschillen onder water omzetten in elektriciteit door middel van bijvoorbeeld een hydraulisch systeem.

Tenslotte zijn er nog een groot aantal andere systemen, allen met een unieke vorm of een uniek conversiesysteem, die niet onder te brengen zijn in een bepaalde categorie. In de volgende paragrafen wordt er meer in detail ingegaan op de verschillende types golfenergieconvertoren.

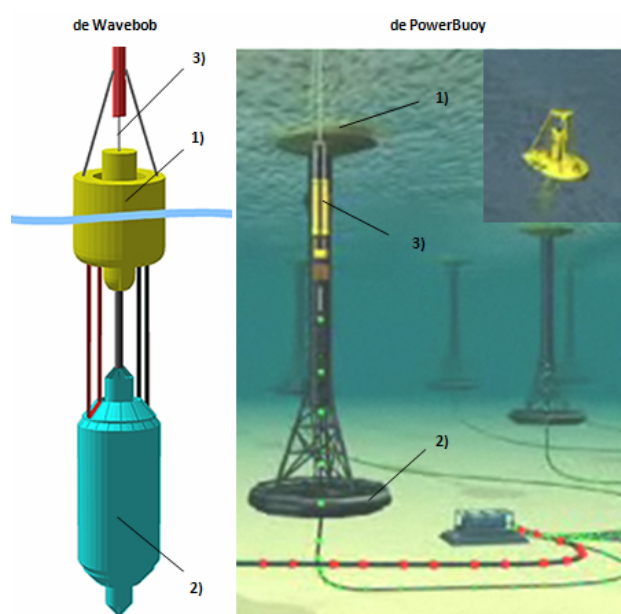


Figuur 21: Overzicht van de verschillende WECs op basis van het werkingsprincipe (EMEC, 2009b).

### 3.2.2.1 Puntabsorptiesystemen

Een puntabsorptiesysteem bestaat uit een drijvende boei waarvan massa en volume zo gekozen zijn dat zijn op- en neergaande beweging ten gevolge van de golfwerking en relatief ten opzichte van een vaste referentie, maximaal is. De vaste referentie kan een verankering aan de zeebodem zijn, een vlakke dempingsplaat of een tweede zwaardere boei met een andere resonantie. De relatieve op- en neergaande beweging van die twee onderdelen wordt geconverteerd in elektriciteit door middel van een lineaire generator, een mechanisch systeem met generator of een hydraulisch systeem met generator.

Voorbeelden van enkelvoudige puntabsorptiesystemen (of single point absorber systems) die gebruik maken van een hydraulisch Power Take Off (PTO) systeem zijn te zien in Figuur 22. Dit zijn van links naar rechts de Wavebob en de PowerBuoy. Figuur 23 toont de B1 point absorber, die ontwikkeld werd door het SEEWEC Consortium en Fred Olsen (zie § 3.2.4.3).



Figuur 22: Conceptuele figuren van de Wavebob en de PowerBuoy (Energy Magazine, 2009; Ocean Power Technologies, 2009; Wavebob Ltd., 2009). Toelichting: 1) Drijvende boei; 2) Ondergedompelde boei of vaste referentie; 3) Hydraulische piston.



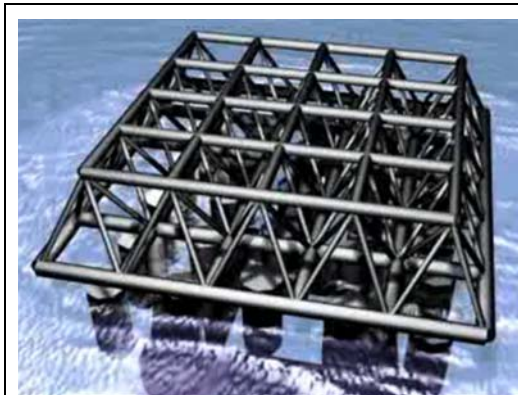
Figuur 23: De B1 Point Absorber (SEEWEC, 2009).

Een voorbeeld van een multi-puntabsorptiesysteem (Eng: multi point absorber system) dat gebruik maakt van een hydraulisch systeem is de Wave Star, te zien in Figuur 24.



Figuur 24: Conceptuele figuur van de Wave Star (Wave Star Energy, 2009)

Een voorbeeld van een multi-puntabsorptiesysteem met meerdere, drijvende boeien bevestigd aan een platform of drijvende referentie en gebruik makend van een mechanisch power take off systeem is de Manchester Bobber, te zien in Figuur 25. In Figuur 26 wordt een schaalmodel van het multi-puntabsorptiesysteem van de FO<sub>3</sub> van Fred Olsen voorgesteld.



Figuur 25: Conceptuele figuur van de Manchester Bobber (The University of Manchester, 2009)



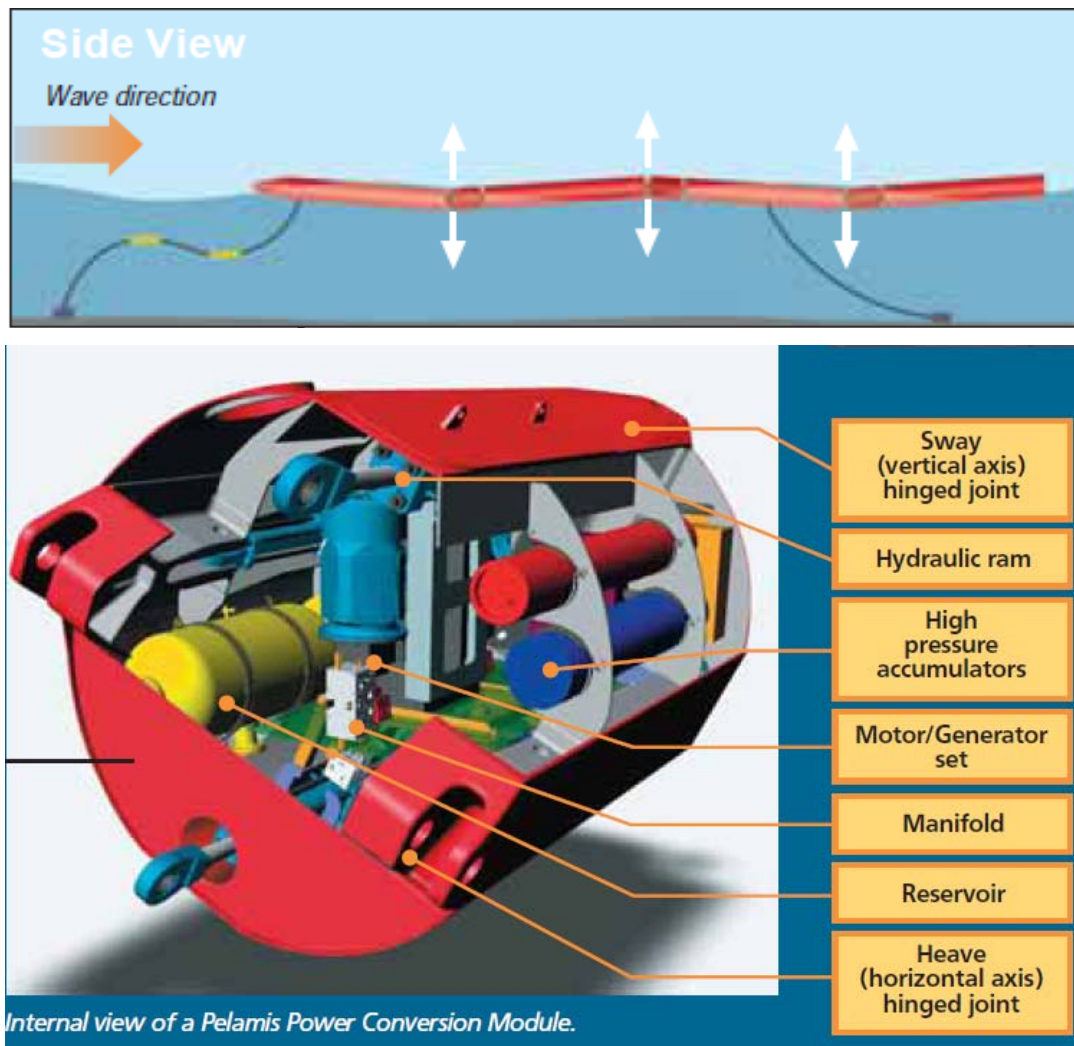
Figuur 26: multi-puntabsorptiesysteem op basis van de FO<sub>3</sub> (SEEWEC, 2009)

Wanneer men verschillende drijvende boeien met één hydraulisch systeem verbindt (zoals bij de Wave Star), dan is er slechts één hydraulische motor en één generator nodig voor de captatie van golfenergie op een grotere oppervlakte. Ook de onderhoudswerkzaamheden zullen bij een multi-puntabsorptiesysteem vereenvoudigen. Er dient wel opgemerkt dat voor deze multi-puntabsorptiesystemen de draagstructuur de kostprijs van de converter zal doen toenemen.

### 3.2.2.2 Attenuatoren

Een voorbeeld van een attenuator is de Pelamis. Dit was en is één van de eerste wereldwijd bekende golfenergieconvertoren. De Pelamis is een soort van slang met een 4-tal drijvende buizen die t.ov. van elkaar bewegen. Tussen die 4 buizen zit telkens een 'power conversion

module' die de relatieve beweging tussen alle drijvende delen via hydraulische pistons omzet in hydraulische druk en vervolgens via een hydraulische motor in een roterende beweging. In het hydraulische circuit zitten accumulatoren en controlekleppen om de druk zo constant mogelijk te houden opdat de hydraulische motor een zo constant mogelijk toerental heeft. De motor drijft een generator aan om zo elektriciteit te produceren. Het concept is te zien in Figuur 27.



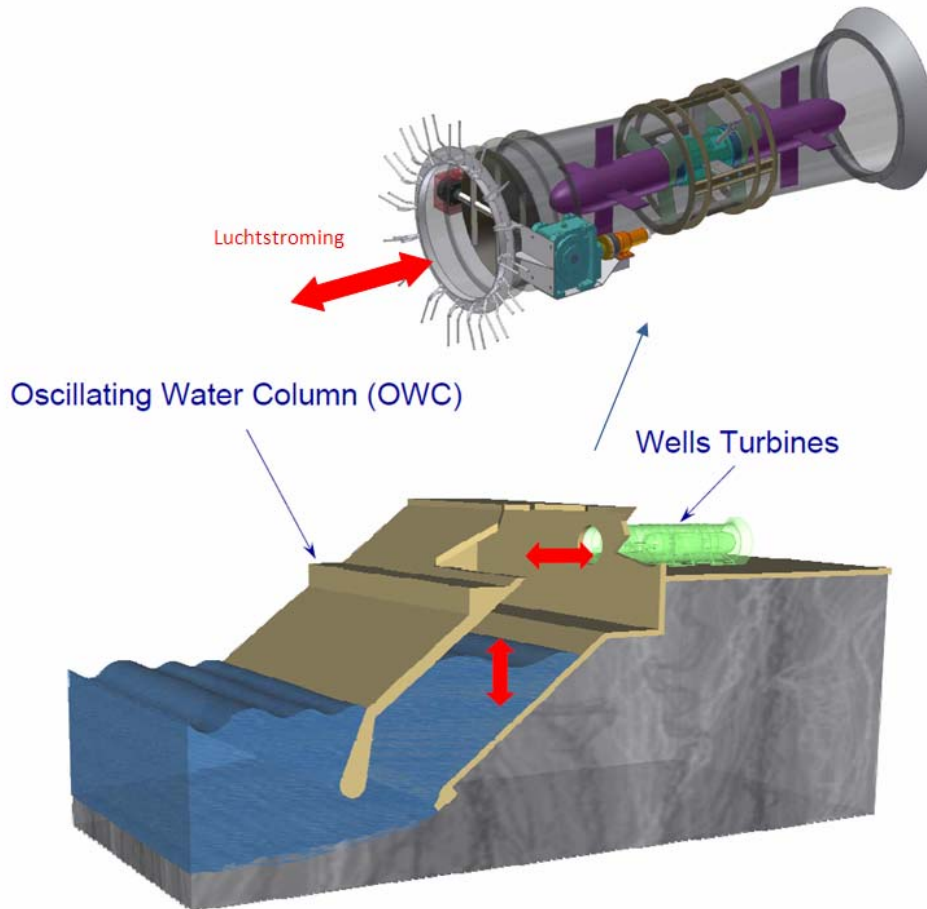
Figuur 27: Boven-/zijaanzicht van de Pelamis en binnenaanzicht van de energieomzettingsmodule van de Pelamis (Pelamis Wave Power, 2008)

### 3.2.2.3 Oscillerende waterkolomsystemen

Een oscillating water column of OWC bestaat uit een compressiekamer gekoppeld met het bewegend wateroppervlak van de zee en turbine, bv. een typische OWC met een 'Wells' turbine (zie Figuur 28). Wanneer het wateroppervlak omhoog gaat, dan wordt de lucht in de compressiekamer samengedrukt en via de turbine naar buiten geperst. Wanneer het waterniveau terug daalt dan wordt lucht van buiten de OWC via de turbine naar binnen gezogen. Beide luchtstromingen drijven de schoepen van de rotor van de turbine aan in één en dezelfde richting. De schoepen hebben de vorm van een vliegtuigvleugel. De rotor drijft een generator aan,



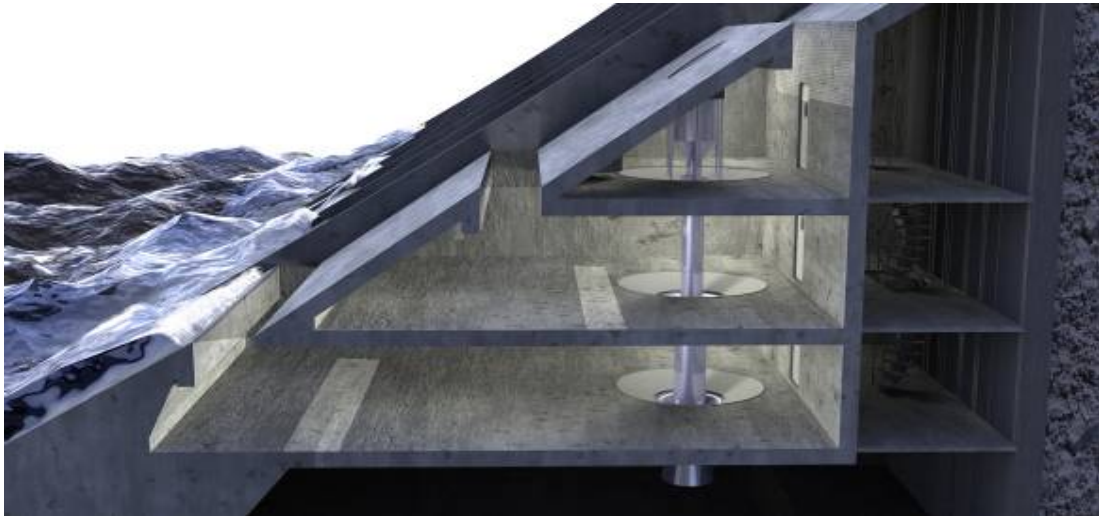
waardoor er elektriciteit wordt geproduceerd. De snelheid van de as wordt zo constant mogelijk gehouden door middel van een vliegwiel. Een voorbeeld van een shoreline OWC met een 'Wells' turbine is de Limpet van het bedrijf Wavegen. Het concept is te zien op Figuur 28. De Limpet wordt gebruikt voor het testen van turbines en is reeds 10 jaar werkzaam. Deze technologie werd ook reeds toegepast in de PICO-opstelling op de Azoren (Portugal), en recent ook in een golfbreker ingebouwd in Mutriku (Spanje).



Figuur 28: Voorbeeld van een shoreline OWC (RD Energy Solutions, 2009)

#### 3.2.2.4 Overtoppingssystemen

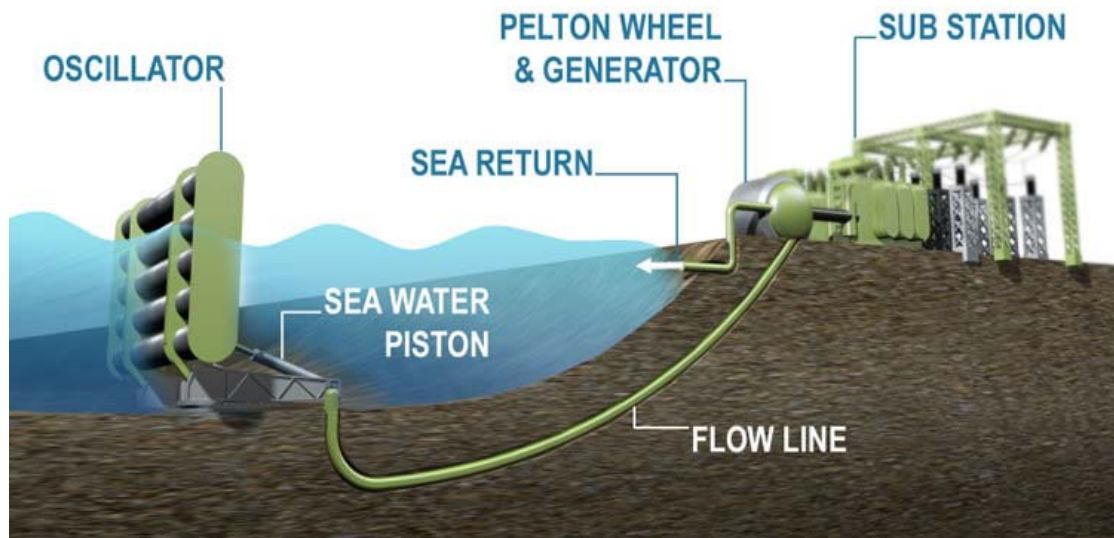
Bij overtoppingssystemen is het de bedoeling om zoveel mogelijk water in een reservoir te laten overtoppen. Het overgetopte zeewater wordt dan in dat reservoir gestockeerd om vervolgens via een turbine (bv. Kaplan) terug naar zee te stromen. Het reservoir voorziet in een energieopslag die de elektriciteitsproductie zo constant mogelijk houdt. Sommige offshore overtoppingssystemen, zoals de Wavedragon, gebruiken reflectorarmen om meer zeewater te laten overtoppen. Shoreline overtoppingssystemen bestaan ook en kunnen bijvoorbeeld ingebouwd worden in golfbrekers. Plaatselijk voor de shoreline OWC kan dan in zee eventueel de bathymetrie aangepast worden om de golven te focuseren en hoger te laten overtoppen om zo meer elektriciteit te produceren. Een shoreline overtoppingstoestel is te zien in Figuur 29. Dit is de Sea Slot Cone Generator met meervoudige opvangkamers voor verschillende golfhoogten. Dit toestel is bedoeld om ingebouwd te worden in golfbrekers.



Figuur 29: Een illustratie van een shoreline overtoppingstoestel, de Sea Slot Cone Generator (Leonardo Energy, 2007)

### 3.2.2.5 Omgekeerde pendulum systemen

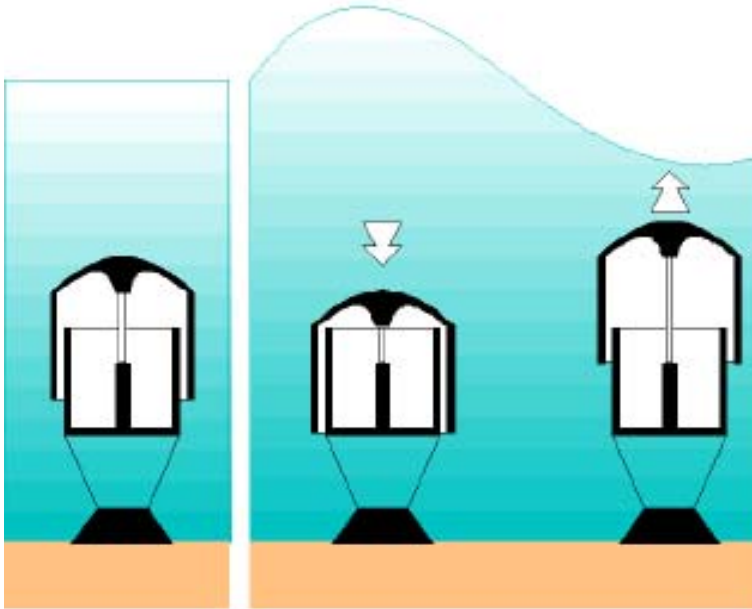
Een omgekeerd pendulumsysteem maakt gebruik van een arm met vinnen, meestal bevestigd aan de bodem van de zee. Een voorbijkomende golf (surge) zorgt ervoor dat de arm met vinnen heen en weer beweegt. De beweging van de arm drijft een hydraulische piston aan die zeewater naar een hoger gelegen reservoir pompt of die olie via een hydraulisch circuit onmiddellijk doorheen een hydraulische motor pompt. Een voorbeeld van een op zeewater gebaseerde omgekeerde pendulum is te zien in Figuur 30. De beweging van de afgebeelde oscillator wordt geconverteerd in een lineaire pistonbeweging die zeewater naar een onshore station pompt om daar een generator aan te drijven.



Figuur 30: Een omgekeerde pendulum die gebruik maakt van een hydraulisch systeem voor de elektriciteitsproductie (Aquamarine Power, 2007).

### 3.2.2.6 Ondergedompelde drukverschil systemen

De golfbeweging in de zee zorgt ervoor dat het waterniveau boven het toestel rijst en daalt. Onder water zorgt dit voor drukverschillen die een gedeelte van het toestel t.o.v. een vast referentiepunt op en neer doet bewegen. Door middel van een piston kan dan een fluïdum onder druk worden gezet om een motor aan te drijven. De motor drijft op zijn beurt een generator aan (Figuur 31). Dit principe wordt gebruikt in de Archimedes Wave Swing (AWS Ocean Energy, 2009).



Figuur 31: Principe van een ondergedompeld drukverschil systeem (EPRI, 2004).

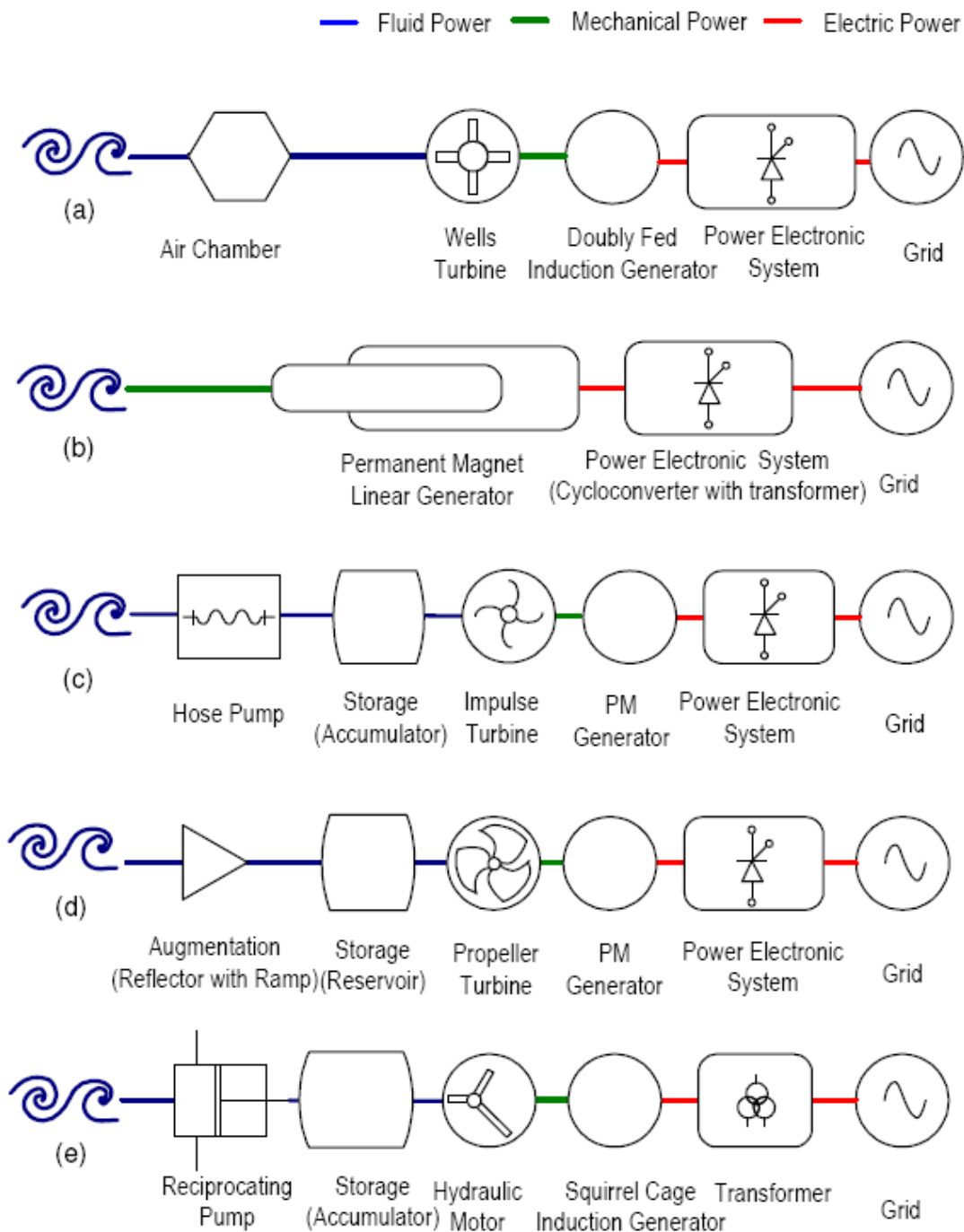
### 3.2.2.7 Andere golfenergiesystemen

Dit dekt alle golfenergieconvertoren die niet in te delen zijn in één van de bovenstaande categorieën. Voor meer informatie wordt verwezen naar de website van het European Marine Energy Centre (EMEC, 2009a).

Behalve de mogelijkheid van de verschillende systemen om de oscillerende beweging van de golven uit te middelen, zodat er een constante elektriciteitsproductie is, moeten de golfenergiesystemen tevens in staat zijn om zich aan te passen aan de veranderingen in golfbeweging over een tijdschaal van minuten, uren of zelfs dagen. Deze tuningmogelijkheden verschillen van toestel tot toestel en hangen niet echt af van de categorie waartoe het toestel behoort.

## 3.2.3 Omzetting naar elektriciteit: mogelijkheden

In bovenstaande paragraaf werd een indeling gemaakt op basis van omzettingstechnologie. Eenmaal de energie van de golf omgezet is in een mechanische vorm van energie zijn er nog verschillende opties mogelijk waarbij deze mechanische energie omgezet wordt in elektrische energie. Zo kunnen lineaire of inductiegenerators, turbines, hydraulische persdruk of nog andere systemen gebruikt worden. Figuur 32 toont hiervan een aantal voorbeelden. Merk op dat bij sommige toestellen reeds een opslagsysteem ingebouwd zit, die de geleverde elektriciteit reeds uitmiddelt.



Figuur 32: Mogelijke omzettingsschema's naar elektrische energie voor golfenergie: a) OWC (Pico Plant); b) Ondergedompeld drukverschilssysteem (AWS); c) Point absorber (Aquabuoy); d) Overtoppingssysteem: Wavedragon e) Attenuator: Pelamis, (IEA-OES *et al.*, 2009b). PM generator: Permanent Magnet Generator.

### 3.2.4 Golfenergieconvertoren geschikt voor het BDNZ

Vooraleer op zoek te gaan naar de meeste geschikte WECs voor het BDNZ dienen eerst de golfcondities op het BDNZ in herinnering gebracht te worden:

- Het BDNZ heeft een relatief beperkte waterdiepte;

- Er heerst een matig golfklimaat , met geen al te extreme golfhoogtes (zie § 3.3);
- De bodem bestaat uit een zacht bodemsubstraat;
- Er is een getijdenvariatie van 3,5m (N) tot 5,5m (Z) bij springtij;
- Het BDNZ heeft een beperkte vrije ruimte.

Rekening houdend met deze condities kan men op zoek gaan naar geschikte WECs. Dit is echter niet zo eenvoudig, vermits verschillende WECs zich in verschillende ontwikkelingsstadia bevinden en er wegens het gebrek aan betrouwbare testresultaten en standaarden enkel uitgegaan kan worden van informatie die de ontwikkelaars tot nu toe kunnen vrijgeven. Bovendien worden de meeste toestellen niet ontwikkeld voor de condities op het BDNZ, maar voor de plaatselijke condities bij de ontwikkelaar of meer algemenere condities. Uiteraard kan een toestel altijd aangepast worden aan bepaalde condities. Het toestel kan bijvoorbeeld kleiner gedimensioneerd worden of een andere verankering gebruiken.

In het rapport 'Ocean Energy: Global development status' (IEA-OES *et al*, 2009c) is in appendix een uitgebreide lijst van beschikbare technologieën voor golfenergieconversie te vinden. Ook op de website van EMEC (EMEC, 2009a) is een overzicht terug te vinden, die bovendien up-to-date gehouden wordt in functie van nieuwe ontwikkelingen. Uit deze lijst is een korte selectie gemaakt van de voorlopig meest geschikte toestellen voor het Belgische deel van de Noordzee.

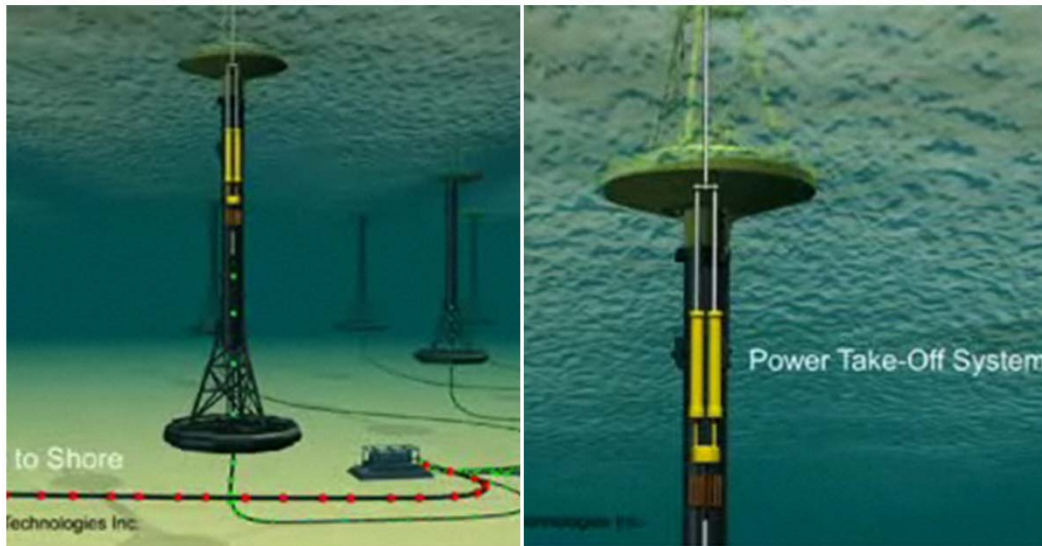
#### 3.2.4.1 De Wave Star

Het eerste toestel dat interessant kan zijn is de Wave Star van het Deense bedrijf Wave Star Energy (Figuur 24). Dit toestel is ontworpen voor een Noordzeegolfklimaat van gemiddeld 8 kW/m. Het toestel bestaat uit een platform met daaraan een groot aantal vlotters die op en neer bewegen met de golven van de zee. De vlotters bewegen elk een hydraulische piston in een cilinder waardoor olie op hogere druk wordt gebracht in een hydraulisch systeem. De hoge druk drijft een hydraulische motor aan die op zijn beurt een generator aandrijft. Het platform, alsook de vlotters afzonderlijk, kunnen zichzelf uit de zee oplichten wanneer nodig. Dit kan nodig zijn bij extreme getijdenverschillen of bij hevig stormweer. Voor zijn elektriciteitsproductie hanteert de Wave Star een strategie waarbij meerdere vlotters samenwerken om één generator aan te drijven. Meer informatie is te vinden op de website van Wave Star Energy (Wave Star Energy, 2009).

#### 3.2.4.2 De PowerBuoy

Een tweede toestel dat eventueel interessant kan zijn is de PowerBuoy van de Amerikaanse firma Ocean Power Technologies. Dit toestel is ontworpen voor een hoger golfklimaat dan dat van de Noordzee. De PowerBuoy is echter een interessant toestel dat in verschillende maten gemaakt kan worden en zo kan worden afgesteld op het golfklimaat van de Noordzee. De PowerBuoy bestaat uit een drijvend torusgedeelte en een verzwaarde ondergedompelde structuur. Deze twee delen zijn gekoppeld aan elkaar via een geleiding en een hydraulische piston. Door de golfbeweging bewegen deze twee delen in het water ten opzichte van elkaar en wordt olie op hoge druk gebracht waarmee een hydraulische motor wordt aangedreven. De hydraulische motor drijft op zijn beurt een generator aan. Er bestaat reeds een PowerBuoy van 40 kW (doorsnede van 3,5 m en lengte van 14,6 m) en een PowerBuoy van 150 kW (doorsnede van ca 7 m en lengte van ca 20 m). De PowerBuoy van 40 kW kan bijvoorbeeld dienen als autonome elektriciteitsbron ergens offshore. Een diepte bij laagtij van minstens 20 m is voor deze PowerBuoy van 40 kW

noodzakelijk. De 40 kW PowerBuoy heeft reeds meer dan 3 jaar testervaring achter de rug langsheen de kusten van Oregon en Hawaii. Dit toestel overleefde reeds verschillende stormen. Het concept van de PowerBuoy is te zien in Figuur 33. Meer informatie is te vinden op de website van Ocean Power Technologies (Ocean Power Technologies, 2009).



Figuur 33: Het concept van de PowerBuoy golfenergieconverter (Ocean Power Technologies, 2009).

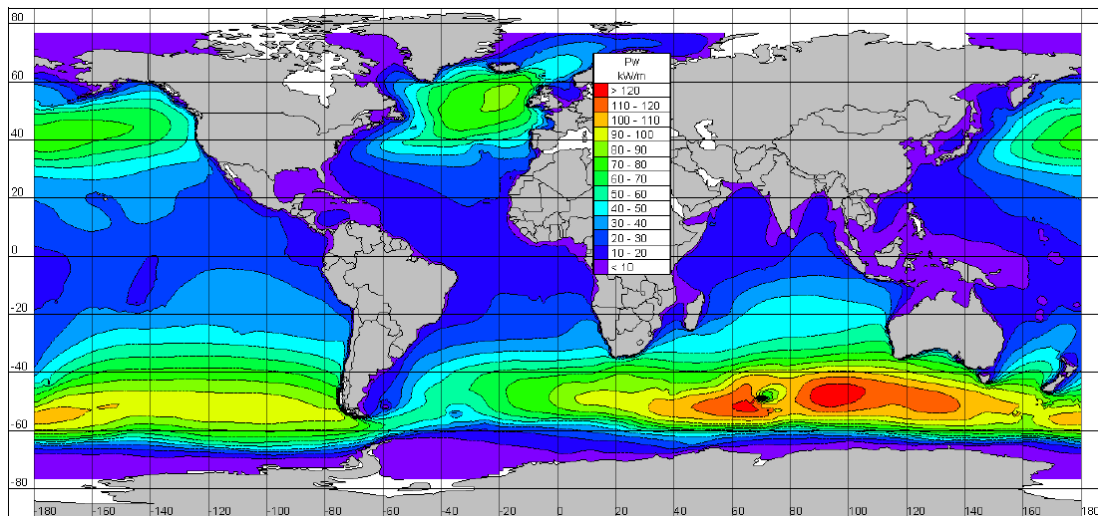
#### 3.2.4.3 De B1 (Fred Olsen)

Een derde toestel dat interessant kan zijn is de B1 van het Noorse bedrijf Fred Olsen Ltd. en medeontwikkeld via het Europese Seewecproject. Dit toestel is ontworpen voor een beperkt tot matig golfklimaat. Het kan derhalve getest en later eventueel gebruikt worden op het BDNZ. Het toestel bestaat uit een boei drijvend op het water, die via een kabel verbonden is aan de zeebodem. Bijkomend is er nog een extra waakverankering van het toestel voorzien. De boei beweegt op een neer met de golven. De kabel drijft een lier aan die dan de generator aandrijft. Een eerste full scale model van 40 kW (B1) is reeds geproduceerd en ligt reeds sinds april 2009 op zee nabij Oslo. De B1 is te zien in Figuur 23. Meer informatie is te vinden op de website van Seewec (Seewec Consortium, 2009).

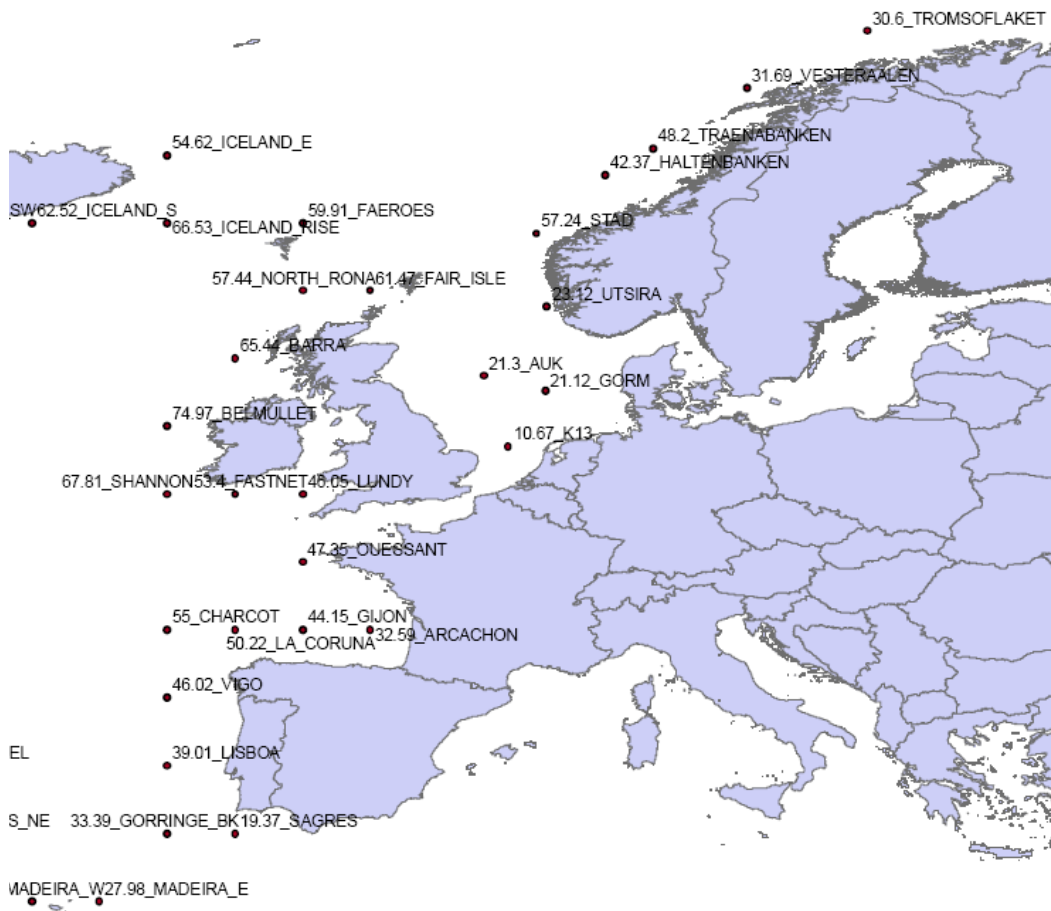
### 3.3 Golfenergie: potentieelinschatting

In deze paragraaf wordt het potentieel voor golfenergie op het BDNZ bepaald. Hiervoor werd een combinatie van boeidata en een numeriek model gebruikt om een realistisch, maar ook gebiedsdekkend resultaat te bekomen. Het gebruikte numeriek model biedt een eerste inschatting van de golfvoortplanting, maar kan niet alle fysische processen van de golfvoortplanting omvatten. Een overzicht van de ruimtelijke verdeling van de golfenergie wordt gegeven in Figuur 34 (globaal) en Figuur 35 (Europa). Vooral de breedteligging tussen 40° en 60°, zowel in de noordelijke als de zuidelijke hemisfeer, beschikken over een hoog vermogen. In de noordelijke hemisfeer zijn de landmassa's wel een beperkende factor in het golfvermogen. Het is ook vrij duidelijk dat van de Europese landen Ierland, het Verenigd Koninkrijk, Portugal en in

mindere mate ook Frankrijk en Noorwegen blootgesteld zijn aan hoge golven en dus het potentieel van golfenergie hoog is.



Figuur 34: Globale verdeling van het golfvermogen (Cornett, 2008).



Figuur 35: Europees golfklimaat (in kW/m) op basis van een WAM modellering: data van het WERATLAS project (Pontes, 1997; Murray, 2004).

### 3.3.1 Methodologie

Om het potentieel golfenergie op het BDNZ te begroten dient men in eerste instantie gegevens te bekomen over het aanwezige golfklimaat, in de vorm van golfhoogte, -periode en –voorkomingsfrequentie. Een combinatie van een golfhoogte en –periode noemt men een zee-toestand (Eng.: *sea state*), deze komt overeen met een karakteristieke hoeveelheid golfenergie.

Op het BDNZ baat de Vlaamse Hydrografie een netwerk uit van meetboeien en -palen, die langjarige tijdreeksen (> 10 jaar, afhankelijk van de boei) over het golfklimaat bieden. Deze boeien bieden betrouwbare informatie op een bepaalde puntlocatie, als nadeel hebben ze echter dat ze enkel representatief zijn voor een bepaalde zone rond de boei.

In het ideale geval gebruikt men deze boeidata om een numeriek golfvoortplantingsmodel op te bouwen, die dan via een *hindcast* de tijdreeksen van de boeien reproduceert. Een opbouw van een dergelijk model viel echter buiten het opzet van deze studie. In het BOREAS-project (Belgian Ocean Energy Assessment) zal een dergelijk golfvoortplantingsmodel wel opgebouwd worden.

Om toch een idee te hebben van de ruimtelijke verdeling van golfenergie op het BDNZ werd een tussenoplossing uitgewerkt. Hierbij werd de ruimtelijke trend van golfenergie bepaald met het bestaande WAM-PRO numeriek golfmodel voor het jaar 2003-2004. Via een *optimale interpolatie* techniek werden de boeidata dan gebruikt om de ruimtelijke verdeling van het golfklimaat te begroten.

In volgende paragrafen wordt eerst beknopt de mathematische achtergrond besproken, daarna de beschikbare boeidata en daarna de ruimtelijke interpolatietechniek. Voor meer informatie omtrent de mathematische beschrijving van golven en golfenergie, wordt verwezen naar de literatuur (Goda, 2000; Janssen, 2004; Holthuijsen, 2007; Cruz, 2008).

### 3.3.2 Boeidata (Beels, 2009)

Het meetnet van de Vlaamse Banken (beheerd door de Vlaamse Hydrografie) baat een netwerk uit van 6 meetboeien en -palen, die gebruikt werden in deze analyse. Een overzicht van deze boeien is gegeven in Tabel 11.

Tabel 11: Eigenschappen van de meetboeien van de Vlaamse Hydrografie gebruikt in deze studie.

Name of location	Type of buoy	Longitude (WGS 84)	Latitude (WGS 84)	Wave data interval
Westhinder	Wavec	2 ° 26 ' 52 "E	51 ° 23 ' 12 "N	1990-2004
ZW-Akkaert	Waverider	2 ° 48 ' 12 "E	51 ° 24 ' 29 "N	1984-2004
Trapegeer	Waverider	2 ° 34 ' 59 "E	51 ° 08 ' 15 "N	1994-2004
Oostende(1)	Waverider	2 ° 55 ' 14 "E	51 ° 14 ' 34 "N	1997-2002
Oostende(2)	Directional Waverider	2 ° 55 ' 14 "E	51 ° 14 ' 34 "N	2002-2005
Wandelaar	Waverider	3 ° 03 ' 02 "E	51 ° 23 ' 32 "N	1995-2004
Bol van Heist	Wavec	3 ° 11 ' 43 "E	51 ° 23 ' 25 "N	1985-2004

Ter ondersteuning van het C-Power project is in februari 2008 op de Thorntonbank ook een boei geïnstalleerd. Voor dit project beschikte men over de data van februari 2008 t.e.m. februari

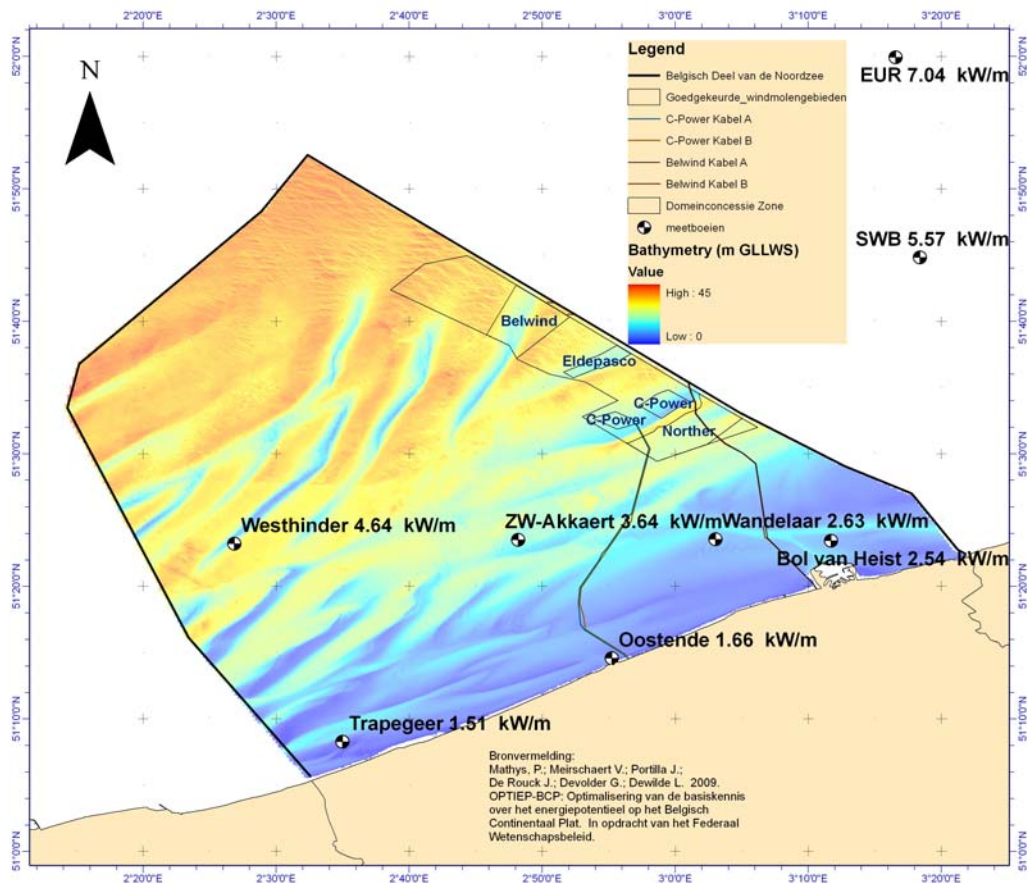


2009. Hoewel deze éénjarige reeks te kort is om een betrouwbaar langjarig gemiddeld golfvermogen in te schatten, geeft dit toch een indicatie, zeker in vergelijking met de corresponderende periodes van de andere meetboeien. In de ruimtelijke interpolatie is deze boei echter niet gebruikt (omwille van de beperkte tijdsperiode).

### 3.3.2.1 Uitbreiding boeidata rond het BDNZ

De boeien van het meetnet van de Vlaamse Hydrografie werden uitgebreid met 2 boeien op het Nederlandse Deel van de Noordzee: Schouwenbank en Euro. De data werden ter beschikking gesteld door Rijkswaterstaat (Beels, 2009).

Dit laat toe om de ruimtelijke interpolatie op te vatten als een *interpolatie* en niet als een *extrapolatie*, in het bijzonder voor de domeinconcessiezone. Het volledig overzicht van de gebruikte boeien is weergegeven in Figuur 36. Ook de toegekende en in het Belgisch Staatsblad gepubliceerde domeinconcessies voor windmolenparken zijn aangeduid. Merk op dat op Rentel ook een domeinconcessie verkregen heeft, maar deze is nog niet gepubliceerd en dus zijn de exacte coördinaten nog niet bekend. Ook de uitbreidingsaanvragen voor C-Power en Eldepasco zijn op deze kaarten niet weergegeven.



Figuur 36: Overzicht van de gebruikte boeien en hun respectievelijke gemiddelde golfenergie (op basis van langjarige boeidata), met de bathymetrie als achtergrond (Van Lancker *et al.*, 2007; BMM, 2008; Beels, 2009).

Tevens werd gezocht naar betrouwbare boeilocaties op het zeegebied van respectievelijk Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk. Zowel het geval van het Verenigd Koninkrijk (VK) als

Frankrijk is er geen boeidata in de onmiddellijke nabijheid van het BDNZ beschikbaar voor de begroting van het golfenergievermogen.

Het Verenigd Koninkrijk beschikt echter wel over een *UK Wave Atlas* (ABPMER Ltd *et al.*, 2008a; ABPMER Ltd *et al.*, 2008b). Dit is een Atlas op basis van een numeriek model. De uitvoerpunten in de nabijheid van deze *UK Wave Atlas* zijn echter niet weerhouden voor de ruimtelijke interpolatie. De redenen hiervoor zijn terug te vinden in de methodologie en de calibratie van het numerieke model:

- Enerzijds bieden boeidata (binnen de foutenmarge van de metingen) accurate en betrouwbare metingen op een puntlocatie. Een uitvoerpunt van een numeriek model heeft grotere onzekerheden dan boei-data. Het is dus methodologisch niet consistent om een uitvoerpunt van een numeriek model gelijkwaardig te behandelen als boeidata.
- Het numeriek golfvoortplantingsmodel in het VK is gecalibreerd op slechts 9 boeien, maar geen enkele is gelegen in de nabijheid van het BDNZ. De dichtst gelegen boeien zijn *Lyme Bay* en *Greenwich*, beiden gelegen in de Frans-Engelse Kanaalzone. Indien men de waarden van het numerieke model vergelijkt met de boeidata bekomt men een overschatting van het golfvermogen van 71% (respectievelijk 6,95 ipv 4,07 voor *Lyme Bay*) en 40% (respectievelijk 5,6 i.p.v 7,85 voor *Greenwich*). De verklaring die hiervoor gegeven wordt, ligt respectievelijk in de ondiep water effecten die niet gemodelleerd worden in *Lyme Bay* en het meetschip dat gebruikt werd voor *Greenwich*. De auteurs van de *UK Wave Atlas* besluiten dan ook dat de betrouwbaarheid van het golfvermogen laag is in de afgeschermdde zeegebieden (ABPMER Ltd *et al.*, 2008b).

Omwille van bovenstaande redenen zijn de uitvoerpunten van het numeriek model van het VK dan ook niet in beschouwing genomen.

### 3.3.2.2 Berekening van het golfvermogen op basis van de boeidata

Voor de begroting van de hoeveelheid golfenergie werd als volgt te werk gegaan. Voor elk van deze boeien werd het *scatter diagram* beschikbaar gesteld door de Vlaamse Hydrografie. Een *scatter diagram* geeft de frequentie van voorkomen (% van de tijd) van de verschillende *sea states* voor een bepaalde meetperiode en bepaalde wind richting. Een *sea state* is gedefinieerd door de significante golfhoogte  $H_s$  en de gemiddelde golf periode,  $T_m$ . Een voorbeeld van een scatterdiagramma is gegeven in Tabel 12. Hieruit kan men bv. afleiden dat een golf met een significante golfhoogte  $H_s$  tussen 1,5 en 2 m en een gemiddelde periode  $T_m$  tussen 5,5 en 6,5s. 2,02% van de tijd voorkomt. De som van alle voorkomingsfrequenties is natuurlijk 100 (%).

Tabel 12: Jaarlijks gemiddelde scatterdiagramma voor alle windrichtingen te Westhinder (periode 1/7/1990 tem 30/06/2004). Bron: Vlaamse Hydrografie.

	$T_m$ [s]									Sum
	0- 2.5	2.5- 3.5	3.5- 4.5	4.5- 5.5	5.5- 6.5	6.5- 7.5	7.5- 8.5	>8.5		
$H_s$ [m]										
<b>0.0-0.5</b>	0.05	4.52	12.33	4.07	0.55	0.06	0.01	-		21.58
<b>0.5-1.0</b>	0.01	6.12	20.51	8.38	1.91	0.3	0.02	-		37.25
<b>1.0-1.5</b>	-	0.29	11.63	8.98	1.83	0.27	0.02	-		22.02
<b>1.5-2.0</b>	-	-	1.89	6.46	2.02	0.27	0.01	-		10.65
<b>2.0-2.5</b>	-	-	0.04	2.67	2.00	0.42	0.01	-		5.14
<b>2.5-3.0</b>	-	-	-	0.57	1.17	0.5	0.02	-		2.26
<b>3.0-3.5</b>	-	-	-	0.04	0.46	0.26	0.04	-		0.8
<b>3.5-4.0</b>	-	-	-	-	0.09	0.07	0.05	-		0.21
<b>4.0-4.5</b>	-	-	-	-	0.02	0.03	0.02	-		0.07
<b>4.5-5.0</b>	-	-	-	-	-	0.01	-	-		0.01
<b>&gt;5.0</b>	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Sum	0.06	10.93	45.4	31.17	10.05	2.19	0.2	-		100

Ter volledigheid wordt vermeld dat de Wavec en Directionele Waverider boeien geanalyseerd werden via spectraalanalyse, terwijl de Waverider boeien geanalyseerd zijn via tijdsdomeinanalyse.

De basisformule voor het golfvermogen voor diep water condities luidt:

$$P = \frac{\rho g^2}{64\pi} H_{m0}^2 T_{m-1,0}$$

Met

P het golfvermogen per eenheidslengte van de golfkruin [kW/m],

$\rho$  is de densiteit van zeewater: 1025 [Kg/m<sup>3</sup>];

g is de gravitaire versnelling, 9,81 [m/s<sup>2</sup>],

$H_{m0}$  =  $H_s$  is de significante golfhoogte [m], en

$T_{m-1,0}$  is de gemiddelde golfperiode [s].

Bij de bepaling van het golfvermogen dicht bij de kust wordt rekening gehouden met de waterdiepte ter plaatse.

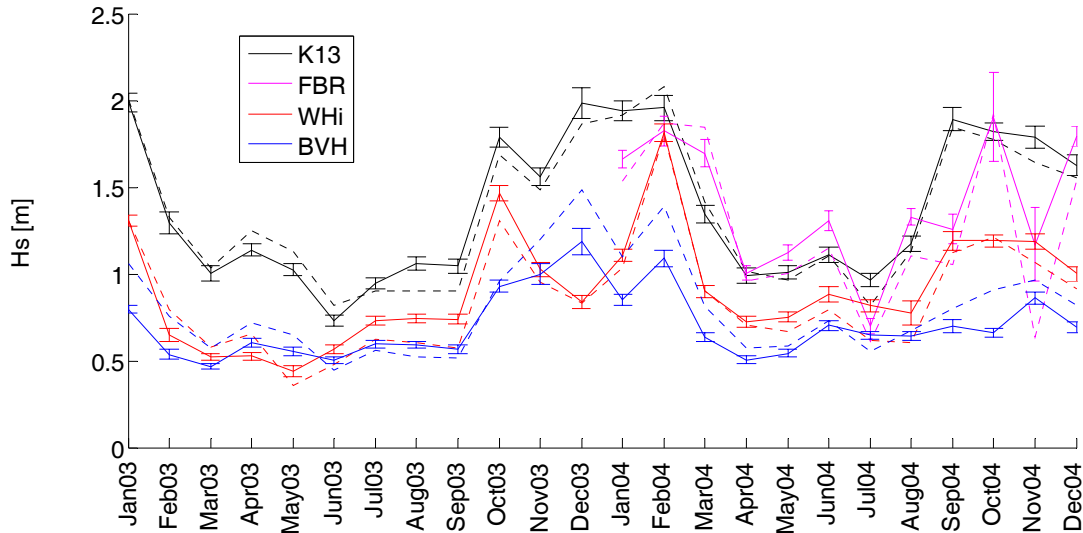
De gevonden waarde per sea state, samen met de voorkomingsfrequentie (zie Tabel 12 als voorbeeld) laat toe het gemiddelde beschikbaar golfvermogen te bepalen. Deze werkwijze werd gevolgd voor elke boei. De resultaten per boeilocatie zijn vermeld op Figuur 36.

### 3.3.3 Numeriek golfvoortplantingsmodel WAM-PRO

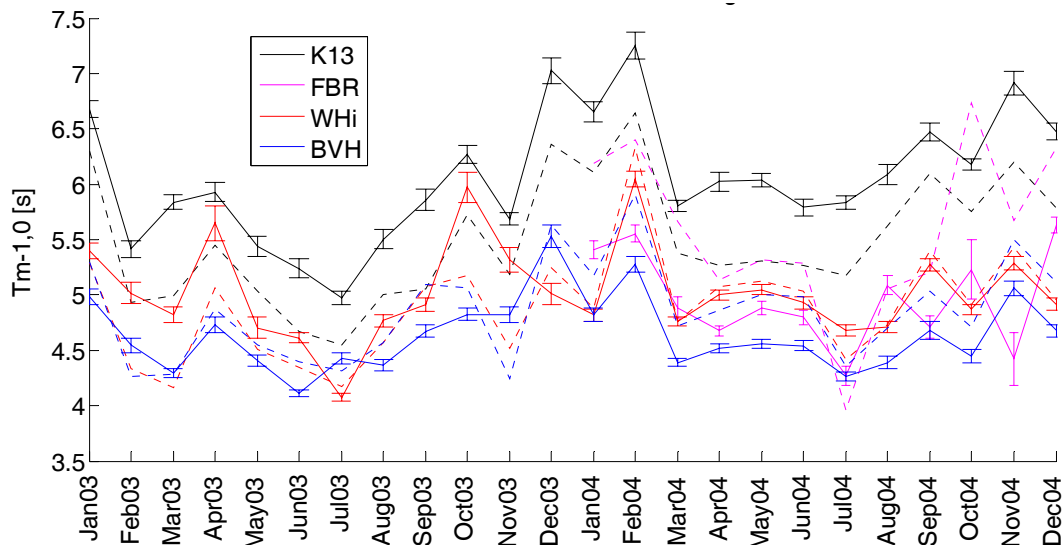
WAM is een derde generatie spectraal golfmodel (Komen *et al.*, 1994). In deze studie werd WAM-PRO gebruikt (Monbaliu *et al.*, 2000a), een versie die aangepast werd om golfvoortplanting in ondiep water beter te modelleren. Het model heeft windsnelheden als input (elke 6 uur) van de UK Meteorological Office (verkregen via de BMM). Het moedermodel omvat de hele Noordzee, alsook een deel van de Noorse Zee om zogeheten *swell* golven in te geven op de noordelijke

grens. De gemodelleerde periode is 2003-2004, waarvoor de windsnelheden reeds beschikbaar waren. De gebruikte bathymetrie is deze van het CSM (Continental Shelf Model), dat gedigitaliseerd werd op basis van nautische kaarten (Flather, 1981).

Het model werd geverifieerd t.o.v verschillende boeidata (Beels, 2009; Portilla, 2009), dit is geïllustreerd in Figuur 37 en Figuur 38.



Figuur 37: Significante golfhoogte volgens het WAM-PRO Noordzee model (2003-2004). De volle lijnen zijn de observaties, de stippellijnen de modelresultaten. De foutbalken op de grafiek tonen de variantie op de boeidata per maand. K13: K13(Nederland) ; FBR Fino-Borkumriff (Duitsland); ; WHi: Westhinder; BVH: Bol van Heist.



Figuur 38: : Gemiddelde periode volgens het WAM-PRO Noordzee model (2003-2004). De volle lijnen zijn de observaties, de stippellijnen de modelresultaten. De foutbalken op de grafiek tonen de variantie op de boeidata per maand. K13: K13; FBR: Fino-Borkumriff (Duitsland); ; WHi: Westhinder; BVH: Bol van Heist.

Er is een goede overeenkomst tussen het model en de observaties wat betreft de significante golfhoogte. Voor de gemiddelde golfperiode is er een lichte onderschatting van het model t.o.v de boeidata waar te nemen voor de K13 boei. Een lagere gemiddelde golfperiode wijst op het feit dat de golfenergie in het model zich bij hogere frequenties bevindt. Omgekeerd vindt men t.h.v BVH (Bol Van Heist) een lichte overschatting van de golfperiode. Uit de grafieken kan men ook duidelijk de seizoensvariatie afleiden (hogere golfhoogtes in de winter).

Vanuit het moedermodel zijn 2 geneste modellen gecreëerd, waarbij het model **Local 2** gebruikt werd voor de verdere ruimtelijke interpolatie (zie §3.3.4 en Tabel 13). Alle volgende berekeningen van het golfvermogen zijn dan ook gebaseerd op het model **Local 2** (Monbaliu *et al.*, 2000b; Osuna, 2002).

Tabel 13: Karakteristieken van het WAM-PRO Noordzee model en de 2 geneste modellen.

	Noordzee		Local1		Local2	
Resolutie	(°)	(Km)	(°)	(Km)	(°)	(Km)
Breedteligging resolutie	1/3	~36,6	1/15	~7,2	1/45	~2,4
Lengteligging resolutie	1/2	~47,7	1/10	~8,7	1/30	~2,8
COORDINATEN	[°]		[°]		[°]	
Meest noordelijke breedte	71,17		55,50		52,63	
Meest zuidelijke breedte	12,25		48,50		49,23	
Meest oostelijke lengte	47,83		9,25		4,75	
Most westelijke lengte	-12,25		-2,75		0,05	

### 3.3.3.1 Berekening van het golfvermogen op basis van de numerieke data

Met dezelfde formule zoals beschreven in § 3.3.2.2 wordt het golfenergievermogen berekend.

Deze berekening geeft dan een ruimtelijke trend van het golfvermogen weer, op basis van een hindcast van 2 jaar (**het zogeheten ‘ongecorrigeerde’ model**). Dit numeriek model, dat niet alle fysische golfinteracties modelleert in ondiep water, geeft dus de ruimtelijke variatie weer, en niet zozeer de absolute waarden van het golfvermogen als dusdanig. De absolute waarden worden weergegeven door de boeien, vandaar de koppeling tussen de boeien en het model via een ruimtelijke interpolatie techniek, het resultaat hiervan is het **‘gecorrigeerde’ model**.

## 3.3.4 Ruimtelijke interpolatie techniek

### 3.3.4.1 Methodologie

Om de schaarse boei-observaties te koppelen aan de gebiedsdekkende resultaten van het numeriek model werd een *Optimale Interpolatie* (OI) methode gebruikt (Bouttier *et al.*, 1999). De bedoeling is om de fout tussen het model en de boei-observaties te corrigeren om zo een continu, gebiedsdekkend en betrouwbaar golfvermogen te berekenen. De gecorrigeerde golfvermogens worden uitgedrukt als een lineaire combinatie van de model en boeidata:

$$x_a = x_b + \mathbf{K}(y - \mathbf{H}x_b)$$

Met  $x_a$  het gecorrigeerde golfvermogen (Analysis)

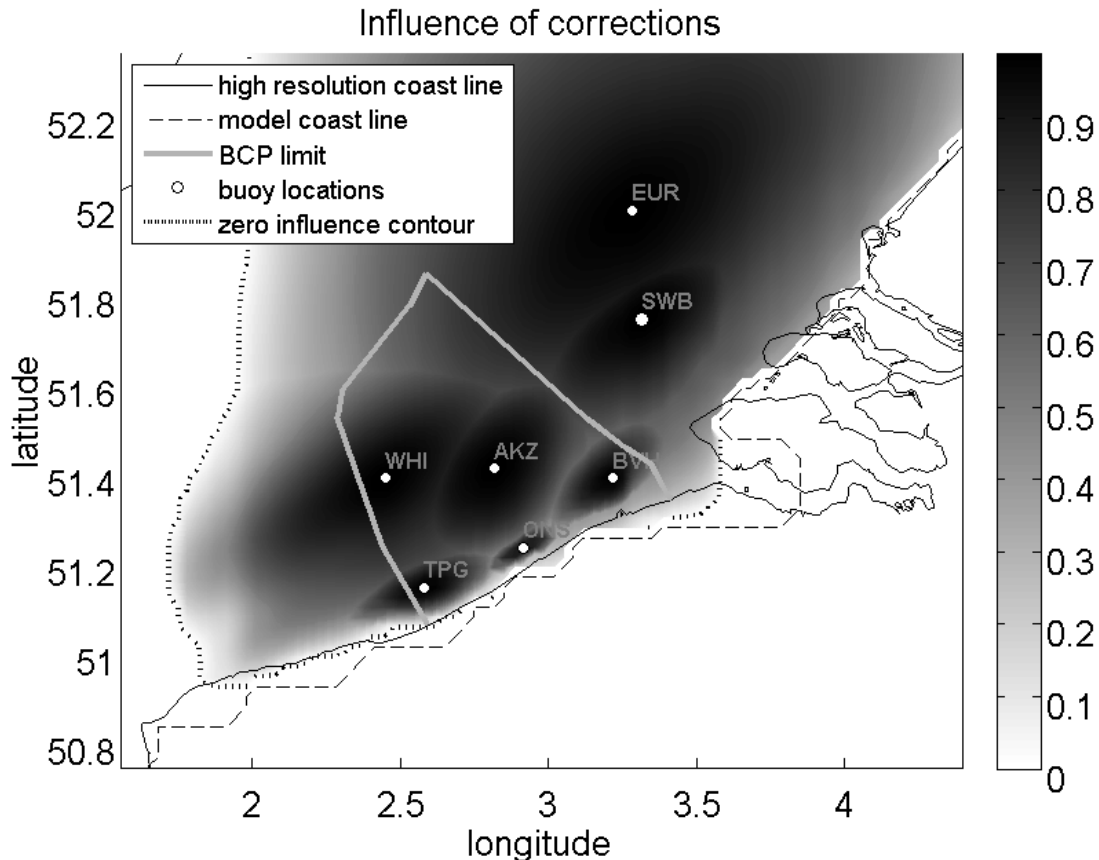
$x_b$  het origineel berekende golfvermogen van het model (Background);

$y$  is de vector met de boei-observaties,

$\mathbf{H}$  is de observatie operator om de boeidata geografisch te linken aan de modeldata;

$\mathbf{K}$  is de correctiematrix

$\mathbf{K}$  wordt berekend op basis van het model: zo wordt rondom de boeien naar locaties gezocht die een hoge ruimtelijke correlatie voor de golfhoogte en –periode vertonen. De waarden van  $\mathbf{K}$  bepalen het gewicht van de boeidatacorrecties ten opzichte van de de modeldata. Daarop worden exponentiële uitdovingsfuncties gesuperponeerd om de correctieafstand te bepalen. De correctieafstand geeft de maximale afstand weer waarbij een boei een omliggend punt kan beïnvloeden (in dit geval werd deze ingesteld als de afstand tot de kust). Zodoende wordt rondom elke boei een correctiezone bepaald, deze is weergegeven in Figuur 39. Een boei die verder uit de kust ligt heeft een grotere correctiezone.



Figuur 39: De invloedzones van de verschillende boeien Westhinder (WHI), Zuid Akkaert (AKZ), Bol van Heist (BVH), Trapegeer (TPG), Oostende (ONS), Euro (EUR), en Schouwenbank (SWB).

Uit Figuur 39 kan men afleiden dat sommige locaties door meerdere boeien gecorrigeerd worden. Indien hier geen beperking opgelegd zou worden, zou een punt door meerdere boeien

teveel gecorrigeerd kunnen worden, met een fout resultaat als gevolg. Om dit te vermijden, werd aan alle punten van het numeriek model een wegingsfactor voor de correctiezones toegekend. Deze wegingsfactor wordt iteratief bepaald, via de kleinste kwadraten methode tussen de boeidata en de gecorrigeerde modelresultaten. Zodoende kan men schrijven:

$$x_a = x_b + \alpha_1 \mathbf{K}_1 (y_1 - \mathbf{H}x_b) + \alpha_2 \mathbf{K}_2 (y_2 - \mathbf{H}x_b) + \alpha_3 \mathbf{K}_3 (y_3 - \mathbf{H}x_b) + \dots$$

Of:

$$x_a = x_b + \sum_i \alpha_i \mathbf{K}_i (y_i - \mathbf{H}x_b)$$

Waarbij de coëfficiënten  $\alpha_i$  bepaald werden via de kleinste kwadraten methode, en beperkt in het bereik 1 tot -1. De waarde voor Westhinder werd op 0,8 gehouden, omdat op deze manier de beste overeenstemming t.h.v Westhinder tussen de boeidata en het numerieke model gevonden werd. Westhinder is immers de meetpaal die het verst gelegen is uit de kust.  $\mathbf{K}_i$  is de correctiematrix voor een bepaalde boei en  $y_i$  is de geobserveerde boeidata. De te minimaliseren fout voor de kleinste kwadraten methode wordt dan gegeven door:

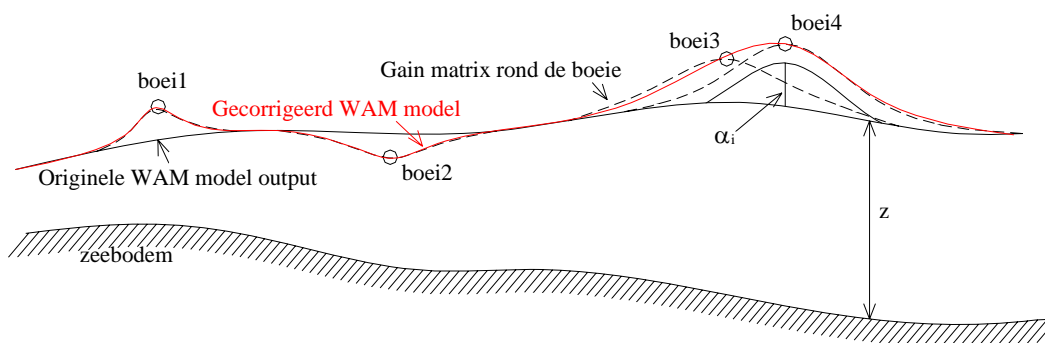
$$J(\alpha) = \sum_i (x_a^i - x_b^i)^2$$

En de optimale wegingsfactor (waarbij de fout tussen boeidata en het numeriek model dus minimaal is), volgt uit

$$\nabla J(\alpha) = 0$$

Met als beperking dat  $0 \leq |\alpha_i| \leq 1$

Deze methode is grafisch voorgesteld in Figuur 40, de gestreepte lijnen tonen de individuele invloedszone en de rode lijn toont het uiteindelijke (gecorrigeerde) resultaat. Deze invloedszones zijn bepaald op langjarige ruimtelijke correlaties (2003-2004) op basis van golfperiode  $T_{m-1,0}$  en golfhoogte,  $H_{m0}$ . In een punt van het modelgrid zal dus hoofdzakelijk met zichzelf gecorrigeerd zijn, maar deze correlatie verminderd met de afstand en ook de verschillende golfvoortplantingsprocessen. Deze methodologie maakt dus gebruik van de statistische eigenschappen en fysische eigenschappen van het golfklimaat om de correcties door te voeren.



Figuur 40: Grafische voorstelling van de optimale interpolatie techniek.

### 3.3.4.2 Resultaten

In deze paragraaf worden de resultaten van de *Optimale Interpolatietechniek* voorgesteld. De resultaten zijn weergegeven in Tabel 14 en Figuur 41. In Figuur 41 wordt de vergelijking tussen de observaties (langjarig) en het model (2003-2004) weergegeven, voor zowel het ongecorrigeerde model (dus zonder de optimale interpolatie techniek) en met het gecorrigeerde model (dus met de *optimale interpolatietechniek*).

Tabel 14: Golfvermogens: vergelijking van de boeidata (op basis van verschillende tijdsintervallen) en de originele en gecorrigeerde output van het numeriek model. Tevens zijn de gebruikte correctiefactoren  $\alpha_i$  weergegeven.

Golfvermogen in kW/m	Observaties			Model, ongecorrigeerd	Model, gecorrigeerd	Model correctie factor $\alpha_i$ (-)	
	Periode	Beels (2009) (jaartallen)	Feb. 2008-Feb. 2009	2003-2004	2003-2004	2003-2004	nvt
WHI		4,64 ('90-'04)	4,08	3,14	3,20	4,56	0,8
AKZ		3,64 ('84-'04)	3,17	2,48	3,12	4,11	-1
TPG		1,51 ('94-'04)	1,29	1,34	2,15	1,93	1
ONS		1,66 ('97-'05)	1,21	1,24	1,92	2,04	1
WAN		2,63 ('95-'04)	-	-	2,65	3,47	/
BVH		2,54 ('85-'04)	1,90	1,69	2,02	2,54	-0,0858
TNT		-	3,89	-	3,45	4,97	/
SWB		5,57 ('79-'02)	-	-	3,73	5,64	0,2874
EUR		7,04 ('79-'02)	-	-	4,63	6,78	0,7542

In Figuur 41 wordt de vergelijking tussen de observaties (langjarig) en het model (2003-2004) weergegeven, voor zowel het ongecorrigeerde model (dus *zonder* de optimale interpolatie techniek) en met het gecorrigeerde model (dus *met* de optimale interpolatie techniek). Volgende zaken zijn waar te nemen op Figuur 41:

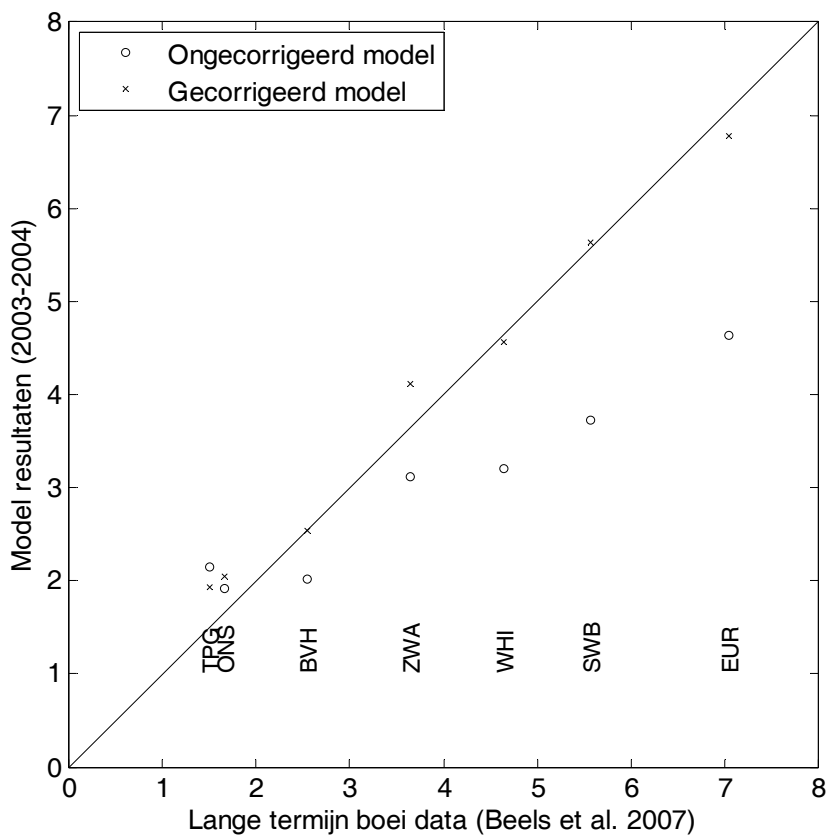
- De resultaten van het **ongecorrigeerde** numerieke model zijn lager dan de observaties voor de locaties BVH, ZWA, WHI, SWB en EUR. Dit is vrij logisch, vermits bij deze figuur de **langjarige** observaties vergeleken worden met modelresultaten van **2 jaar**. Bovendien hebben deze 2 jaren (2003-2004) een lager golfvermogen dan het langjarig gemiddelde. Dit wordt weergegeven in Figuur 42 en Tabel 14. Hierop is duidelijk te zien dat 2003 en 2004 jaren waren met een lager golfvermogen, bv. WHI: langjarig gemiddelde is 4,64 kW/m, voor 2003-2004 is dit 3,14 kW/m. Dit is echter geen probleem, aangezien uit het numeriek model de ruimtelijke trend bepaald wordt, en niet de absolute waarden van het golfvermogen als dusdanig.
- De resultaten van het **gecorrigeerde** numerieke model zijn hoger dan de observaties voor de locaties TPG en ONS, dit zijn de locaties dicht bij de kust. De oorzaak is hier te vinden in de het numerieke model, dat niet in staat is om correct om alle ondiep water golfvoortplantingsprocessen te modelleren. Bovendien is de digitalisatie van de kustlijn vrij



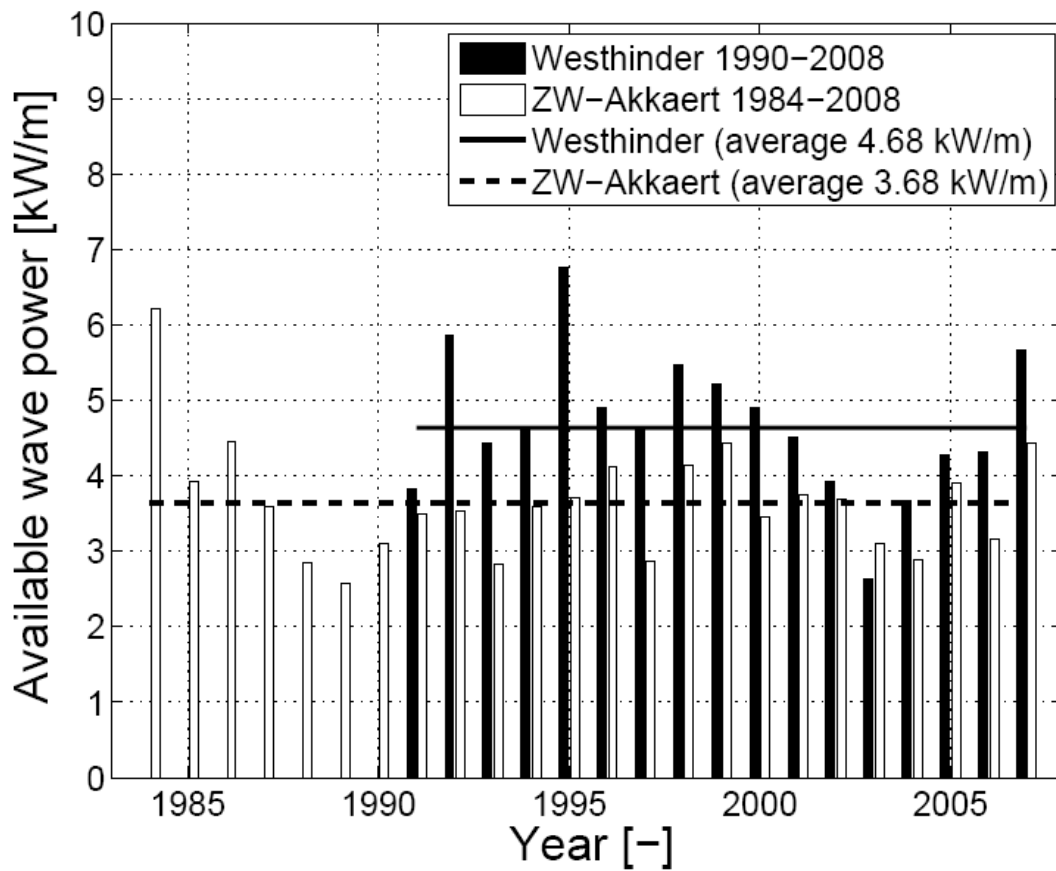
grof, waardoor de resultaten in de nabijheid van de kust dan ook met de nodige omzichtigheid geïnterpreteerd moeten worden.

- De resultaten van het **gecorrigeerde** numerieke model zijn in goede overeenstemming met de observaties, vermits dit natuurlijk het criterium is voor de correctiefactoren. De locaties BVH, WHI, SWB en EUR vertonen een zeer goede overeenstemming. ZWA wordt in het model licht overschat, dit komt omdat de correctiefactor  $\alpha_{WHI}$  zo gekozen werd (0,8) dat een goede overeenstemming voor WHI bekomen werd, en de versterkingsmatrix van WHI gedeeltelijk de locatie ZWA beïnvloedt.

Algemeen kan men dus stellen dat het gecorrigeerde model goede overeenstemming vertoont met de observaties, maar dat de zone nabij de kust minder betrouwbaar is omwille van de specifieke golfvoortplantingsprocessen die niet in het model opgenomen zijn. Voor de zones nabij de kust wordt aanbevolen om met de data van de meetboeien te werken.

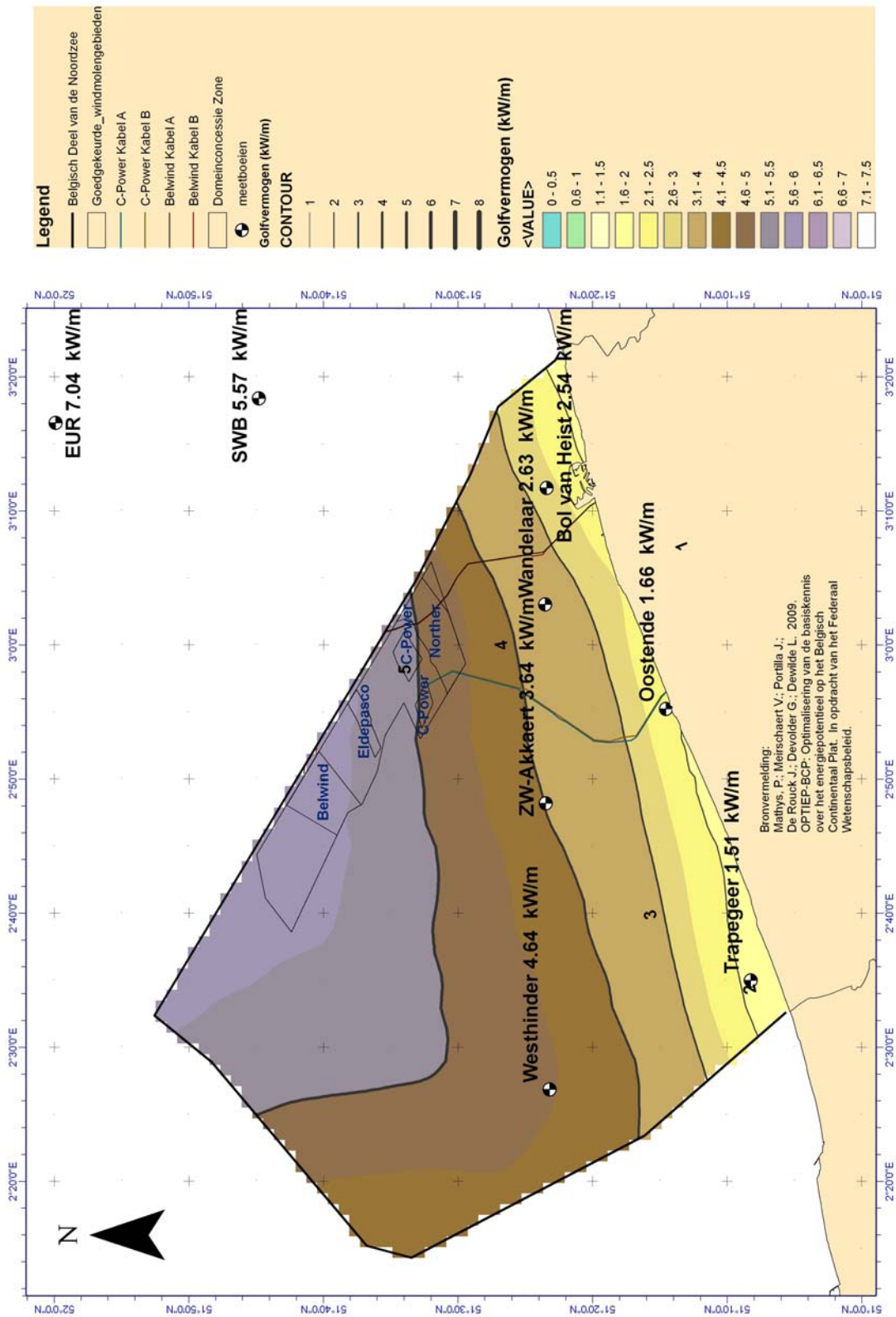


Figuur 41: Vergelijking met de boeidata en de resultaten van het numerieke model, voor het ongecorrigeerde model en het gecorrigeerde model (met de Optimale Interpolatietechniek). De volle lijn geeft de 1/1 lijn weer (het ideale geval).



Figuur 42: Jaarlijkse variatie van het golfvermogen volgens de observaties voor Westhinder en ZW-Akkaert. Merk op dat de beschouwde tijdsperiode hier langer is (t.e.m. 2008) en dat het gemiddeld vermogen iets hoger ligt door de hoge waarden van 2005 t.e.m. 2007 (Beels, 2009).

In Figuur 43 wordt dan het eindresultaat weergegeven. Deze kaart geeft de langjarige observatiepunten weer, alsook de ruimtelijk trend van het golfvermogen. Algemeen geldt dat hoe verder men uit de kust gaat, hoe hoger het golfvermogen wordt. Uitzondering hierop is de NW-zone, waar de invloed van de kustlijn met het VK reeds voelbaar is. De NO zone van het BDNZ, inclusief de domeinconcessiezone, beschikt over het hoogste golfklimaat.



Figuur 43: Golfvermogen op het BDNZ, op basis van een Optimale Interpolatietechniek.

## 3.4 Besluit

Na een kort overzicht van de bestaande technologieën, werd in dit hoofdstuk een eerste inschatting gemaakt van de ruimtelijke variatie van het potentieel van golfenergie op het BDNZ, op basis van boeidata en een ruimtelijke interpolatietechniek. Belangrijk is dat deze techniek zeker beperkingen heeft, voor een grondige analyse wordt dan ook verwezen naar het BOREAS (Belgian Ocean Energy Assessment) project.

Het BDNZ wordt in hoge mate afgeschermd van de hoog-energetische Atlantische golven door het VK. Het langjarig gemiddelde over de hoogste energetische boei bedraagt 4,64 kW/m (te Westhinder), maar deze studie toont aan dat hogere vermogens te verwachten zijn in het NO deel van het BDNZ in de grootte-orde van 5,5-5,8 kW/m. Dit vermogen is nog vrij beperkt in vergelijking met andere Europese landen die blootgesteld zijn aan Atlantische golven. Anderzijds zijn de storm golfhoogtes op het BDNZ beperkt, waardoor de toestellen niet blootgesteld worden aan de zeer grote Atlantische golven. Zo is de golf met een retourperiode van 100 jaar beperkt tot 6,6m.

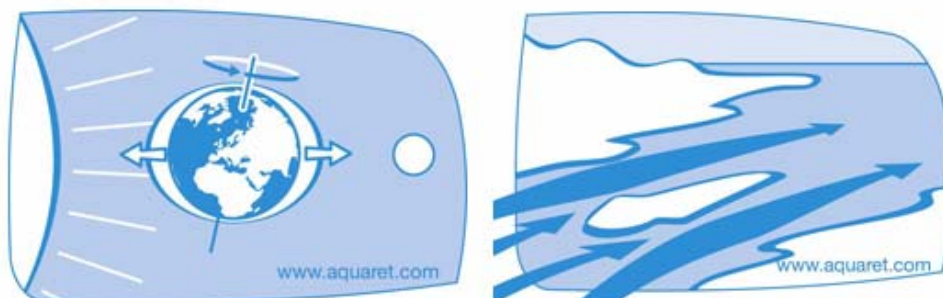
Een basisgegeven voor golfenergie is dat de energieproductie (en dus de opbrengst) voornamelijk bepaald wordt door de gemiddelde golf terwijl de structuur zelf (dus de kost) bepaald wordt door de extreme golven. Samengevat kan men stellen dat het beperkt golfvermogen enerzijds en het niet optreden van extreme golven anderzijds het BDNZ zeer geschikt maakt voor het opzetten van testlocaties.

Afhankelijk hoe snel de technologie zich ontwikkelt in functie van de kostprijs van de geproduceerde elektriciteit (het zogeheten 'leereffect'), kan golfenergie in de toekomst een bijdrage leveren tot de elektriciteitsproductie in België.

## 4 Getijdenergie op het BDNZ

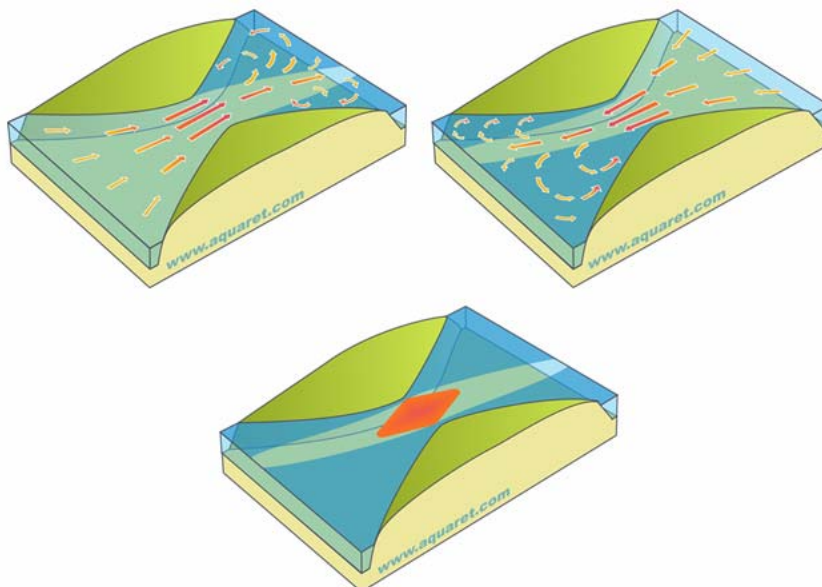
### 4.1 Getijdenenergie: introductie

Getijdenenergie exploiteert de natuurlijke eb- en vloedstroming van de kustwateren die wordt veroorzaakt door de gravitatievelden van de aarde, de maan en de zon. Stromingen worden versneld door vernauwingen, zowel in de breedte (landgrens) als in de diepte (verhoging van het zeebed). Dit is te zien in Figuur 44 en Figuur 45.



Figuur 44: Getijdenwerking en getijdenstroming (Aquaret, 2009a).

Hoge stromingen in de zee worden vaak veroorzaakt door topografische eigenschappen, zoals landtongen, inhammen en zeestraten of door de vorm van de zeebodem en wanneer water door nauwe zeekanalen wordt gestuwd. Getijdenenergie op het BDNZ volgt een sinusoidale curve met de grootste stromingen gedurende de springtij-vloedstroming. Bij eb is de stroming doorgaans iets zwakker dan bij vloed. De stroming van het zeewater moet sterk genoeg zijn om bruikbaar te zijn voor energieproductie.



Figuur 45: Werking van getijdenstroming en gebied met de sterkste stroming (Aquaret, 2009a).

Eigenlijk zijn er twee soorten getijdenenergie mogelijk: stromingsenergie uit de kinetische energie van de getijden en energie uit de potentiële energie van een waterbekken gevuld door de getijdenwerking. In dit document wordt enkel de stromingsenergie en de technologie voor de

omzetting van deze stromingsenergie in elektriciteit beschouwd. In vergelijking met golfenergie kan getijdenstromingsenergie eenvoudig berekend worden.

De formule om de kinetische energie in stroming te berekenen is dezelfde als voor windenergie.

$$P = \frac{1}{2} \eta \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Met

P : het vermogen [W]

$\rho$  : de dichtheid van het fluïdum (hier zeewater i.p.v. lucht) [1025 kg/m<sup>3</sup>]

$\eta$  : de efficiëntie van de turbine [-]

A : de dwarsdoorsnede (in het verticale vlak) van de turbine [m<sup>2</sup>]

v : de stromingssnelheid van het fluïdum [m/s]

Enkele opmerkingen bij deze formule:

- **Het vermogen is evenredig met de derde macht van de stromingssnelheid.** Als de stromingssnelheid verdubbelt, neemt het vermogen dus toe met een factor 8. In open zee zijn de stromingssnelheden meestal vrij laag, maar door geografische verstoringen (zee-engtes, beperkte waterdieptes) kan de snelheid plaatselijk verhogen.
- **Het vermogen is proportioneel met de verticale dwarssectie van het systeem.** Als deze oppervlakte verdubbelt, verdubbelt het vermogen eveneens.
- **Het vermogen is afhankelijk van de dichtheid van het fluïdum.** Aangezien water een grotere dichtheid heeft dan lucht, heeft getijdenstromingsenergie een grotere energiedichtheid dan windenergie. De gemiddelde snelheid van wind ligt echter veel hoger dan de gemiddelde snelheid van onderwaterstroming in de zee.
- Het vermogen dat geproduceerd kan worden is tenslotte nog afhankelijk van de efficiëntie van de turbine. Deze efficiëntie is afhankelijk van de turbine en de stromingssnelheid.

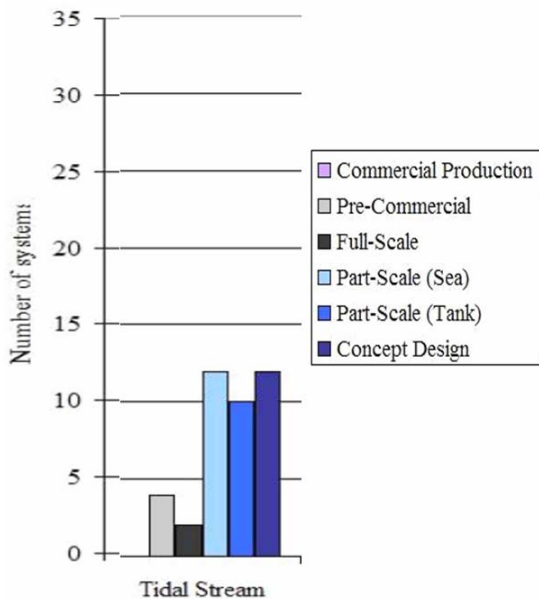
## 4.2 Getijden energie convertoren

Vooraleer de verschillende types getijden- of stromingsenergieconvertoren te bespreken op basis van hun werkingsprincipe, wordt kort eerst de marktontwikkeling van deze convertoren besproken. Dit is nodig omdat de technologie nog in ontwikkeling is en er nog geen marktconvergentie naar één bepaalde technologie heeft plaatsgevonden (dit in tegenstelling tot windenergie, waar de markt duidelijk naar de 3-bladige horizontale as windturbine is geconvergeerd).

Gedurende de laatste jaren werden er meerdere soorten getijdenenergieconvertoren ontwikkeld door een 50-tal teams van over de gehele wereld. Een overzicht van al deze teams en van alle verschillende getijdenenergieconvertoren onder ontwikkeling is weergegeven op de website van het European Marine Energy Centre (EMEC, 2009b). Op deze website worden tevens animaties weergegeven van de getijdenenergieoestellen. Een overzicht van getijdenenergieconvertoren wordt in § 5.2.2 weergegeven.

## 4.2.1 Ontwikkelingsfasen in de markt

De ontwikkelingsstatus van de technologie voor de conversie uit getijdenstromingsenergie werd reeds geanalyseerd in opdracht van instellingen zoals het IEA-OES (International Energy Agency – Ocean Energy Systems Implementing Agreement, (IEA-OES *et al*, 2009c)) of EMEC (EMEC, 2009b). Een samenvattende grafiek is te zien in Figuur 46. Het is duidelijk dat de markt voor getijdenenergie-convertoren zich nog in een vroeg stadium bevindt. Bijna alle toestellen zitten nog in onderzoeks-, ontwikkelings- of testfase. Slechts enkele bevinden zich in de precommerciële fase. Geen enkel toestel bevindt zich al echt in de commerciële productiefase, hoewel sommigen toch al commerciële pilootprojecten opgestart hebben (zoals bv. Marine Current Turbines). Ook hier gelden dezelfde ontwikkelingsfasen zoals beschreven voor golf-energieconvertoren in § 3.2.1.



Figuur 46: Overzicht van de ontwikkelingsstatus van de technologie voor stromingsenergieconversie uit getijden (IEA-OES *et al*, 2009c)

## 4.2.2 Types convertoren

Getijden- of stromingsenergieconvertoren (Tidal current Energy Convertors of TECs) kunnen het best voorgesteld worden als onderwaterturbines. Deze turbines bezitten een generator en eventueel een overbrenging om zo optimaal mogelijk electriciteit te produceren. Ze worden gebruikt om de kinetische energie in de zeestroming te exploiteren. Horizontale en verticale as onderwaterturbines kunnen vergeleken worden met horizontale en verticale as windturbines. Om de stroming te concentreren voor de turbine kan er gebruik gemaakt worden van een convergerende behuizing rondom de turbinebladen. Op deze manier zal er een iets hogere stromingssnelheid worden bekomen en dus ook een hogere energieproductie. Uit het rapport van Powertech Labs (IEA-OES *et al*, 2009c), alsook via de website van het EMEC (EMEC, 2009b) wordt volgende indeling voor getijdenenergieconvertoren voorgesteld (Figuur 47):

- 1) **Horizontale as turbines** (Eng: Horizontal Axis Turbines) waarbij de turbinebladen zijn gemonteerd op een horizontale as. De bladen kunnen eventueel gehuisd worden in een convergerende behuizing (Eng: duct) om de aankomende stroming te versnellen. Een

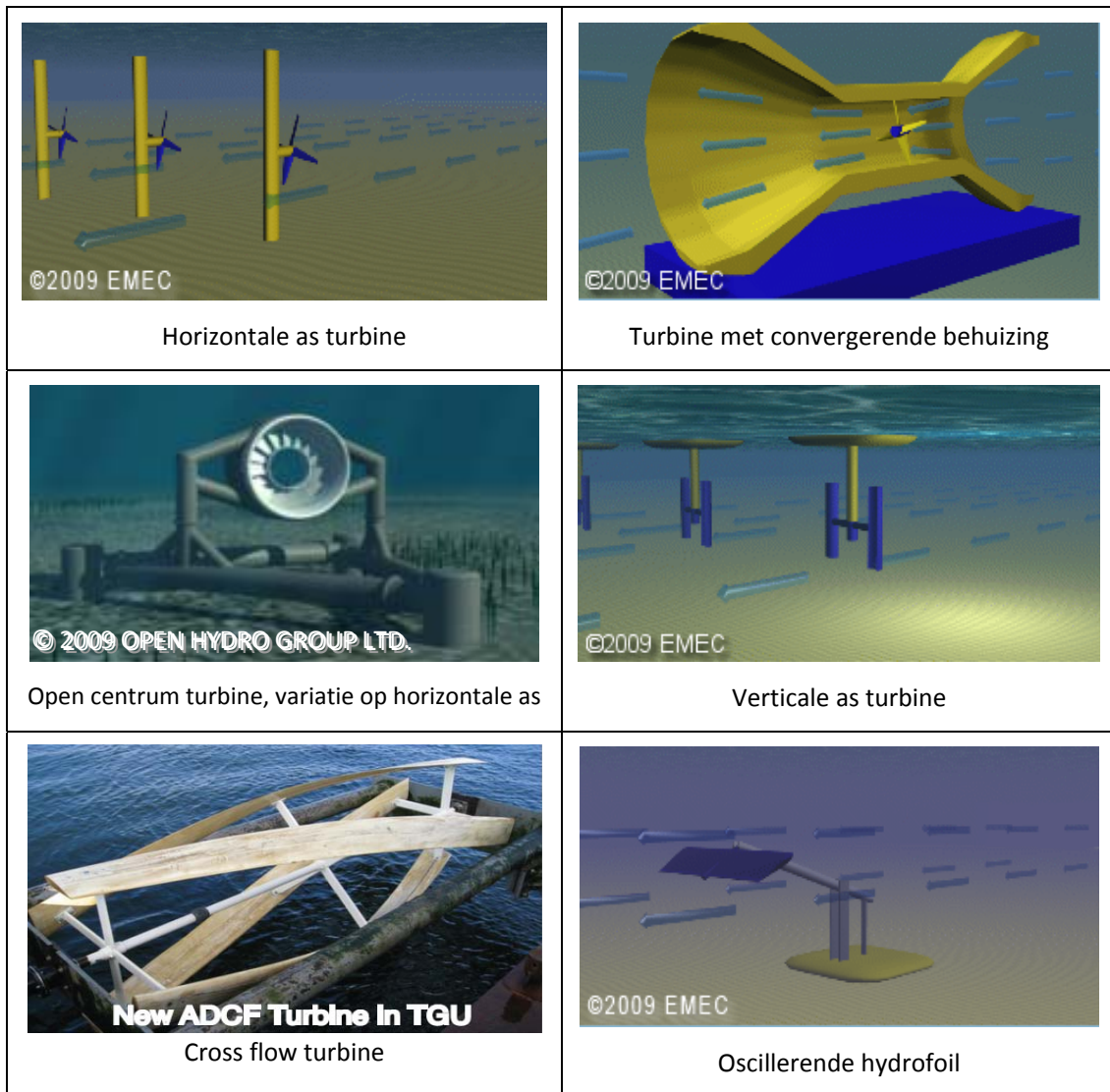
variatie hierop zijn de open centrum turbines (bv. Open Hydro). Bij deze toestellen zijn de bladen gemonteerd op een soort schijf met in het centrum een opening. De rotatieas ligt hier in de richting van de stroming. Ook hier kan een in- of uitlaatconstructie voor een iets hogere stroming zorgen.

- 2) Verticale as turbines (Eng: Vertical Axis Turbines) waarbij de bladen gemonteerd zijn op een verticale as. De stroming is loodrecht op de rotatieas. Ook hier kan een in- of uitlaatconstructie voor een iets hogere stroming zorgen.
- 3) Er zijn de cross flow turbines waarbij de bladen cilindrisch en horizontaal ten opzichte van de bodem worden gemonteerd. De stroming kruist deze bladen, ze is loodrecht aan de as van rotatie.
- 4) Oscillerende vleugels: (Eng: oscillating hydrofoils) bestaande uit een hydrofoil en een oscillerende arm gemonteerd op de bodem. De oscillerende beweging is een gevolg van de lift op de hydrofoil. De oscillerende beweging brengt een hydraulisch systeem op hogere druk via een piston. Via een hydraulische motor kan dan een generator worden aangedreven.

Al deze soorten stromingsconvertoren of TECs (Eng: Tidal Energy Converters) kunnen nog onderverdeeld worden naargelang hun plaatsing in het water:

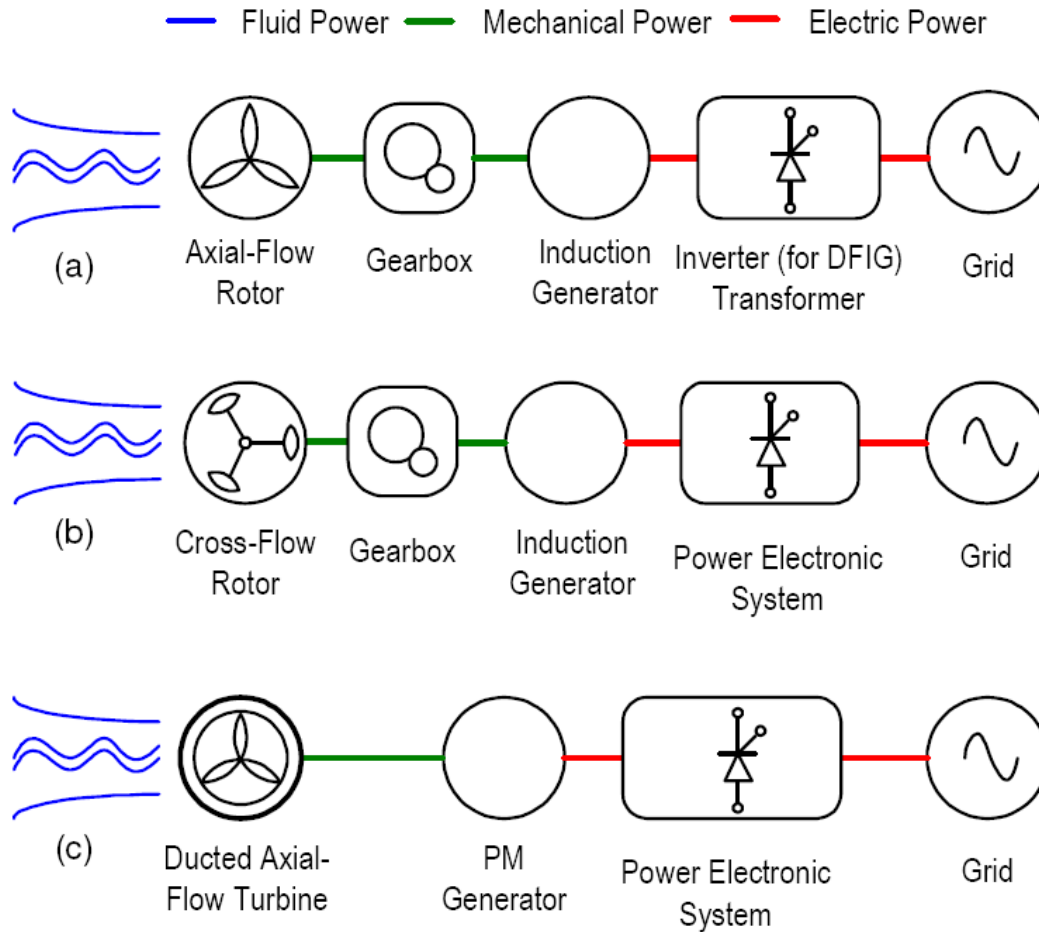
- Op de zeebodem (Eng: bottom mounted);
- Onder water zwevend en verankerd of op een monopile (eventueel in combinatie met de fundering van een windturbine) gemonteerd (Eng: floating under water and moored or pilar mounted);
- Drijvend (Eng: floating).





Figuur 47: Overzicht van de verschillende TECs op basis van het werkingsprincipe (EMEC, 2009b)

Deze indeling op basis van de omzettingstechnologie biedt een goede en praktische classificatie van getijdenenergieconvertoren. Eenmaal de hydrodynamische energie omgezet is in mechanische energie, moet deze verder omgezet worden in elektrische energie (Eng: *Power Take Off* : *PTO*). Ook daar zijn verschillende technologieën voor beschikbaar. Deze zijn sterk afhankelijk van de gebruikte omzettingstechnologie en de ontwikkelaar van het toestel. Enkel voorbeelden worden gegeven in Figuur 48. Een volledige bespreking van dergelijke PTO's valt buiten het kader van deze studie.



Figuur 48: Mogelijke omzettingsschema's naar elektrische energie voor getijdenenergie: a) Horizontale as turbine (SeaGen, Marine Current Turbines), b) Cross-flow turbine (Kobold), c) Horizontale as met geleidingsconstructie (Clean Current). Afkortingen: PM: permanent magnet generator; DFIG: Double Fed Induction Generator (IEA-OES *et al*, 2009b)

#### 4.2.2.1 Horizontale as turbines

Bij horizontale as turbines stroomt zeewater langsheen turbinebladen die op een horizontale as zijn gemonteerd. De turbinebladen ondervinden een liftkracht en zullen bijgevolg in de richting van de liftkracht de as doen ronddraaien. De as drijft een waterdichte generator aan die elektriciteit produceert. Deze turbines kunnen vast op de zeebodem gemonteerd worden of op een paal (Eng: monopile) ondergedompeld worden onder water. Horizontale as turbines kunnen ook drijvend of onder water verankerd worden. In Figuur 49 is een typische horizontale as turbine te zien.



Figuur 49: Bodemgemonteerde horizontale as turbine (Voith Hydro, 2009)

Horizontale as turbines kunnen tevens een convergerende behuizing of duct hebben waardoor het water versneld wordt doorheen de turbine. Hierdoor kan een iets groter vermogen worden geproduceerd. Een horizontale as turbine met convergerende behuizing is te zien in Figuur 50.



Figuur 50: Bodemgemonteerde bidirectionele horizontale as turbine gehuisd in een symmetrische in- en uitlaatconstructie (Lunar Energy, 2009).

#### 4.2.2.2 *Open centrum turbines*

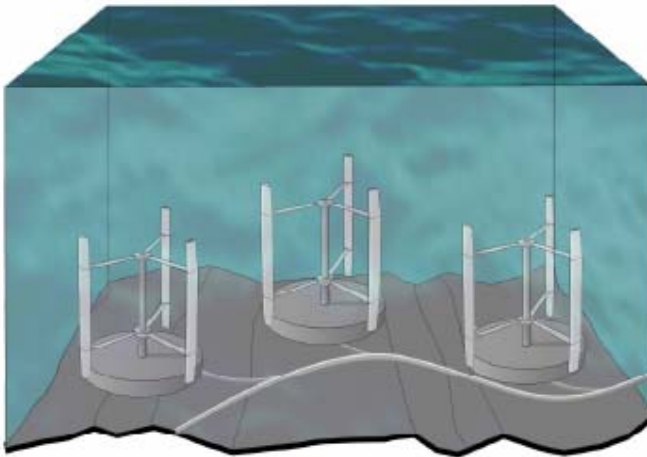
De open centrum turbine heeft een origineel design met weinig zwakke punten. Er is een buitenring die dient als stator en een binnenschijf met bladen die werkt als rotor van de generator. De schijf met bladen is in het centrum open. De schijf zal draaien ten gevolge van de liftkracht die de bladen ondervinden van de waterstroming. Door het draaien van de rotor in de stator wordt een magnetisch veld opgewekt waardoor de generator stroom produceert in de wikkeling van de stator. Dit soort turbine werd ontwikkeld door het bedrijf Open Hydro en is te zien in Figuur 51. Het is een turbine die bedoeld is om op de bodem verankerd te worden, of gravitair geplaatst te worden.



Figuur 51: Bodemgemonteerde open centrum turbine (IEA-OES et al, 2009c)

#### 4.2.2.3 Verticale as turbines

Bij de verticale as turbine wordt een as verticaal in het water gemonteerd met op het uiteinde een generator. Aan de as worden bladen bevestigd horizontaal aan die as in een cilindrische vorm. Wanneer deze turbine in een stroming wordt geplaatst zal die tengevolge van de liftwerking op de bladen beginnen draaien in een bepaalde richting en zo elektriciteit produceren. De draairichting is afhankelijk van de vorm van de bladen. Dit principe wordt gebruikt door o.a. Current Power. Hun verticale as turbine is te zien in Figuur 52.



Figuur 52: Bodemgemonteerde verticale as turbine (Current Power, 2009)

#### 4.2.2.4 Cross flow turbines

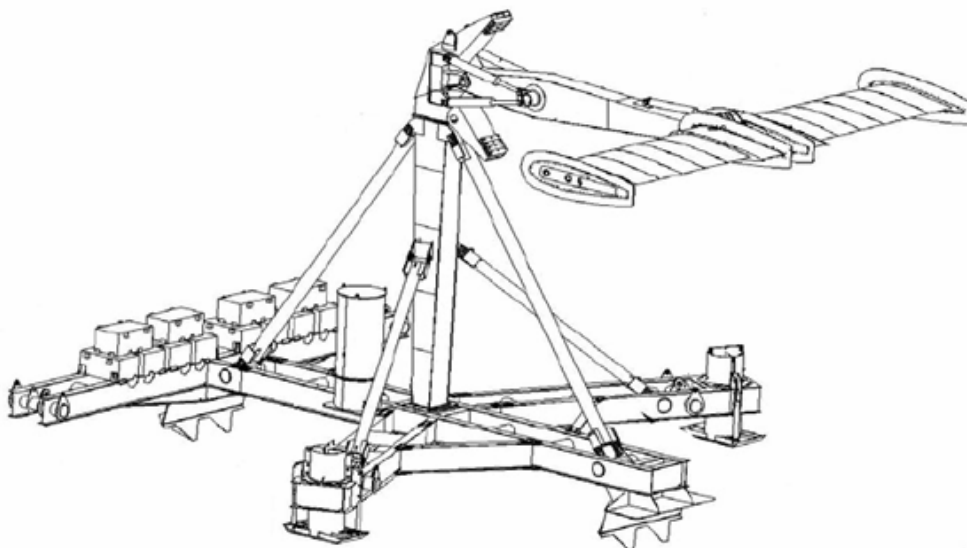
Bij de cross flow turbines hebben we een cilindervormige constructie horizontaal met de zeebodem. De bladen zijn spiraalvormig geconstrueerd en draaien ten gevolge van de kruisende stroming (cross flow) rond in één bepaalde richting. Op het einde zit een generator die elektriciteit produceert. Dit type turbine wordt o.a. gemaakt door het bedrijf Ocean Renewable Power Company. De turbine is te zien in Figuur 53.



Figuur 53: Cross flow turbine klaar om in het water te plaatsen (Ocean Renewable Power, 2009)

#### 4.2.2.5 Oscillerende hydrofoil toestellen

Een volledig andere benadering om energie te extraheren uit onderwaterstroming is door een soort vleugel of hydrofoil op en neer te laten bewegen in de stroming. De hydrofoil of hydrowing is scharnierend bevestigd aan een oscillerende arm gemonteerd op de bodem. De oscillerende beweging is een gevolg van de liftwerking op de hydrofoil. Bij de keerpunten draait de hydrofoil waardoor de aanvalshoek van de stroming verandert en de *wing* dus in de andere richting wordt geduwd. De arm is verbonden met een hydraulische piston die door de oscillerende beweging in en uit een cilinder wordt bewogen. Op deze manier wordt een hydraulisch systeem op hogere druk gebracht. Via een hydraulische motor kan dan een generator worden aangedreven. Dit principe wordt gehanteerd door de firma Engineering Business Ltd. Hun concept, the 'Stingray', is te zien in Figuur 54.



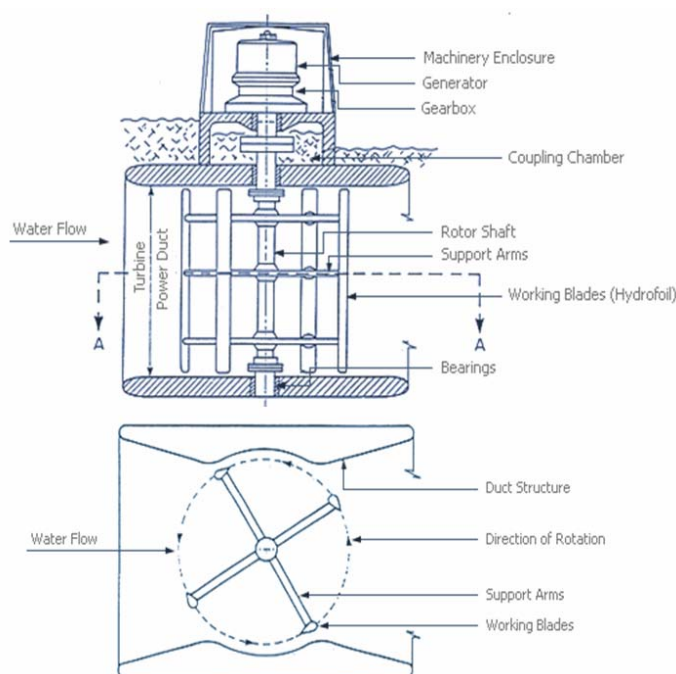
Figuur 54: Stingray assembly (ESRU, 2009)

## 4.2.3 Getijdenenergieconvertoren geschikt voor het BDNZ

Voor een keuze van geschikte toestellen moet rekening worden gehouden met de condities van het BDNZ, reeds opgesomd in § 4.2.3. De beperkte zone en vooral het matige potentieel aan stromingsenergie moet in rekening worden gebracht. Slechts op enkele beperkte plaatsen op het BDNZ wordt een maximale stromingssnelheid bereikt hoger dan 1,5 m/s (ca 3 knopen). Daarnaast is het aangewezen om de stromingssnelheid iets te verhogen via een instroomconstructie. Aangezien op sommige plaatsen de stroming aan de oppervlakte groter is, kan een drijvende turbine efficiënt zijn.

### 4.2.3.1 De Davis hydro turbine

De *Davis hydro turbine* van het bedrijf Blue Energy (Canada) is zo'n drijvende verticale as turbine met een duct voor verhoging van de stromingssnelheid. Het Davis Hydro turbine concept is te zien in Figuur 55.



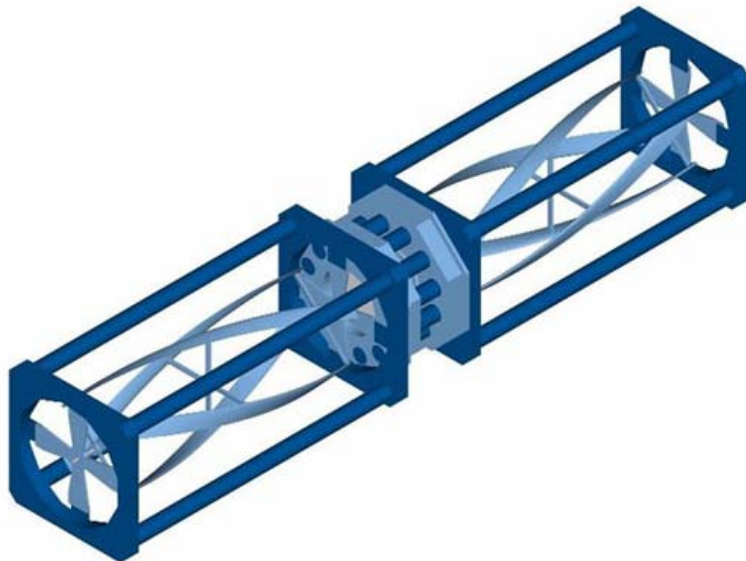
Figuur 55: Het Davis Hydro turbine concept (Blue Energy, 2009)

Al de kritische componenten van de Davis hydro turbine zijn gelokaliseerd boven het water. De installatie en het onderhoud van deze turbine is daardoor gemakkelijk. De vier vaste turbinebladen van deze turbine zijn verbonden met een verticale as die een variabele snelheidsgenerator aandrijft via een overbrenging. De rotor is gemonteerd in een stevige mariene behuizing die het water doorheen de turbine leidt en de generator en overbrenging ondersteunt. De turbinebladen maken gebruik van het hydrodynamische liftprincipe waardoor deze in beweging komen. Een crossflow design zorgt ervoor dat de rotatie van de turbine unidirectioneel is voor zowel ebstroming als vloedstroming. De turbine is ontworpen om te werken tijdens een volledige getijdenwerking met een typische opstartsnelheid van 0.514 m/s (1 knoop (Blue Energy, 2009)). Bij hogere snelheden produceert de turbine vrij efficiënt elektriciteit. De efficiëntie van deze turbines bij lagere snelheden is nog onbekend. De projecten met dit soort toestellen schat

men vrij groot in (meerdere MW). In de toekomst is het mogelijk dat de efficiëntie van de turbine nog wordt geoptimaliseerd voor lage stromingssnelheden.

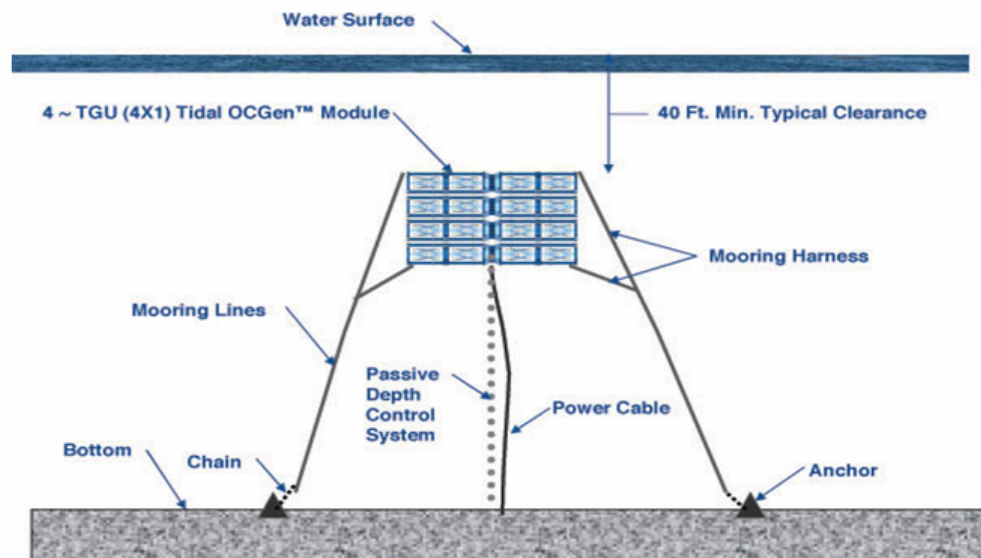
#### 4.2.3.2 TGU Turbine

Rekening houdend met de ondiepe wateren langsheen de Belgische kust, is een cross flow turbine een goede oplossing om een ruimere stromingsoppervlakte te gaan benutten op het BDNZ. De TGU turbine van het bedrijf Ocean Renewable Power Company (USA) is zo'n cross flow turbine concept. Een prototype van deze turbine is reeds getest op zee. De efficiëntie is nog laag, vooral bij lage stromingssnelheden of wanneer de stroming niet via de juiste hoek intreedt. Deze turbines kunnen in serie geschakeld worden of zelfs in veelvoud gestapeld worden in de stroming. Het is de bedoeling dat er geen hinder is voor de scheepvaart alsook geen visuele hinder. Het TGU turbine concept is te zien in Figuur 56. In Figuur 57 is een installatie van verschillende modules weergegeven.

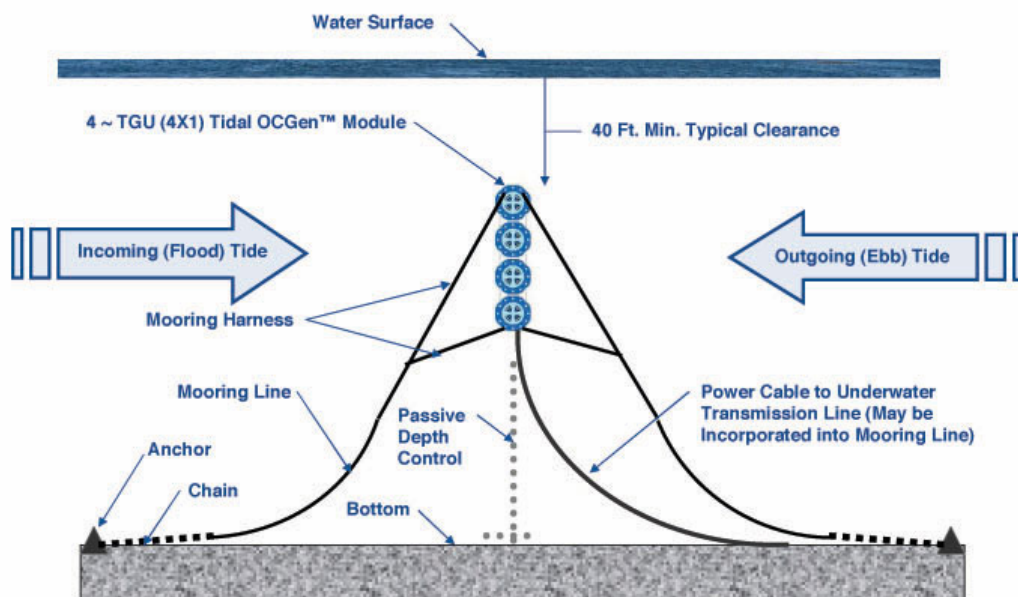


Figuur 56: Het TGU turbine concept (Ocean Renewable Power, 2009)

Front View



Side View



Figuur 57: Installatie van verschillende TGU modules (Ocean Renewable Power, 2009)

#### 4.2.3.3 SmarTurbine

Een concept met verschillende kleine horizontale as turbines kan tevens interessant zijn voor het BDNZ. Een voorbeeld hiervan is de Smarturbine van Free Flow Power (VS). De Smarturbine is vergelijkbaar met de Open Hydro turbine (Ierland). De SmarTurbine heeft een geïntegreerd turbine generator systeem met slechts één bewegend deel (de rotor) en een behuizing die zorgt voor een convergerende versnellende stroming aan de inlaat van de turbine. De SmarTurbine bevat een microprocessor om monitoring van de turbinewerking op afstand toe te laten en om het koppel op de generator bij verschillende stromingssnelheden te variëren. Op deze manier kan de turbinewerking geoptimaliseerd worden. De technologie van Free Flow Power



is geschikt voor hydrokinetische applicaties met lage snelheid. Er zijn geen smalle openingen in combinatie met hoge snelheden, dus voor de mariene fauna zou er geen gevaar mogen zijn. De SmarTurbine-generator is dus een permanente magneet, *direct drive generator* met inlaatopeningen en één bewegend gedeelte, de rotor met bladen (Free Flow Power, 2009). Ze is te zien in Figuur 58. Op dit moment zijn er enkel nog maar testen gebeurd met een 1,4 m diameter versie en een 3 m diameter versie. Verschillende modules kunnen gemonteerd worden op een paal (Eng: *monopile*) onder water. Dit is te zien in Figuur 59.



Figuur 58: Smarturbine (Free Flow Power, 2009)



Figuur 59: Meerdere SmarTurbinen op een monopile (Free Flow Power, 2009)

Merk op dat de drie aangegeven toestellen nieuwe technologieën in ontwikkeling (conceptfase) betreffen. Bepaalde informatie wordt nog niet vrijgegeven omwille van de commerciële belangen, andere informatie is nog niet beschikbaar en zal moeten voortkomen uit verdere tests met dit soort turbines. Naast deze 3 vermelde TECs zijn er meerdere andere TECs in ontwikkeling (zie ook § 4.2.2). De technologieën die het meest geschikt zijn voor het Belgische deel van de Noordzee kunnen dus nog verschillen naar de toekomst toe.

## 4.3 Getijden: potentieelinschatting

Zoals eerder aangegeven, wordt in dit hoofdstuk de *getijdenstromingsenergie* op het BDNZ begroot. Deze stromingen worden gekenmerkt door zowel snelheid als richting, en zijn moeilijker te meten en te begroten dan de waterstand. In dit hoofdstuk wordt dan ook gebruik gemaakt van een numeriek hydrodynamisch model dat de getijdenstromingen op het BDNZ begroot. De berekening van het vermogen is gebaseerd op dezelfde mathematische achtergrond voor windenergie, en is vrij eenvoudig in vergelijking met de methode voor de berekening van golfenergie. In volgend hoofdstuk wordt niet verder ingegaan op de oorsprong en werking van getijden als dusdanig, alsook de verschillende componenten die het getij bepalen, hiervoor wordt verwezen naar de literatuur (Wahr, 1995; Hicks *et al.*, 2006; ABPMER Ltd *et al.*, 2008b; IEA-OES *et al.*, 2009a).

Energiewinning uit getijdenstromingen is vaak interessant als zij hindernissen of steile gradiënten ervaart, waarbij de stromingen versneld wordt. Vaak zijn deze versnellingen zeer lokaal. Dit maakt een globale inschatting van de getijdenstromingsenergie moeilijk indien men niet over gedetailleerde informatie beschikt. Bovendien kan niet alle energie onttrokken worden, vermits de stroming dan zou stilvallen. In de windenergie is de zogeheten Betz-limiet<sup>11</sup> algemeen aanvaard, deze limiet stelt dat op basis van een puur theoretische beschouwing een geïdealiseerde windturbine maximaal 59% van de inkomende energie kan onttrekken. Deze limiet is ook van toepassing op getijdenstromingsenergie.

Getijdenstromingsenergie is perfect voorspelbaar, hetgeen een uitzonderlijke eigenschap is tegenover andere hernieuwbare energiebronnen, maar is wel sterk gefaseerd. De belangrijkste cycli zijn de dagelijkse eb-en vloedcyclus en de 14-daagse springtij- endoodtijcyclus.

Ook het snelheidsprofiel over de waterkolom is belangrijk. De hoogste stroomsnelheden bevinden zich aan het wateroppervlak, de laagste stroomsnelheden op de bodem (te wijten aan de wrijving en energiedissipatie met de bodem). Dit sluit echter niet uit dat andere verticale profielen kunnen voorkomen, zeker na bepaalde verstoringen in de stromingen. Omwille van deze reden is het dus belangrijk om duidelijk te vermelden op basis van welke snelheden het vermogen berekend wordt. In deze studie werden dieptegemiddelde stroomsnelheden gebruikt. Andere vaak gebruikte snelheden zijn de bovenste 10m (belangrijk voor navigatie), of de bovenste helft van de waterkolom (vermits daar de meeste energie aanwezig is).

### 4.3.1 Methodologie

In deze paragraaf wordt eerst de dataset besproken die gebruikt werd voor de inschatting van het potentieel. Daarna wordt de gehanteerde methodologie toegelicht.

#### 4.3.1.1 Numeriek voortplantingsmodel *Optos- $\mu$ -BCP (BMM)*

Om het potentieel van getijdenstromingsenergie te begroten, werden de resultaten van het operationele stromingsmodel opgebouwd in de COHERENS-software van de BMM (Beheers-eenheid van het Mathematisch Model van de Noordzee) gebruikt (Luyten *et al.*, 1999; Fettweis *et al.*, 2003; BMM, 2008).

<sup>11</sup> Zie bv. [http://en.wikipedia.org/wiki/Betz'\\_law](http://en.wikipedia.org/wiki/Betz'_law)

COHERENS (Coupled Hydrodynamical Ecological model for REgional Shelf Seas) is een vrij beschikbaar, 3D hydrodynamisch model dat ontwikkeld werd voor kust- of zeegerelateerde processen. De COHERENS hydrodynamische module berekent de stroomsnelheid en de waterstand als gevolg van de getijdenwerking en de meteorologische omstandigheden (keuze tussen 2D, m.a.w. dieptegemiddeld) of 3D. De hydrodynamische module kan eveneens gekoppeld worden aan een biologie-, sediment- of contaminatie-module, deze zijn echter niet relevant in het kader van deze studie. De softwarecode implementeert het behoud van massa en momentum. De vergelijkingen worden opgelost aan de hand van de eindige elementen methode op een *gestaggerd* grid. Specifiek wordt er bovendien voor gezorgd dat het dieptegemiddelde resultaat van een 3D-model gelijk is aan het 2D-model. Voor meer informatie wordt verwezen naar de COHERENS handleiding (Luyten *et al*, 1999).

Met de COHERENS-software werd het (OPTOS-)μ-BCZ model ontwikkeld (verderop in de tekst: μ-BCZ genoemd). Het μ-BCZ model berekent de stroomsnelheid en de waterstand als gevolg van de getijdenwerking en de meteorologische omstandigheden (wind en atmosferische druk). Dit model is eigenlijk een genest model van het grotere OPTOS-NOS model (dat de ganse zuidelijke Noordzee en een deel van het Frans-Britse Kanaal omvat). Het OPTOS-NOS model vereist input van de de getijden componenten aan de randen van het model. De halfdagelijkse getijdencomponenten<sup>12</sup> zijn  $M_2$ ,  $S_2$ ,  $N_2$  en  $K_2$  en de belangrijkste dagelijkse getijdencomponenten zijn  $K_1$ ,  $O_1$ ,  $P_1$  en  $Q_1$ . Vooral  $M_2$  (de halfdagelijkse maan component) is de belangrijkste getijdencomponent (zeker voor de Noordzee), deze heeft de gekende periode van 12h25min. Deze component is dan ook hoofdzakelijk verantwoordelijk voor de dagelijkse eb- en vloedcyclus. De interactie tussen  $M_2$  en  $S_2$  (de halfdagelijkse zoncomponent, met een periode van 12h) is verantwoordelijk voor de verschillen tussen spring- en doodtij. De andere componenten veroorzaken kleinere verschillen over de getijdencyclus heen. De koppeling met het geneste μ-BCZ model gebeurt dan via een koppeling van stroming en waterstand. Het μ-BCZ model heeft een ruimtelijke dekking van 51°N tot 51,9°N en 2°E en 4,2°E (WGS84 coördinaten). De resolutie bedraagt 812m in de lengteligging en 772m in de breedteligging. Deze resolutie is voldoende om de stromingen op het BDNZ globaal te beschouwen, maar is niet voldoende om in detail sterke verstoringen van de stroomsnelheden (in de bathymetrie of in de kustlijn, zoals bv. bij de havens) nauwkeurig te begroten.

Specifiek voor dit project werd volgende modelopzet gebruikt:

- Een volledige getijdencyclus, met een 2-tal dagen overlap, in casu: 2 maart 2006 00h00 tot 18 maart 2006 23h30. De resultaten werden bewaard om de 30 minuten. Er werd slechts 1 getijdencyclus in rekening gebracht (14,76 dagen, corresponderend met 709 tijdsstappen van de in totaal 816 tijdsstappen).
- Er werd een 3D-model gebruikt, maar de verwerking gebeurde op het 2D-model, m.a.w. alle gebruikte stroomsnelheden betreffen de dieptegemiddelde stroomsnelheden.
- Specifiek voor dit project werd enkel gebruik gemaakt van de getijden als drijvende kracht voor de stromingen, de wind en atmosferische druk werden nul verondersteld. Dit impliceert dus ook dat golfwerking de stroming niet kan beïnvloeden. Dit is een redelijke veronderstelling, aangezien de getijdenwerking de belangrijkste factor is. In een studie naar de oorzaak van de sediment dynamica op het BDNZ werd immers gevonden dat de bodemschuifspanning (een gevolg van voornamelijk de stroomsnelheden) voor 86%

---

<sup>12</sup> Deze componenten zijn te wijten aan de astronomische bewegingen van de zon, maan en aarde en volgen allen een sinusoidaal karakter met verschillende periodes, superponatie van deze sinusfuncties leidt tot de uiteindelijke volledige getijdencyclus .

veroorzaakt wordt door de getijdenwerking, voor 10% door de golven en voor 4% door de wind (Fettweis *et al*, 2003). Slechts in uitzonderlijke gevallen (bv. bij een stormopzet) vindt men dan ook afwijkingen die te verklaren zijn aan wind of atmosferische druk. Een gedetailleerde analyse van deze effecten valt buiten het doel van deze studie.

- Alle stromingen te wijten aan andere gradiënten (zoals verschillen in densiteit te wijten aan temperatuur, sediment- of zoutconcentratie) zijn niet in beschouwing genomen.

#### 4.3.1.2 Mathematische achtergrond

De berekening van het potentieel in welbepaald punt gebeurt als volgt (ABPMER Ltd *et al*, 2008b; IEA-OES *et al*, 2009a). Op basis van de stroomsnelheden wordt het vermogen als volgt berekend.

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (1)$$

Met

P de vermogensproductie op tijdstip t [W]

$\rho$  de densiteit van zeewater [ $\sim 1025 \text{ kg/m}^3$ ]

A de oppervlakte van de verticale dwarssectie van de waterkolom [ $\text{m}^2$ ]

v de dieptegemiddelde stroomsnelheid op tijdstip t [m/s]

De oppervlakte A wordt in het linkerlid van deze vergelijking geplaatst, zodat men **P/A** uitdrukt als ‘de *getijdenstromingsenergie die doorheen een verticale dwarssectie van  $1 \text{ m}^2$  stroomt*’ ( $\text{W/m}^2$ ), of ook nog de **vermogensdensiteit**. Koppeling van de vermogensdensiteit met de frequentie van voorkomen geeft het totale gemiddelde vermogen per  $\text{m}^2$ .

### 4.3.2 Resultaten

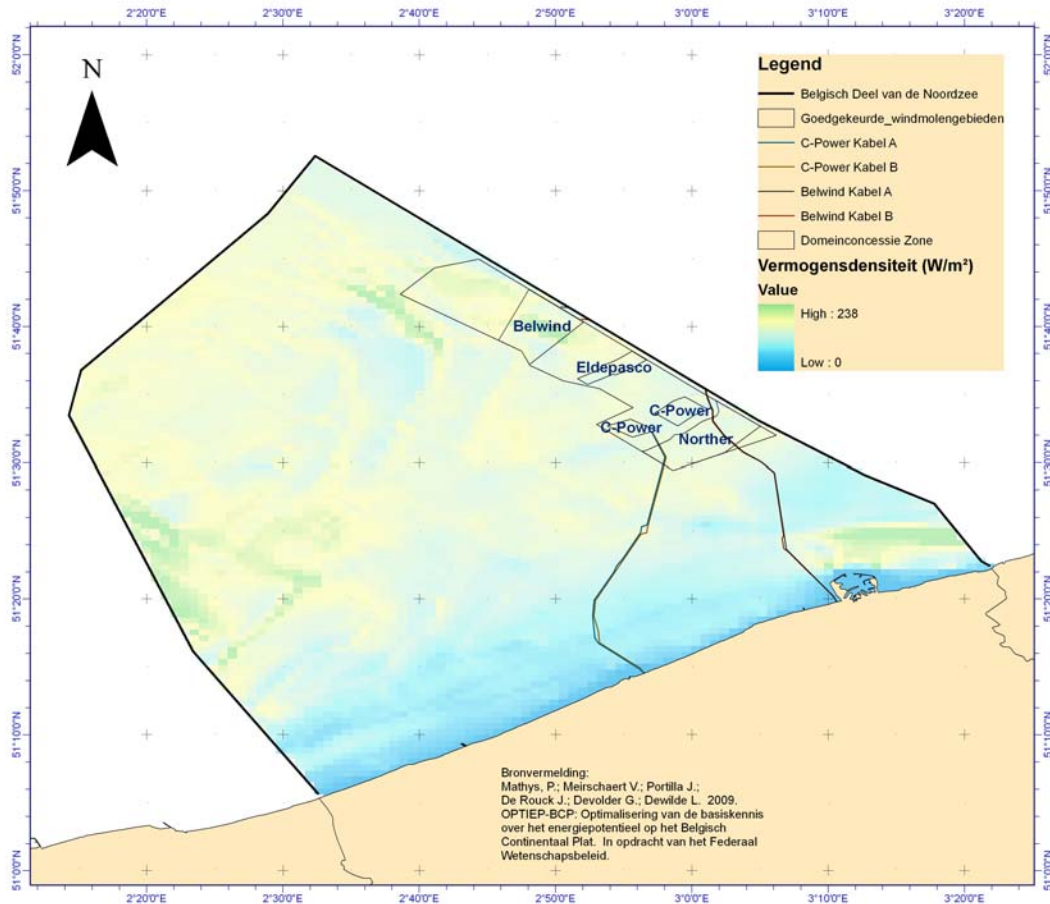
De resultaten van het getijdenvermogen ( $P/A$ , in  $\text{W/m}^2$ ) op het BDNZ zijn weergegeven in Figuur 60. Deze figuur dient als volgt geïnterpreteerd te worden. De waarden geven het potentieel van getijdenstromingsenergie per verticale eenheidsoppervlakte weer op basis van de dieptegemiddelde snelheid. Als men bv. een verticale oppervlakte heeft van  $1 \text{ m}^2$  en een waarde van  $150 \text{ W/m}^2$ , is de gemiddelde *vermogensflux* doorheen deze oppervlakte  $150 \text{ W}$ . Deze waarde zegt echter niets over de energie-inhoud over de hele waterkolom. Zo zal de totale *vermogensflux* voor een bepaald punt (met bv.  $150 \text{ W/m}^2$ ) bij een diepte van bv.  $40 \text{ m}$  twee maal zo hoog zijn als voor een punt bij een diepte van  $20 \text{ m}$ .

Wegens behoud van massa en momentum moet de stroming versnellen als ze door een kleinere dwarssectie moet stromen. Praktisch heeft dit als gevolg dat als de bodem ondiep wordt, de snelheid stijgt en de vermogensdensiteit hoger wordt, op voorwaarde dat het water niet zijdelings langs de verondieping weg kan stromen. Dit fenomeen is nog duidelijker bij rivierstromingen. Daar is het water ingesloten in de rivierbedding en kan het enkel versnellen bij een vernauwing of verhoging van de rivierbedding. Op zee zal het water gedeeltelijk versnellen en gedeeltelijk zijdelings rond de hindernis stromen.

De op Figuur 60 gegeven waarden zijn berekend voor de stroomsnelheid onder de veronderstelling dat de verticale oppervlakte altijd loodrecht op de stroming staat.

Volgende algemene trends zijn waarneembaar:

- Dichtbij de kust is het getijdenvermogen laag ( $< 75 \text{ W/m}^2$ , donker tot licht blauw), met een duidelijke uitzondering voor de zone ten noorden van Zeebrugge en het navigatiekanaal naar de Westerschelde;
- Vanaf een 12 km uit de kust neemt het getijdenvermogen toe ( $> 75 \text{ W/m}^2$ , gele kleur) ; vaak kunnen hogere zones gelinkt worden aan een wijzigende bathymetrie;
- Een 4-tal zones beschikken over de hoogste getijdenvermogens (groene kleur,  $> 140 \text{ W/m}^2$ ).



Figuur 60: Gemiddeld getijdenvermogen op het BDNZ ( $\text{W/m}^2$ ) over een getijdencyclus heen.

Figuur 60 duidt ook zones met een hogere energie-inhoud per eenheidsoppervlakte aan. Deze vier zones zijn:

- 1) Zone West:** met de grens van het Franse deel van de Noordzee bevindt zich de relatief grootste zone. In deze driehoekige zone wordt op verschillende plaatsen  $140 \text{ W/m}^2$  overschreden. Aan de westelijke kant is deze beperkt tot de grens van het BDNZ. Opvallend is dat de ZO-grens van deze driehoek samenvalt met de Oostdyck bank, terwijl de NO-grens niet strikt toegewezen kan worden aan een bank. Deze zijde doorkruist gedeeltelijk de Westhinder bank (ca.  $140 \text{ W/m}^2$ ) en ten noorden ook de Fairybank (waarden tot ca.  $194 \text{ W/m}^2$ ). Het navigatiekanaal doorkruist deze zone (tussen Westhinder- en Oostdyckbank). De bathymetrie vormt voor deze zone een gedeeltelijke verklaring voor deze hogere stroomsnelheden. Ten westen van deze zone (Franse Deel van de Noordzee) is eveneens vrij ondiep en gekenmerkt door een onregelmatige

bathymetrie. Tevens is de invloed van de vernauwing van het Kanaal t.h.v. Dover-Calais hier nog waarneembaar.

- 2) **Twee zones in de omgeving van het domeinconcessiegebied** : een eerste ten W van het noordelijke uiteinde van het domeinconcessiegebied (nabij einde Noord- en Oosthinder bank), een tweede t.h.v. de Belwind zone (op het einde van de Bligh bank). Het vermogen bedraagt ca. 200 W/m<sup>2</sup>. Uit de bathymetrie kan geen verklaring gevonden worden voor deze verhoogde stroomsnelheden. De vermogensberekening volgt rechtstreeks uit de snelheden zoals bepaald uit het numeriek model  $\mu$ -BCP. Ofwel zijn de resultaten van het numeriek model in deze zone minder betrouwbaar, ofwel is een andere verklaring dan de bathymetrie verantwoordelijk voor deze verhoogde stroomsnelheden. De resultaten van de simulaties dienen met grote omzichtigheid geïnterpreteerd te worden en vragen in elk geval bevestiging.
- 3) **Zone Haven van Zeebrugge**: aan de NW havendam van Zeebrugge, ten westen van het toegangskanaal ligt eveneens een kleinere zone met een hoog getijdenvermogen (waarde tot ca. 240 W/m<sup>2</sup>). Op Figuur 60 is deze zone te zien op enige afstand van de havendammen. Vermoedelijk ligt deze zone echter dichterbij de NW havendam dan de figuur geeft: een foutenmarge op de gebruikte coördinaten (en bathymetrie) van het numeriek model is hier waarschijnlijk de oorzaak van. Uit studies ten behoeve van de bouw van de buitenhaven van Zeebrugge kan men afleiden dat het water dat net rond de havendammen stroomt, versneld wordt (WLB, 1985). Op deze detailschaal schiet het  $\mu$ -BCP model echter tekort in ruimtelijk resolutie. Een oplossing kan zijn om een fijner model van de zone rondom de haven te beschouwen. Het  $\mu$ -Heist model van de BMM zou hiervoor aangewend kunnen worden (Van den Eynde *et al.*, 2007). Dit viel echter buiten de doelstellingen van deze studie. Beter is nog natuurlijk om lokale snelheidsmetingen uit te voeren, bv. aan de hand van ADCP-metingen. Het is wel vrij duidelijk dat de verhoogde stroomsnelheden toe te wijten zijn aan de verstoring in de kustlijn. Dit is dus een gekend fenomeen en logisch resultaat.
- 4) **Zone Navigatiekanaal Pas van het Zand, Scheur**: in het Navigatiekanaal 'Scheur' naar de haven van Antwerpen is eveneens een interessant getijdenvermogen waarneembaar (waarden tot 220W/m<sup>2</sup>). Deze zone is dermate druk bevaren, dat toepassing van getijdenenergie hier uiteraard onmogelijk is. Ook hier is de bathymetrie en het vul-leeg mechanisme van het Schelde-estuarium over een getijcyclus verantwoordelijk voor de verhoogde stroomsnelheden. Ook dit is dus een logisch resultaat.

## 4.4 Bespreking resultaten

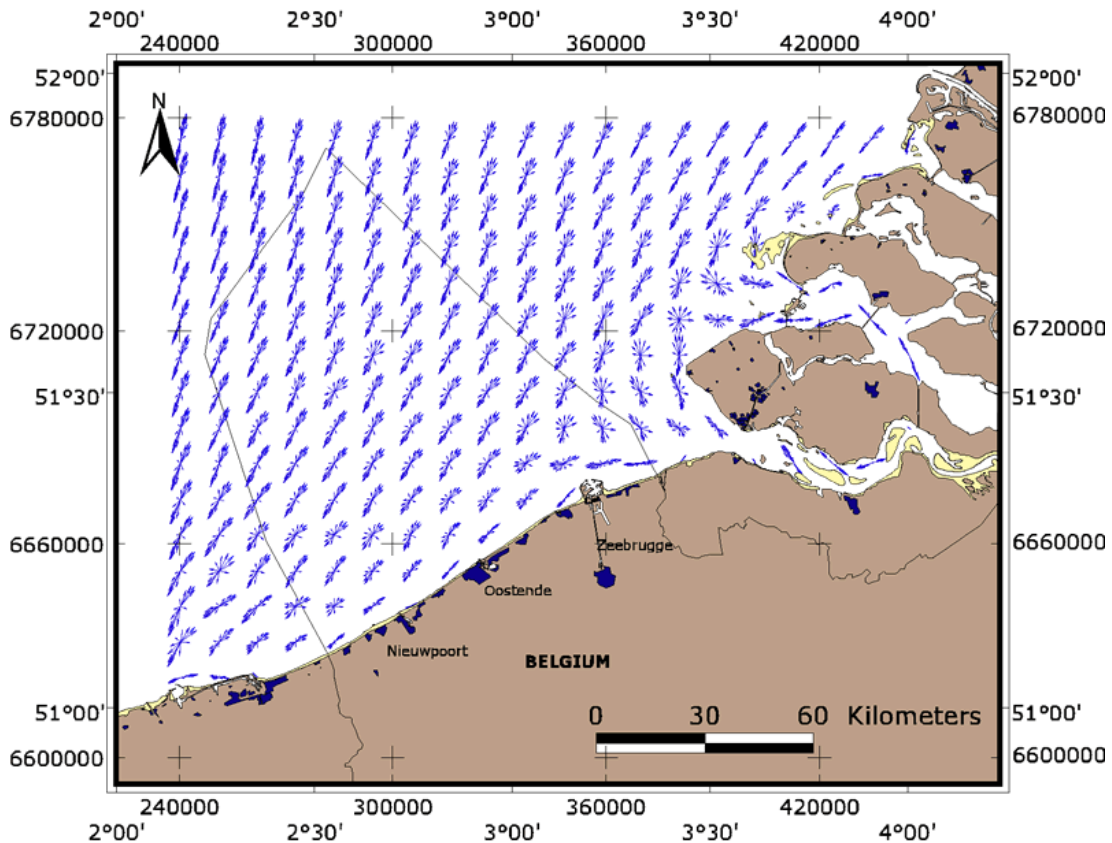
Voorgaande paragraaf gaf een eerste inschatting van het getijdenstromingspotentieel op het BDNZ op basis van een numeriek hydrodynamisch model  $\mu$ -BCP. Op basis van deze analyse werden 4 zones bepaald met een verhoogd potentieel (> 140 W/m<sup>2</sup>). Om dit even in perspectief te plaatsen: het Verenigd Koninkrijk, dat aanzien wordt als een van de landen met het hoogste potentieel (zowel in maximale waarden als aantal locaties), bezit absolute toplocaties met vermogens in de grootteorde 3000-8000 W/m<sup>2</sup>, op uitzonderlijke locaties zelfs boven 10 kW/m<sup>2</sup> (ABPMER Ltd *et al.*, 2008a).

Het is echter te voorbarig om deze 4 zones naar voren te schuiven als de beste zones op het BDNZ. Volgende kanttekeningen kunnen hierbij gemaakt worden:

- Sommige zones kunnen sterk gerelateerd worden aan de lokale of omliggende bathymetrie en/of verstoring van de kustlijn. Dit is het geval voor de zones West, de haven van Zeebrugge en het navigatiekanaal. Voor deze 3 zones is het resultaat logisch en fysisch verklaarbaar. Dit is niet het geval voor de zones nabij het domeinconcessiegebied, een gedetailleerder onderzoek is voor deze zones dan ook noodzakelijk.
- Alle resultaten zijn gebaseerd op een numeriek model met grove resolutie. Lokale fenomenen worden dus niet gemodelleerd. Tevens kan een numeriek model niet alle fysische fenomenen beschrijven. Daartegenover staat dat een numeriek model goedkoop is in vergelijking met metingen op zee, en zowel op ruimtelijke als tijdschaal een goede inschatting geeft van het vermogen.
- Alle berekeningen zijn puur gebaseerd op de grootte van de stroomsnelheden, zonder rekening te houden met de zin of richting van de stroomsnelheden. In de praktijk zal het erg belangrijk zijn of een stroming bv. een bidirectioneel karakter vertoont. Hiermee wordt bedoeld dat een bepaald punt een bepaalde stroming heeft in een bepaalde zin (waarbij de richting van ondergeschikt belang is). Een bidirectioneel karakter is gunstiger voor de meeste TECs (Tidal Energy Converters), sommigen (zoals de VATT: Vertical Axis Tidal Turbine) zijn echter ongevoelig voor de invallende stroomrichting. Een eerste indicatie hiervoor wordt gegeven door de stroomellipsen. Deze ellipsen worden gevormd door in een vast punt alle stromingen als vectoren (met een zin, richting, grootte en aangrijpingspunt) weer te geven over een getijdencyclus (Figuur 61). Twee belangrijke zaken kunnen hierbij opgemerkt worden.
  - o Dichter bij de kust zijn de stroomellipsen meer afgeplat, en is m.a.w. het bidirectionele karakter groter dan verder uit de kust, waar de stroomellipsen minder afgeplat zijn.
  - o Dicht bij de kust zijn de stroomellipsen georiënteerd volgens de kustlijn, dit effect is goed waarneembaar rondom de haven van Zeebrugge en het navigatiekanaal naar de haven van Antwerpen. Verder uit de kust zijn de stroomellipsen georiënteerd volgens de NW-ZO as.

De uiteindelijke selectie van de ideale zone moet dan ook gebeuren op een meer gedetailleerde studie en analyse. Het onderzoek naar de stromingsellipsen is hiertoe een eerste stap, maar dient verder uitgebreid te worden naar onderzoek omtrent de stratificatie van de stromingen (in 3D) en natuurlijk bieden in-situ metingen meer inzicht in lokale stromingen.

Naast het vermogen dienen minstens volgende criteria beschouwd te worden: afstand tot gridconnectie, mogelijkheden tot onderhoud en installatie, bestaande gebruiksfuncties, enz. In tegenstelling tot windturbines is er bij getijdenstromingsenergie geen visuele hinder.



Figuur 61: Voorbeeld van stroomellipsen over een getijcyclus, zonder meteorologische effecten (BMM, 2009a).

## 4.5 Besluit

Na een kort overzicht van de bestaande technologieën, werd in dit hoofdstuk een eerste inschatting gemaakt van het potentieel van getijdenenergie op het BDNZ, op basis van een numeriek hydrodynamisch model. Belangrijk is dat deze techniek zeker beperkingen heeft, voor een grondige analyse wordt dan ook verwezen naar het BOREAS (Belgian Ocean Energy Assessment) project.

De analyse wijst dat er een 4-tal zones definieerbaar zijn met een verhoogd potentieel. De zone op het westelijk deel van het BDNZ is de grootste en werd aan de onderzijde duidelijk begrensd door de Oostdyckbank. Ook rond de domeinconcessie zijn twee gebieden naar voren gekomen. Voor deze gebieden kan echter niet onmiddellijk een verklaring gevonden worden in de bathymetrie. Een derde interessante zone is de zone rond de haven van Zeebrugge; hier is de verstoring door de haven zelf verantwoordelijk voor het verhoogde potentieel. Een laatste zone is de toegangseul naar de haven van Antwerpen, maar deze zone kan om vrij evidente redenen meteen uitgesloten worden voor een eventuele toepassing van getijdenenergie.

Afhankelijk hoe snel de technologie zich ontwikkelt in functie van de kostprijs van de geproduceerde elektriciteit (het zogeheten 'leereffect'), kan getijdenenergie in de toekomst misschien een bijdrage leveren tot de elektriciteitsproductie in België.



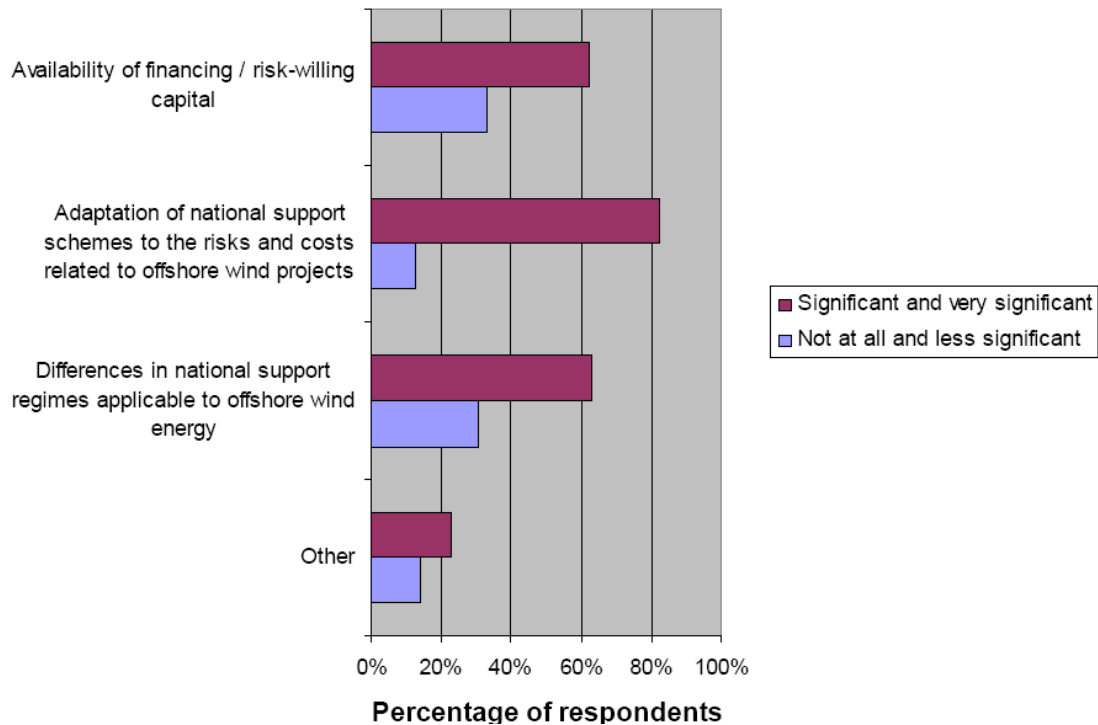
## 5 Stakeholderanalyse

### 5.1 Europese context offshore wind

Vanuit de Europese Commissie wordt sterk de nadruk gelegd op het potentieel van offshore windenergie om het Europees energiebeleid vorm te geven. De Commissie benadrukt dan ook dat er actie nodig is om deze doelstellingen te bereiken: *“Windenergie kan op zee een aanzienlijke bijdrage leveren tot de realisatie van elk van de drie centrale doelstellingen van het nieuwe energiebeleid: het terugdringen van de uitstoot van broeikasgassen, het veilig stellen van de energievoorziening en de verbetering van de concurrentiekracht van de EU” (COM, 2008a)*. In dezelfde mededeling worden dan ook 4 hinderpalen beschreven, die geïdentificeerd werden na een publieke consultatie met de Europese stakeholders (COM, 2008b). De belangrijkste besluiten uit deze consultatie worden dan ook besproken in volgende paragrafen, om deze daarna te toetsen met de Belgische stakeholdergesprekken die uitgevoerd zijn in het kader van dit project. Bij deze consultatie hebben 237 institutionele of individuele respondenten geantwoord waarvan respectievelijk 7 en 11 van België. De institutionele respondenten gevestigd in België waren: Centrale Raad voor het Bedrijfsleven, Elia, European Hydrogen Association, European Wind Energy Association, Marine Board, FOD Economie en WWF. Merk op dat deze consultatieronde in april-juni 2008 plaats vond, dus voordat de kredietcrisis in volle hevigheid losbarstte. De problemen die de sector ondervond inzake financiering zullen dus groter geworden zijn.

#### 5.1.1 Specifieke industriële en technologische uitdagingen

In vergelijking met onshore wind, is de offshore technologie nog vrij duur en weinig ontwikkeld. De sector, en meer specifiek de pioniersprojecten, kregen dan ook specifieke technische problemen, o.a. de betrouwbaarheid van turbineonderdelen. Dit heeft een directe weerslag op de **financiering** van de projecten vermits investeerders voorzigtiger geworden zijn of minstens hogere risicopremies vragen. Figuur 62 geeft de opdeling in financieringsproblemen, en hun belang volgens de respondenten met significante ervaring en/of betrokkenheid in de offshore windenergiesector (COM, 2008a).

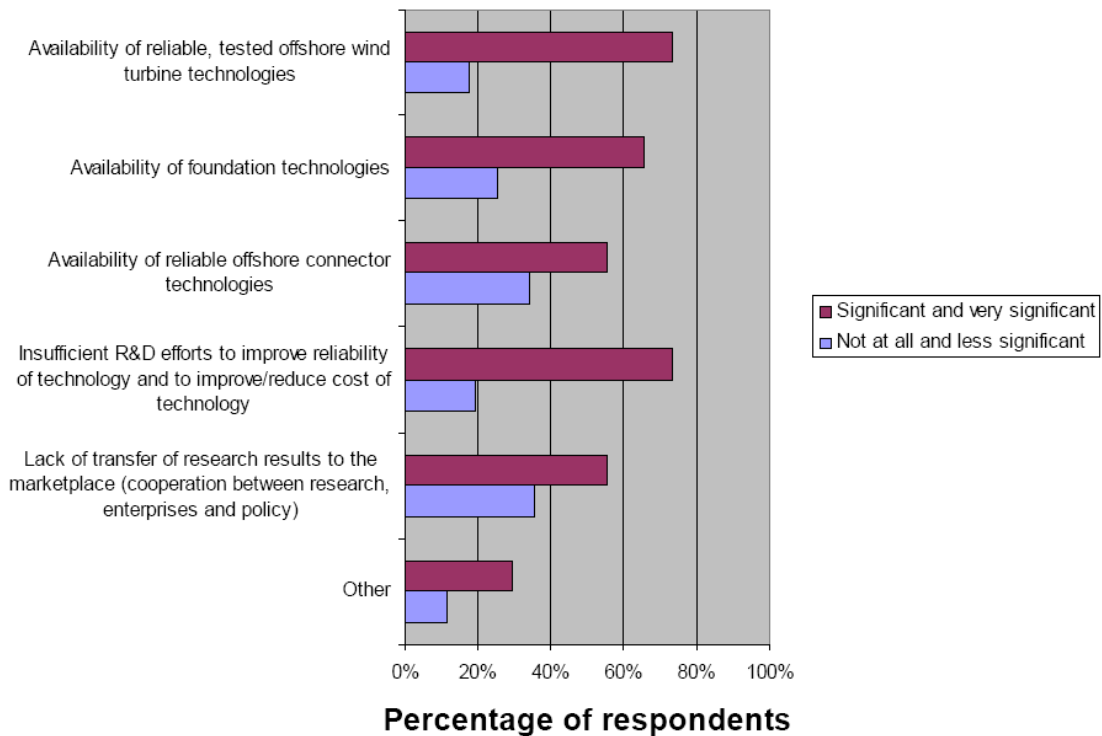


Figuur 62: Belangrijkste hinderpalen: financiering en economische ondersteuning, resultaten van de respondenten met een significante ervaring/betrokkenheid in offshore windenergie (COM, 2008b).

Weinig leveranciers van turbines hebben grootschalige ervaring met windturbines, en kunnen dan ook niet profiteren van de *'economies of scale'*. De offshore windsector kan bovendien maar zo snel groeien als de toeleveringsketen van onderdelen kan volgen, ook hier schuilen verschillende knelpunten, zowel tijdens assemblage als tijdens installatie.

De bestaande funderingstechnieken zijn beperkt tot ondiepe waters (< 30m, België speelt hierin wel een absolute pioniersrol). Nieuwe technieken, in het bijzonder drijvende funderingstechnieken voor diepe waters, kunnen veelbelovend zijn.

Bovendien concurreert de offshore windenergiesector op 2 vlakken met bestaande sectoren. Met de onshore windsector concurreert zij voornamelijk met de bestaande productiecapaciteit van de turbines, terwijl ze met de olie - en gasector concurreert met de offshore installaties en deskundigheid. Offshore wind vormt tot op heden dan ook een niche markt die zijn weg moet zoeken tussen volwaardig ontwikkelde industriële sectoren (COM, 2008a). Dit is weergegeven in Figuur 63.



Figuur 63: Belangrijkste hinderpalen: technologische beperkingen, resultaten van de respondenten met een significante ervaring/betrokkenheid in offshore windenergie (COM, 2008b).

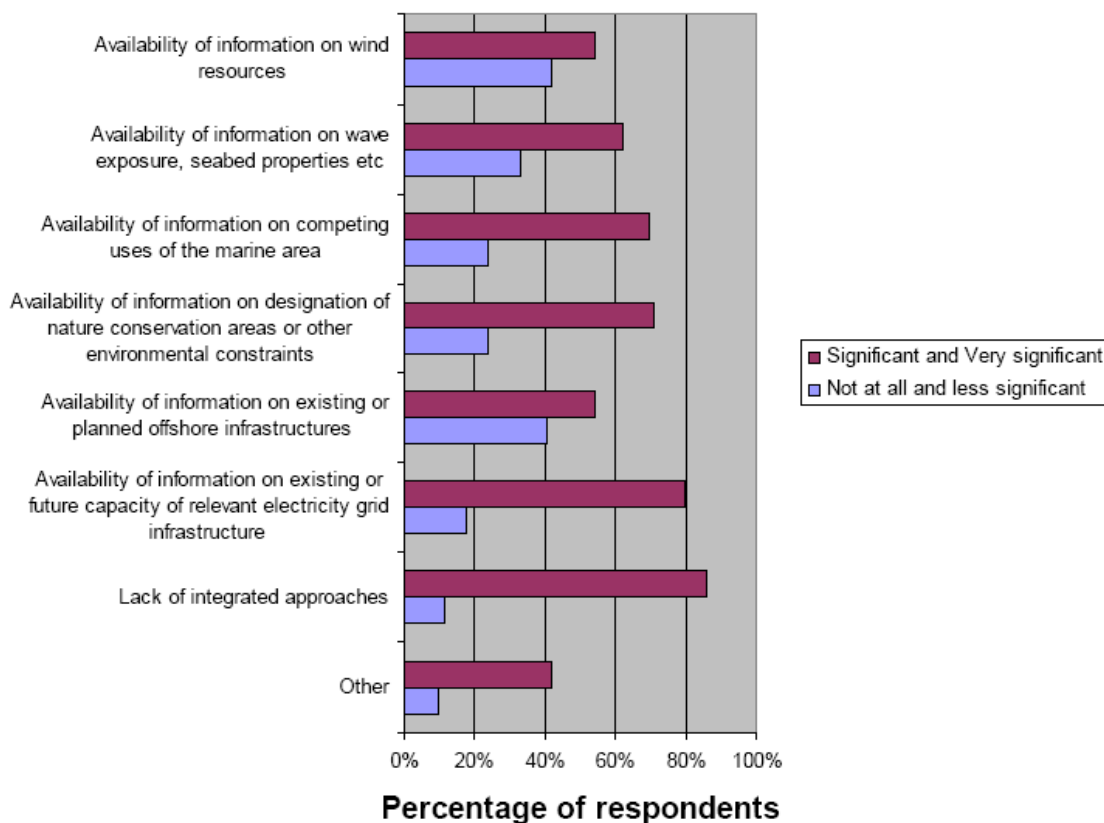
### 5.1.2 Een gebrek aan geïntegreerde strategische planning en grensoverschrijdende coördinatie

In tegenstelling tot ruimtelijke ordening op land hebben de lidstaten doorgaans geen of een beperkte ervaring, wetgevend kader en overheidsstructuren voor een **integrale visie op ruimtelijke ordening in het mariene milieu**. Men kan hierbij onmiddellijk opmerken dat dit argument niet of nauwelijks geldt voor België. Vermits de ruimte er zo schaars is, is België dan ook pionier inzake een vooruitstrevend ruimtelijk en geïntegreerd beleid voor het mariene milieu (Maes *et al.*, 2005; Douvere *et al.*, 2007; Maes *et al.*, 2007; Maes, 2008; Douvere *et al.*, 2009). Opmerkelijk is dat de mededeling ook specifiek het belang van een potentieelinschatting van offshore wind, maar ook van golf- en getijdenergie vermeldt: *“Het ontbreken van processen om op een geïntegreerde wijze te kijken naar de ruimtelijke distributie van de windbronnen, de beperkingen die een gevolg zijn van andere mariene activiteiten of belangen, en de elektriciteitsnetaspecten doen de onzekerheid en het risico van vertragingen bij of mislukking van offshore-projecten toenemen. Hetzelfde geldt voor andere bronnen van hernieuwbare zee-energie, zoals getijden- en golfslagenergie.”* (COM, 2008a).

Ook het gebrek aan aansluitingspunten tot het elektriciteitsnet op zee, en de onzekerheid over de kostprijs hiervan verhogen het risico voor offshore projecten. Dit biedt natuurlijk een kans om grensoverschrijdend te werken aan zowel opwekkings- als transmissiecapaciteit. Deze mogelijke synergieën worden momenteel echter niet geëxploiteerd. Een probleem daarbij zijn de verschillende nationale plannings- en regelgevingsstelsels, die vaak niet afgestemd zijn op elkaar.

Enmaal een Europees (Noordzee)grid gerealiseerd is, komt dit zowel de grensoverschrijdende handel als de vermogensbalancering ten goede.

Figuur 64 toont de resultaten van de consultatieronde. Een vaak voorkomende kritiek was dan ook dat de site identificatie, de vergunningsprocedure en de gridplanning niet in parallel uitgevoerd worden.



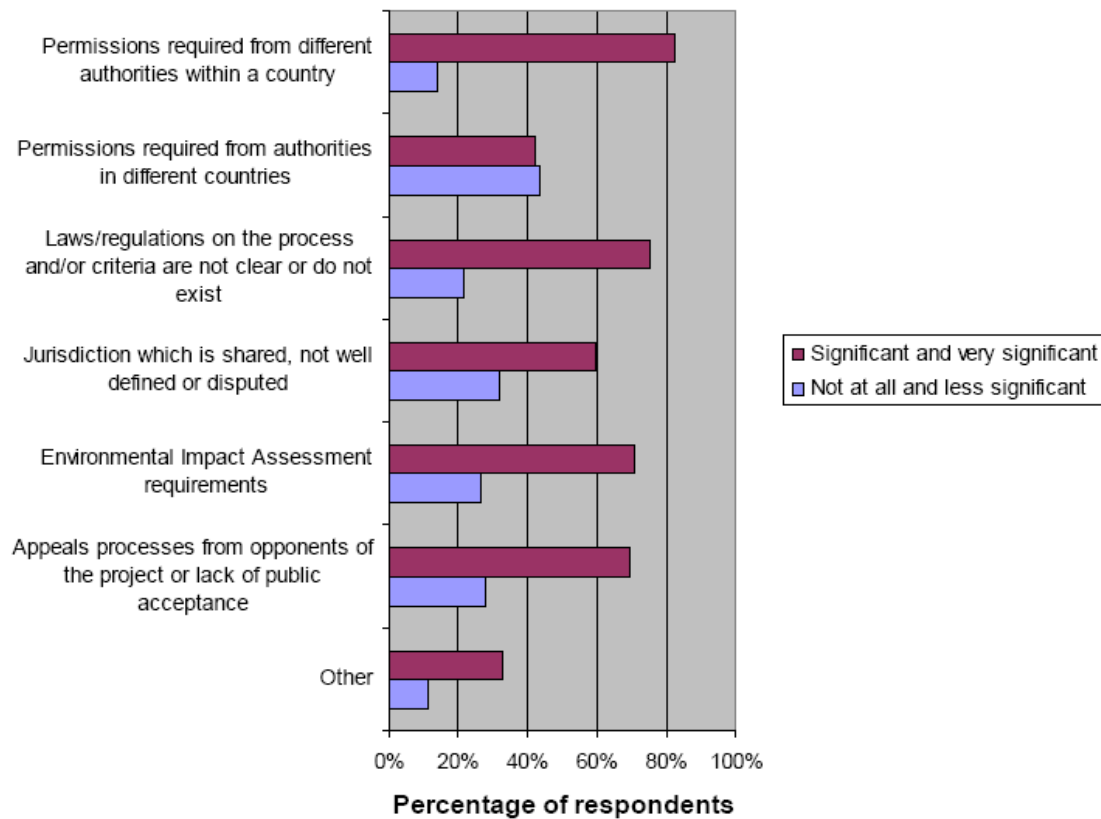
Figuur 64: Belangrijkste hinderpalen: identificatie van geschikte locaties voor offshore windparken, resultaten van de respondenten met een significante ervaring/betrokkenheid in offshore windenergie (COM, 2008b).

### 5.1.3 Gebrekkige uitwisseling van kennis en informatie inzake milieuwetgeving en vergunningsprocedure

Vermits offshore windenergie een vrij nieuwe sector betreft, zijn de nationale wetgevingen niet altijd afgestemd op deze nieuwe gebruiksfunctie. De specifieke Habitat-, Vogel- en Milieu-effectenbeoordelingsrichtlijnen zijn voor dergelijke projecten dan ook belangrijk en dienen mee beschouwd te worden.

Sommige lidstaten hebben bovendien vertraging opgelopen bij de toekenning van de mariene beschermingszones overeenkomstig de vogel- en habitatrichtlijn. Dit hypothekeert natuurlijk eventuele aanvragen voor offshore windprojecten. Bovendien zijn de milieu-effecten van offshore windmolenparken niet goed gekend en/of geïnventariseerd, waardoor projectontwikkelaars soms verplicht worden om al te dure milieu-effectenbeoordelingen of toezichtseisen toe te passen (COM, 2008a).

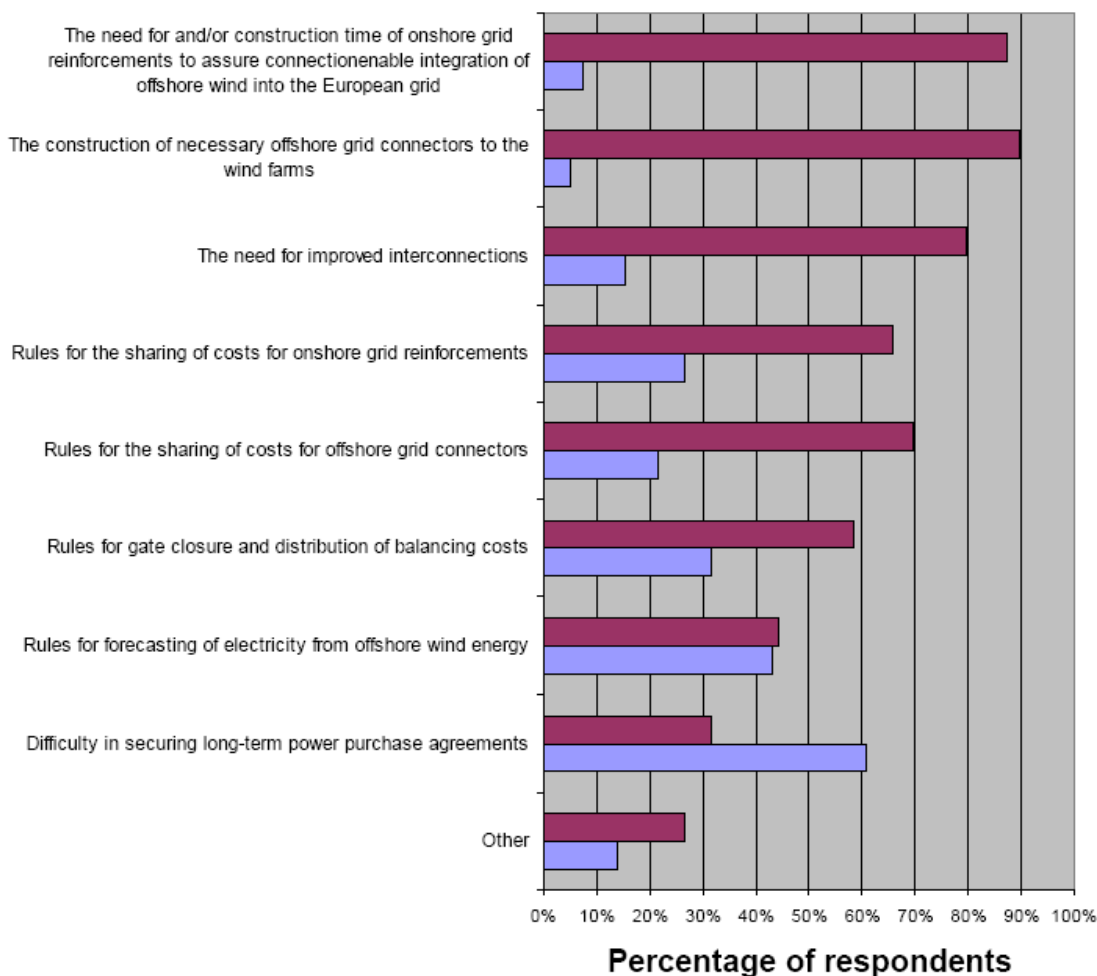
Ook het gebrek aan een *one shop stop* (1 overheidsmeldpunt waarbij men terecht kan voor alle relevante vergunningen en aanvragen, zoals bv. in Denemarken) blijkt duidelijk een belangrijke hinderpaal te zijn, zoals af te leiden valt uit Figuur 65.



Figuur 65: Belangrijkste hinderpalen: vergunningsprocedures, resultaten van de respondenten met een significante ervaring/betrokkenheid in offshore windenergie (COM, 2008b).

### 5.1.4 Gridconnectie

Offshore windenergie zal naar alle waarschijnlijkheid in grote clusters of groepen ingepland worden, vermits het kostelijk is om een diffuus connectiegrid op zee uit te bouwen. Deze productie moet getransporteerd worden naar het land, waar ook versterkingen nodig zullen zijn in het transmissiegrid. Dit wordt weergegeven in Figuur 66.



Figuur 66: Belangrijkste hinderpalen: gridinfrastructuur en systeemintegratie, resultaten van de respondenten met een significante ervaring/betrokkenheid in offshore windenergie, Paars: (zeer) significant, blauw minder of totaal onbelangrijk (COM, 2008b).

## 5.2 Overzicht Belgische Stakeholders

Volgende groepen van stakeholders kunnen onderscheiden worden:

- Onderzoeksinstituten
- Europese instanties
- Verzekeringen
- Banken
- Investeerders
- Overheidsinstanties
- Uitvoering van de werken en leveranciers
- Ingenieurs- en adviesbureaus
- NGO's, milieu- en belangenverenigingen
- Elektriciteitsregulatoren
- Elektriciteitsbedrijven
- Projectontwikkelaars
- Overige stakeholders

In Appendix A wordt een overzicht volgens bovenstaande onderverdeling gegeven van de belangrijkste Belgische stakeholders die in het kader van dit project geïdentificeerd zijn.

## 5.3 Resultaten van de stakeholdergesprekken

In de Belgische context werden een aantal stakeholders gedefinieerd en gevraagd of zij bereid waren in een interview. In dit project werd gekozen om dan ook gericht enkele mensen met kennis of betrokkenheid terzake aan te spreken om zo informatie van hoge kwaliteit te bekomen. De CREG is ook aangesproken om een interview uit te voeren. Helaas kon de CREG geen interview toestaan omwille van de betrokkenheid in de lopende dossiers van de domeinconcessie-aanvragen<sup>13</sup>. Een overzicht van de geïnterviewde stakeholders is in Tabel 15 gegeven. Deze gesprekken vonden plaats in de zomer van 2009, met uitzondering van het gesprek met dhr. Jacques, dat in februari 2009 plaats vond.

Tabel 15: Overzicht met de geïnterviewde stakeholders.

Instituut	Contactpersoon
BMM	Dhr. Thierry Jacques
C-Power	Mevr. Annemie Vermeylen
Electrawinds	Dhr. Raoul Van Lambalghen en dhr. Pieter Dehaene
ODE Vlaanderen	Dhr. Bart Bode
Maritiem Instituut	Dhr. Frank Maes
Edora/Tweed	Mevr. Annabelle Jacquet

Uit de interviews zijn de sterke en zwakke punten van het huidig beleidsmatige kader<sup>14</sup> gedestilleerd, alsook de bedreigingen en opportuniteiten. Deze zogenaamde SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities & Threats) analyse laat toe de visies op het hedendaagse beleid in kaart te brengen, alsook stappen ter verbetering voor te stellen. In § 6.4.2.1 wordt dit beleid kort besproken. De resultaten van deze gesprekken zijn onder meer verwerkt in de bepaling van de scenario's en variaties op de economische analyse (zie Hoofdstuk 7).

---

<sup>13</sup> Letterlijke standpunt van de CREG: "Na intern overleg zijn we tot de vaststelling gekomen dat we helaas voorlopig niet kunnen ingaan op uw vraag voor een interview. De CREG is immers op dit ogenblik nog te nauw betrokken in het beslissingsproces van verschillende nog lopende concurrerende dossiers voor domeinconcessie. We vinden het te delicaat om nu reeds, voor de finale beslissingen in deze dossiers door de minister genomen zijn, over het beslissingsproces te communiceren." (Dhr. Emmeric Mees, mail van 17 juli 2009).

<sup>14</sup> De belangrijkste wetten van het beleidsmatige kader worden gegeven in § 6.4.2.1.

Merk op dat sommige visies tegenstrijdig zijn van stakeholder tot stakeholder, en dat er in sommige gevallen ook tegenstrijdige visies zijn met de technische analyse binnen dit rapport. Bovendien zijn aan sommige positieve punten mogelijke bedreigingen gekoppeld, en zijn aan sommige negatieve punten net opportuniteiten gekoppeld.

Na deze gesprekken werd op vraag van het Opvolgingscomité en Federaal Wetenschapsbeleid ook Elia geconsulteerd, in het bijzonder omtrent het Stevinproject. Hiervoor werd Jeroen Maes (verantwoordelijke voor het Stevinproject) geconsulteerd. Dit werd gerapporteerd in § 5.3.5.

De resultaten zijn een weergave van de interviews, maar weerspiegelen geenszins de mening van de auteurs van dit rapport, noch van het Federaal Wetenschapsbeleid.

### 5.3.1 Sterke punten

De volgende sterke punten werden vernoemd door de geïnterviewden.

België is vroeg gestart met ontwikkeling van beleidsmatig kader (getuige daarvan de MMM- en EEZ wet<sup>15</sup>, zie ook § 6.4.2.1), bovendien gebeurt de beoordeling van de MER (MilieuEffecten Rapportage) niet door externe consultants maar door een overheidsinstantie.

In de MMM-wetgeving is het begrip ‘milieu’ ruim gedefinieerd. De BMM interpreteert dit dan ook als ‘menselijk milieu’, waardoor hierin ook economische effecten vervat zitten. Een nadeel is immers dat in de publieke consultatieronde bij de toekenning van de domeinconcessie door FOD Economie (na advies van CREG) er weinig mogelijkheid is tot bezwaren op basis van economische aspecten (bv. scheepvaart).

BMM probeert toch pragmatisch te werk te gaan bij de economische analyse. In plaats van een uitgebreide kosten-baten analyse baseert de BMM zich op beleidsplannen, best beschikbare technologieën en de voorwaarden gedurende de exploitatie en constructie om lokale milieueffecten te minimaliseren.

Voor de monitoring van de milieu-effecten kunnen de projectontwikkelaars beroep doen op de scheepstijd van o.a. de Belgica en de schepen van DAB Vloot. Deze scheepstijd is een grote kostenbesparing. Natuurlijk is men wel afhankelijk van de planning van deze schepen.

BMM wil sterk regulerend optreden, en doet dit niet louter vanuit het openbaar nut, maar ook met de offshore windsector zelf in gedachten. Volgens de BMM kan de sector immers absoluut vermijden dat een onrealistisch of vaag project toch goedgekeurd wordt. Dit zou immers de hele sector een slechte naam kunnen bezorgen.

De sfeer tussen de verschillende instanties wordt door de meeste geïnterviewden constructief ervaren. Enkele voorbeelden:

- Vermits de domeinconcessiezone op de grens met het Nederlandse Deel van de Noordzee grenst, wordt minstens 1 maal Rijkswaterstaat geconsulteerd bij de toekenning van een domeinconcessie. De relatie wordt als positief ervaren. Ook in het kader van de OSPAR-conventie vindt regelmatig overleg met de buurlanden plaats.
- Alle federale en gewestelijke departementen zijn gebundeld in de Kustwachtstructuur, zodat alle overheidsdiensten met bevoegdheden omtrent de Noordzee een

---

<sup>15</sup> Wet Marien Milieu Marin en Exclusief Economische Zone wet.



overlegplatform hebben (Figuur 67). De kustwachtpartners zijn: DAB Vloot, Afdeling Haven- en Waterbeleid, Afdeling Internationaal Milieubeleid, Afdeling Maritieme Toegang, Afdeling Scheepvaartbegeleiding, Afdeling Kust, DAB Loodswezen, Dienst Zeevisserij, Federale Politie (Scheepvaartpolitie), Provincie West-Vlaanderen, FOD Binnenlandse Zaken, FOD Buitenlandse Zaken, FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie, FOD Financiën (Douane en Accijnzen), FOD Mobiliteit en Vervoer (DG Maritiem Vervoer), FOD Volksgezondheid, Ministerie van Defensie, POD Duurzame Ontwikkeling, POD Wetenschapsbeleid (BMM en KBIN).

- Ook de samenwerking tussen de CREG en BMM wordt als positief ervaren.
- Daarnaast zijn er nog netwerken zoals VWEA (Vlaamse Wind Energie Associatie), EDORA, APERE en ODE Vlaanderen.



Figuur 67: Organigram van de Kustwachtstructuur

- De wet voorziet nu reeds in de (financiering van de) ontmanteling op het einde van het project. In het geval van monopiles kan dit vrij eenvoudig gebeuren door het gedeeltelijk afgraven om dan de monopile af te zagen.
- De meeste geïnterviewden vinden de vergunningsprocedure voldoende duidelijk en snel. Hierop werden enkele opmerkingen geformuleerd:
  - o In het geval van Rentel nam de periode van aanvraag tot goedkeuring slechts 1 jaar in beslag, dit is snel in vergelijking met andere Europese landen.
  - o Soms worden door de adviserende instanties eisen gesteld inzake exploitatie- en/of monitoringsvoorwaarden, die grote technische (en bijgevolg ook economische) implicaties hebben.
  - o Eén geïnterviewde is van mening dat de vergunningsprocedure toch te lang en onzeker is, zonder verder te specificeren.

- Eén andere geïnterviewde vindt het niet correct dat de vergunningsprocedure vaak bestempeld wordt als de grootste hinderpaal. Nu is het beleidsmatig kader operationeel en biedt het voldoende rechtszekerheid.
- Het systeem van GSC wordt als zeer positief ervaren. Het biedt een goed en duidelijk kader voor de ontwikkeling van offshore windmolenparken. Tussen de aanvraag, goedkeuring, planning en eigenlijke bouw moet 6-8 jaar in acht genomen worden voor offshore projecten. Dan is een stabiel kader een absolute must. Hoewel een projectinvesteerder eerder een invoegtariet zal verkiezen (geen onzekerheid op de fluctuerende elektriciteitsprijs<sup>16</sup>), meldde één geïnterviewde dat de kosten voor de maatschappij lager liggen bij een systeem van GSC dan bij een systeem van vaste invoegtarieven. Tevens werden bezorgdheden geuit over het maatschappelijk draagvlak voor invoegtarieven, dat vooral in de toekomst minder relevant zou zijn. Toch hadden projectontwikkelaars graag gezien dat de waarde van het GSC geïndexeerd zou worden.
- Ook voor de kustgemeenten liggen er kansen, bv. door het organiseren van bezoeken aan de windmolenparken. Dit komt het lokaal toerisme ten goede.
- Als respons op de financiële crisis vinden toch enkele initiatieven plaats:
  - De EIB (Europese Investerings Bank) heeft 300 miljoen € toegezegd als financiering voor het Belwindproject.
  - Het EER recovery programma heeft in totaal 500 miljoen € gefinancierd voor offshore wind, 10 miljoen daarvan werd toegekend aan C-Power.
- De staalprijs heeft een grote invloed op de projectkosten. Deze piekte een tijd terug, maar is nu terug gezakt. Praktisch heeft dit als gevolg dat funderingstechnieken als monopiles en jackets (zie Figuur 5) terug rendabeler worden in vergelijking met gravitaire funderingen.
- Volgende losse punten staven de stelling dat België goed scoort voor het algemene beleidsmatige kader van offshore wind:
  - Een geïnterviewde meldt dat België hoog scoort op een ranglijst van ‘interessante investeringslanden voor offshore wind’ volgens een nog uit te geven rapport van de EWEA.
  - Greenpeace heeft samen met C-Power een ‘pro-actie’ gehouden, daar waar Greenpeace vroeger vooral bekend stond om zijn ‘contra-acties’.
- C-Power werkt momenteel aan een noodplan in geval van calamiteiten. Het is dan ook de bedoeling dat zo’n plan een strikt kader biedt om bij ongevallen snel en gepast op te treden.

### 5.3.2 Zwakke punten

Tijdens de publieke consultatieronde voor de toekenning van de domeinconcessie is er geen plaats voor economische bezwaren (daarom interpreteert de BMM ‘milieu’ als ‘menselijk milieu’, waardoor economische aspecten ook beschouwd kunnen worden).

De termijn van de domeinconcessie is eigenlijk te kort (20 jaar, verlengbaar met 10 jaar), zeker voor gravitaire funderingen. Eén geïnterviewde uitte bezorgdheden omtrent de duurzaamheid van monopiles.

<sup>16</sup> Dit wordt uitgewerkt in de economische analyse.

De versterking van het onshore grid dient dringend te gebeuren indien men de elektriciteitstransmissie vanaf 4 windmolenparken wil blijven garanderen. Elia heeft concrete stappen ondernomen om een 380 kV kabel tussen Zeebrugge en Eeklo te installeren (zie § 5.3.5).

In verband met de vergunningsprocedure worden volgende opmerkingen gemaakt:

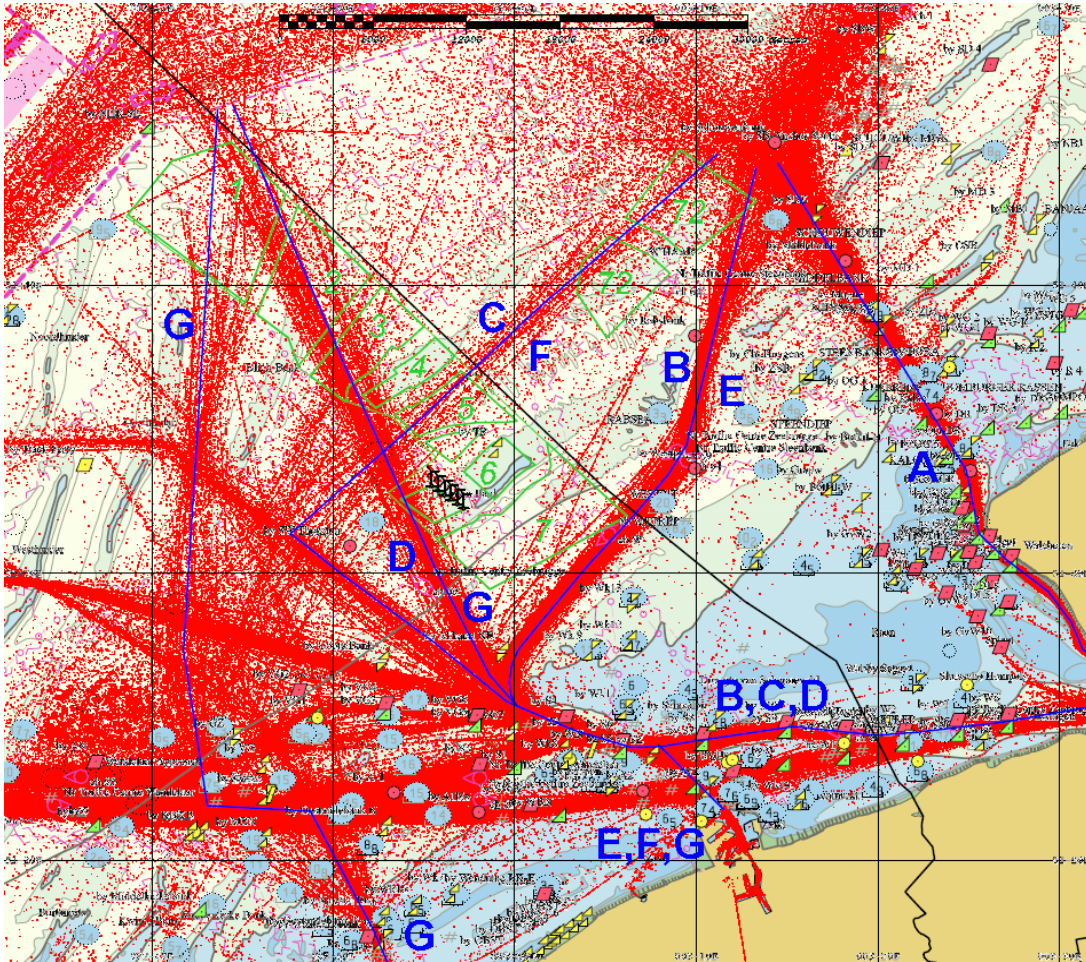
- Soms worden door de adviserende instanties eisen gesteld inzake exploitatie- en/of monitoringsvoorwaarden, die grote technische (en bijgevolg ook economische) implicaties hebben.
- Over de afstemming tussen de vergunningsprocedure zijn de meningen verdeeld.
- Eén geïnterviewde meldt dat één enkele procedure wenselijk is, een andere geïnterviewde is van mening dat de eengemaakte procedure dan te gecompliceerd zou zijn.
- Voor een ander geïnterviewde is de vergunningsprocedure op zich goed, maar dient men overlap zoveel mogelijk te vermijden door een fijnere afstemming tussen de procedures. Concreet werd het voorbeeld aangehaald dat een MER eigenlijk geen businessplan dient te bevatten: dit wordt reeds getoetst in de aanvraag tot de domeinconcessie.

Omtrent het offshore grid stelt men vast dat er geen gecoördineerde aanpak is, en dat elke projectontwikkelaar zelf verantwoordelijk is voor de gridconnectie tot aan de kust. De projectontwikkelaars staan hiervoor open, maar stellen vast dat er vanuit de overheid geen rechtszeker kader bestaat.

Een geïnterviewde is van mening dat het boetetarief voor het niet inleveren van een GSC (125 euro in Vlaanderen) te laag is en geen duidelijk signaal geeft aan de elektriciteitsproducenten om te investeren in hernieuwbare elektriciteitsproductie. Bij schaarste van GSC kan een elektriciteitsproducent bovendien weigeren deze boete te betalen omdat er niet genoeg GSC voorhanden zijn.

### 5.3.3 Bedreigingen

Vanuit de scheepvaart is er momenteel een sterke vraag om de meest zuidelijke en de meest noordelijke zone niet toe te kennen, vermits deze nog intensief voor Scheepvaart gebruikt worden (Figuur 68). De afdeling Maritieme Dienstverlening en Kust stelt dan ook voor om van de noordelijke zone 1km<sup>2</sup> te vrijwaren als corridor voor de scheepvaart. Aansluitend bij de doorvaart, zijn er ook nog vragen omtrent de invloed op de radar. Als compensatie kan de zone naar links uitgebreid worden, maar dan zullen er parkeffecten (zogeffecten) zijn op de reeds goedgekeurde parken. In het bijzonder dient via een risicoanalyse de invloed op de kans op calamiteiten onderzocht te worden. Hiervoor zijn reeds studies gebeurd die uitgebreid kunnen worden. Een voorbeeld hiervan is het MIMAC-project (Le Roy *et al.*, 2006).



Figuur 68: Densiteitsplot van de routegebonden scheepvaart. Bron: Maritieme Dienstverlening en Kust, Scheepvaartbegeleiding.

De mogelijkheid tot een gezamenlijke gebruiksfunctie van de offshore windturbines met aquacultuur wordt niet altijd positief bevonden. Het risico op calamiteiten vergroot met de klassieke vorm van aquacultuur. Voor de BMM is aquacultuur uitgesloten tijdens de constructiefase. Er zijn wel andere vormen van aquacultuur mogelijk (zie § 5.3.4).

Er zijn nog onduidelijkheden omtrent de milieu-effecten. Tijdens de constructiefase worden er grote volumes zand verplaatst, waardoor het benthos verstoord wordt. Ook het effect op migrerende zeevogels is nog onvoldoende bekend.

Twee geïnterviewden uitten hun bezorgdheid over de mogelijkheid tot grondspeculatie, vermits het onduidelijk is wat er gebeurt indien een domeinconcessieaanvraag toegekend werd, maar dat er geen activiteiten op gebeuren.

De financiële crisis maakt het natuurlijk moeilijk om financiering te vinden. In dat opzicht kan men 2 groepen projectontwikkelaars onderscheiden. Enerzijds is er de groep rondom elektriciteitsproducenten, die het park grotendeels met eigen kapitaal financieren. Anderzijds zijn er de projectontwikkelaars die afhankelijk zijn van externe financiering. Voor de laatste groep is financiering moeilijk geworden, temeer omdat slechts enkele banken zich toelagen op de offshore windenergiemarkt. Bovendien zal een bank slechts overgaan tot financiering, als het

project rendabel blijkt in een economisch 'worst case scenario'. Concreet betekent dit dat de GSC (vaste prijs) en elektriciteitsprijzen (fluctuerend) een belangrijke rol hebben op de projectrentabiliteit. De elektriciteitsprijs schommelt tussen 35 en 90 €/MWh, een project zal slechts financiering vinden als het rendabel is met een prijs van 35€/MWh<sup>17</sup> (worst case scenario).

Op middellange termijn (2-5jaar) worden er grote logistieke beperkingen verwacht, vooral naar de beschikbaarheid van turbines toe. Ook de stockage en pre-assembly ruimte kunnen beperkend zijn.

Er is bovendien een grote concurrentie vanuit Engeland en Duitsland te verwachten, voor beschikbare schepen, onderdelen, enz... Een specifiek probleem zal ook de kabelconcurrentie zijn. Momenteel zijn er slechts een 2-tal spelers (Siemens en ABB) op de markt die in staat zijn dergelijke offshore elektriciteitskabels te produceren. Hierdoor zal er een grote concurrentie zijn met andere (Europese) windmolenprojecten.

De leden van BNSWEP, bestaande uit de 3 projectconsortia<sup>18</sup> die reeds een domeinconcessie verkregen hebben, hebben dus reeds garanties omtrent de elektriciteitstransmissie. Eén geïnterviewde uitte bezorgdheden als BNSWEP die onshore gridversterking niet tot hun prioriteit zou maken. Bovendien wordt de rol van de bevoegde minister als belangrijke voorwaarde ervaren voor een goede werking van dit overlegplatform.

De verschillende projecten zullen in de nabije toekomst parallel ingepland worden, dit vraagt een uitgebreide logistieke planning voor de Vlaamse (en eventueel omliggende) havens.

Eén geïnterviewde uitte bezorgdheden omtrent de duale rol van het BMM, enerzijds is de BMM een onderzoeksinstantie, anderzijds is ze ook een beleidsondersteunende instantie. Soms is de BMM dan ook onderzoeker, soms manager. Dit evenwicht is niet altijd eenvoudig. Andere overheidsinstellingen, zoals bv. de Administratie Leefmilieu, zijn pure beheersinstanties.

Sinds 1 april 2009 zijn GSC onderworpen aan BTW, terwijl dit voorheen niet het geval was. De effecten op de handel hiervan zijn nog niet volledig duidelijk. Voor de elektriciteitsproducent zou dit neerkomen op een nuloperatie.

Indien de federale en gewestelijke GSC-markten geharmoniseerd worden, kan een golf van offshore windenergie GSC de eengemaakte markt als het ware overspoelen, één geïnterviewde stelt voor om eventueel quota hiervoor in te voeren.

Eén geïnterviewde meldde dat samenwerking tussen verschillende overheidsinstanties, zowel nationaal als internationaal, niet altijd eenvoudig is. Vooral op internationaal vlak is dit moeilijk omdat de bevoegdheden verschillend gedefinieerd zijn van land tot land, alsook de exploitatievoorwaarden, en niet onbelangrijk, de cultuur of manier van werken van bepaalde instellingen. Vooral in het kader van een Europees offshore grid is dit belangrijk. Bovendien vereist de ontwikkeling van dit grid dat landen gedeeltelijk hun autonoom beslissingsrecht moeten inperken. Ook dit is niet altijd evident.

Eén geïnterviewde vreesde dat een kabelsubsidie voor 1 projectontwikkelaar vanuit de Europese Commissie als marktverstoring beschouwd zou kunnen worden. Dit probleem zou zich niet – of minder – stellen als de kabel door meerdere projectontwikkelaars gedeeld zou worden.

---

<sup>17</sup> Dit werd verder verwerkt in de economische analyse, zie § 7.2.

<sup>18</sup> Dit gesprek werd afgenomen voordat de domeinconcessie van Rentel en Norther goedgekeurd waren.

### 5.3.4 Kansen

De ontwikkeling van een offshore windenergiepark hoeft niet noodzakelijk in tegenstrijd te staan met visserij-activiteiten. Eén geïnterviewde vermeldt dat het vaak de Nederlandse Boomkorkotters zijn die ver in zee gaan vissen. Bovendien kan door de introductie van harde substraten (beton- of staalfunderingen), nieuwe kolonisatie plaats vinden (het zogeheten 'reef' effect). Daarnaast biedt de erosiebescherming een mogelijke paaiplaats voor vissen. De BMM heeft de eerste resultaten van de monitoringseffecten reeds gepubliceerd (Degraer S. *et al.*, 2009). Op basis van deze bevindingen kan de BMM de exploitatievoorwaarden indien nodig heroriënteren.

Ondanks de terughoudendheid omtrent aquacultuur (en de verhoging van het risico op calamiteiten), liggen er ook hier kansen. Men kan bv. denken aan andere vormen zoals potvisserij voor krabben en kreeften, lichte warrelnetvisserij, kleine mosselboeien en/of hangcultuur. Ook mogelijkheid rond 'open sea farming' wordt onderzocht.

Omtrent de mogelijkheid tot golf- en getijdenenergie nemen de meeste geïnterviewden een afwachtende houding aan. Indien de technologie rijp is, moeten deze kansen benut worden. Tijdens de projectaanvraag van Rentel is deze optie intern door de indieners onderzocht, maar niet rendabel en compatibel bevonden met de huidige technologie. Voorwaarde is natuurlijk wel dat de veiligheid en goede werking van de windturbines niet in het gedrang komt.

De offshore gridversterking vormt een enorme kans om de ontwikkeling van offshore windenergie te ondersteunen. Hiervoor werden verschillende opties naar voren geschoven:

- De overheid kan een kader creëren waarbij projectontwikkelaars die samen een kabel exploiteren, beloond worden. Voorwaarde is wel de rechtszekerheid van dit kader.
- Men kan ELIA bevoegd maken tot de offshore gridversterking en een 'stopcontact' op zee maken. Probleem hierbij is de planning van de parken, en het ontbreken van een technische consensus aan welke eisen zo'n 'stopcontact' moet voldoen.
- Ook een mogelijkheid om deze gridversterking sneller te financieren (bv. door gedeeltelijke prefinanciering vanuit de Vlaamse Overheid), wordt als positief ervaren.

Om de navigatieroutes zoveel mogelijk te vrijwaren wordt door Maritieme Dienstverlening en Kust voorgesteld om de noordelijke en zuidelijke zone open te houden voor de scheepvaart door corridors te creëren. Het verlies aan ruimte kan dan gecompenseerd worden door de zone aan de linkerzijde uit te breiden.

De ontwikkeling van de offshore windmolenparken bieden grote kansen voor de Vlaamse havens. Dit geldt trouwens niet alleen voor de Belgische projecten. Eén geïnterviewde vermeldt ook expliciet dat de Vlaamse havens als hub voor bv. Engelse projecten kunnen dienen. De Engelse havens aan de oostkust zijn immers niet echt geschikt voor opslag en preassemblage van onderdelen, aldus de geïnterviewde. In Oostende is de opwaardering van de Oosteroever van de haven een goed voorbeeld van de positieve effecten van een constructiesite voor offshore windenergie.

Verscheidende geïnterviewden zijn positief over de doelstelling om tegen 2020 2300 MW geïnstalleerd vermogen te hebben op het BDNZ. In dit kader moet snel werk gemaakt worden van de onshore gridversterking. Een geïnterviewde vermeldt zelfs 4000 MW als doel met verbeterde technologie en uitbreiding van de bestaande zones. Eén geïnterviewde vond de Vlakte van de Raan nog altijd een zeer geschikte zone voor offshore windenergie. Dan zou de bestemmingszone

wel gewijzigd moeten worden, en zou de visuele hinder terug een struikelblok kunnen zijn. Vanuit puur juridisch standpunt zou een eventueel kunstmatig energie-eiland (een piste die ook in Nederland onderzocht wordt) binnen de federale jurisdictie vallen (op basis van het UNCLOS-verdrag). Enkele jaren terug wou de visserij de Vlake van de Raan behouden als visgrond, maar uit verder onderzoek bleek dat er eigenlijk niet zoveel gevestigd werd. Vissers bezitten echter – net als loodsers – drukingsmiddelen die grote economische gevolgen kunnen hebben (bv. havenblokkades).

Wat betreft het creëren van jobs zijn alle geïnterviewden positief, maar toch zijn er verschillende verwachtingen.

- Sommigen verwachten dat er voor België jobs op alle niveaus van offshore windenergie zijn. Dit gaat om zowel turbines als onderdelen, engineering, installatie, onderhoud, operatie, en dergelijke.
- Eén geïnterviewde is genuanceerder en verwacht dat de creatie van jobs zich enkel op bepaalde niveaus zal bevinden. Zo zullen voor de turbines geen jobs gecreëerd worden op directe wijze, vermits deze turbines vooral in Duitsland en Denemarken ontworpen worden. Op indirecte wijze worden hier wel jobs gecreëerd voor de onderdelen van de turbines, en de (pre)assemblage. Ook in hightech domeinen als staalverwerking, elektronica en transmissie-kasten heeft België zeker relevante knowhow en kennis.
- Eén geïnterviewde kwantificeerde deze jobcreatie, en vermeldde dat voor het C-Power project tot nu toe ca. 425 equivalente mensjaren werk uitgevoerd werd.

Wat betreft het stroomlijnen van de vergunningsprocedure zijn de meningen verdeeld. Een volledige samensmelting van de verschillende procedures is niet wenselijk, wel zouden de vergunningen beter op elkaar afgestemd moeten worden. Bovendien kan een 'one-shop-stop' (genre Ondernemingsloket) wenselijk zijn om de vergunningsaanvragen beter te laten verlopen. Tevens is er nood aan een overlegplatform analoog aan BNSWEP, maar dan voor de projectontwikkelaars die nog geen domeinconcessie bezitten. Naar verluidt heeft ODE Vlaanderen hiervoor reeds enkele plannen.

Eén geïnterviewde vraagt meer transparantie in de criteria waarop het CREG zich baseert bij de toekenning van de domeinconcessie. Een voorbeeld hiervan kan zijn dat er duidelijke meetbare criteria vastgelegd worden, en dat aan elk criteria een wegingsfactor toegekend wordt, om zo tot een totaalscore te komen. Ook de motivering van het CREG kan beter, bv. bij een positief of negatief advies naar de minister.

Het harmoniseren van de federale en gewestelijke GSC-markten biedt zeker kansen. Een voordeel is natuurlijk dat de markt meer liquiditeit heeft, en dus dat de marktwerking beter functioneert. Volgende opmerkingen kunnen hierover gemaakt worden:

- Het ondersteuningsbeleid op lange termijn moet voldoende stabiel zijn om offshore windenergie te laten uitgroeien tot een competitieve energiebron. Hierbij wordt voorgesteld om externe kosten van elektriciteitsproductie (CO<sub>2</sub>-uitstoot, sociale kosten, enz....) op termijn te internaliseren.
- In het kader hiervan zou op termijn gedacht kunnen worden aan een uitfasering, net zoals bij de Vlaamse GSC voor zonne-energie het geval<sup>19</sup> is. Belangrijk is dan wel dat de

---

<sup>19</sup> Het nieuwe Duitse ondersteuningsbeleid voor offshore windenergie voorziet reeds in zo'n uitfasering, zie § 7.1.4.3.1.

eventuele reductie van GSC evenredig gebeurt met de werkelijk gedaalde productiekosten.

Vanuit Europese hoek wordt momenteel de mogelijkheid van **drijvende funderingen onderzocht**. Misschien biedt dit op termijn kansen voor een toepassing op het BDNZ.

De financiële crisis biedt natuurlijk ook kansen aan bedrijven en elektriciteitsproducent via een **economisch relance plan**. Eén geïnterviewde meldt dat een relanceplan weinig zinvol is indien de principes van duurzame ontwikkeling er niet expliciet in verwerkt worden.

Ook het voorzien van een testzone voor golf- en/of getijdenergie biedt een grote opportuniteit. Deze zone zou toelaten om de technologieën te testen voor het golf- en/of stromingsklimaat op het BDNZ. In verschillende Europese landen worden dergelijke testzones voorzien. Voorbeelden zijn EMEC in Schotland, BIMEP in Spanje, de 'Pilot Zone' in Portugal. Deze testzones zijn echter allen gelegen in hoog energetische zones, en zijn dus niet vergelijkbaar met het gematigde golf- of stromingsklimaat op het BDNZ.

De testzone zou bij voorkeur dicht bij de bestaande havens gesitueerd moeten zijn, om snelle toegang, aanpassingen of onderhoud te kunnen uitvoeren. Een gridconnectie is geen prioriteit in de beginfase, maar kan later eventueel voorzien worden, omdat hiervoor een moeilijk vergunningstraject afgelegd dient te worden. Een dergelijke zone laat bovendien toe om Belgische ondernemingen en onderzoeksinstellingen nauw te betrekken bij het onderzoek en de ontwikkeling van golf- en getijdenenergie.

### 5.3.5 Visie Elia

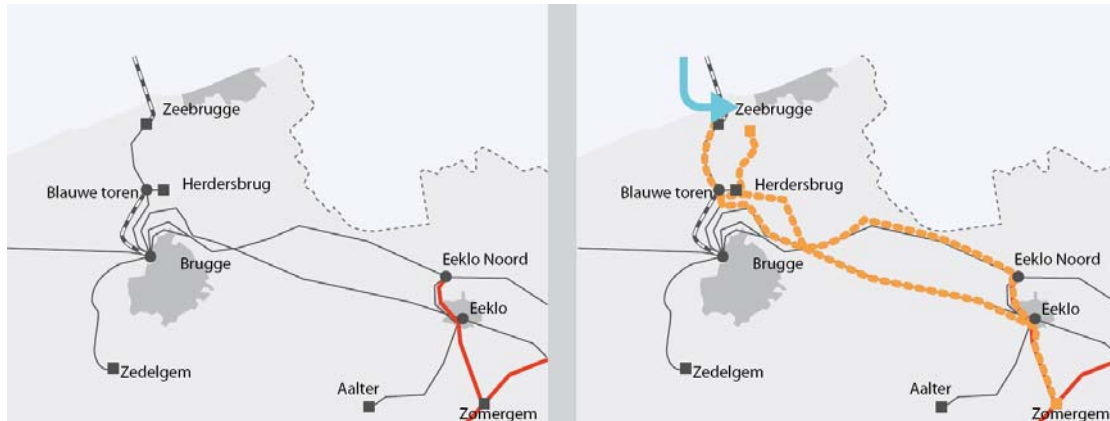
Hoewel de gridconnectie in essentie geen onderwerp vormt van deze studie, werd in de stakeholderanalyse toch de visie van Elia gevraagd omtrent de on- en offshore gridversterking, en de concrete stappen die hiertoe reeds genomen of gepland zijn.

De **onshore gridversterking** tussen Zomergem en Zeebrugge wordt behandeld in het Stevin-project. Dit project voorziet in de uitbreiding van het 380 kV net tussen Zomergem en Zeebrugge en heeft een 3-voudig doel (ELIA, 2009c; Maes, 2010). Ten eerste is er de connectie van de offshore windmolenparken, zodat de elektriciteit landinwaarts getransporteerd kan worden. Ten tweede is er de mogelijkheid tot een verdere interconnectie met het Verenigd Koninkrijk ook belangrijk, en de toegang tot de duurzame energiemix uit een groot deel van Noord-Europa. Ten derde garandeert deze connectie de economische ontwikkeling in de West-Vlaamse regio, met de haven van Zeebrugge als strategisch belangrijke groeipool.

Het Stevin-project omvat naast de aanleg van de 380 kV hoogspanningsverbinding ook de nieuwbouw van een hoogspanningsstation te Zeebrugge, dat reeds voorzien zal zijn op een aansluiting voor de onderzeese verbinding naar het Verenigd Koninkrijk die op gelijkstroom (High Voltage Direct Current) zal werken. Voor de aanleg van deze tracés verwijst ELIA naar de plan-MER, waarin de verschillende varianten voorgesteld worden. De dienst MER heeft Elia in januari 2010 gevraagd de technische haalbaarheid van enkele varianten te onderzoeken, waaronder bovengronds langs het Schipdonkkanaal en ondergronds voor bepaalde delen van het tracé waar bundeling met bestaande infrastructuren moeilijk is, er veel bewoning is en waardevolle landschappen en ankerplaatsen worden doorkruist. Gedeeltelijke ondergrondse varianten zijn geen optie van Elia, maar een te onderzoeken variant ten gevolge van de plan-MER (ELIA, 2010).



De varianten zijn weergegeven in Figuur 69 en worden beknopt besproken in de informatiebrochure van ELIA (ELIA, 2009c) en in detail in de Nota voor publieke consultatie die voorbereid werd voor de milieubeoordeling (ELIA *et al.*, 2010).



Figuur 69: Huidig transmissienet (links) en de 4 tracéalternatieven in het STEVIN-project (rechts)

Een tweede optie die opgehouden wordt is om de hoogspanningsverbinding (gedeeltelijk) ondergronds of (gedeeltelijk) bovengronds te installeren. Elia merkt op dat de bovengrondse verbinding hun voorkeur wegdraagt, zowel om technische, ecologische als economische overwegingen. Voor een bovengrondse hoogspanningsverbinding wordt momenteel uitgegaan van 150 miljoen € (inclusief het hoogspanningsstation te Zeebrugge). Bij een ondergrondse hoogspanningsverbinding is de kostprijs moeilijker in te schatten, maar ELIA baseert zich hierbij op externe studies die aangeven dat een bovengrondse variant een factor 7 tot 10 keer hoger zal zijn.

In 2009 werd de vergunningsprocedure door ELIA opgestart. Een eerste stap is hiervoor de opname van de hoogspanningsverbinding en –station in het Gewestelijk Ruimtelijk Uitvoeringsplan (GRUP). De consultatie voor de plan-MER werd afgerond eind 2009, zodoende kunnen belanghebbenden bijkomende onderzoeksaspecten en/of alternatieven formuleren. Nadat de plan-MER goedgekeurd is, kan deze geïntegreerd worden in de GRUP. De volgende stappen omvatten dan de opmaak van de Project-MER, het bekomen van de Stedenbouwkundige vergunning, de milieuvergunning en de Wegvergunning en verklaring van openbaar nut. Het spreekt voor zich dat al deze vergunningen in het bezit van ELIA moeten zijn alvorens met de eigenlijke werken begonnen kunnen worden. Voorlopig wordt dan eind 2012 weerhouden als startdatum van de werken. Indien deze timing gehaald wordt, kan begin 2013 begonnen worden met de versterking van het net, waarvan het einde voorzien is eind 2014.

Het is vrij realistisch dat tegen eind 2014 reeds 900 MW offshore windenergie gerealiseerd zal zijn door de eerste 3 vergunde domeinconcessies (C-Power, Eldepasco en Belwind). Deze eerste 3 parken worden aangesloten op de bestaande 150 kV kabel, hun aansluiting is dan ook gegarandeerd los van het Stevin-Project. Of Rentel en Norther (en de 6<sup>de</sup> en/of 7<sup>de</sup> domeinconcessie) dan reeds een deel van hun offshore windenergiepark gerealiseerd zullen hebben, is momenteel moeilijker te voorspellen. Maar een nauw overleg tussen de betrokken concessiehouders en ELIA kan er voor zorgen dat planningen optimaal op elkaar afgestemd worden.

De eventuele **offshore gridversterking** behoort momenteel niet tot de juridische bevoegdheid van ELIA. Het lijkt geen twijfel dat de betrokken partijen synergieën opzoeken, ook op het vlak van gridconnectie. Elia staat hierbij open voor verdere bespreking en wijst naast de technische uitdaging ook op de nood aan een duidelijk wettelijk kader.

## 5.4 Besluit stakeholderanalyse

Uit de selectieve stakeholderanalyse die voor deze studie uitgevoerd werd, kunnen volgende besluiten geformuleerd worden.

De vergunningsprocedure en toekenning van de domeinconcessie werd door de meeste stakeholders als positief ervaren. Het beleidskader is voldoende duidelijk en rechtszeker. Toch werden enkele kritische noten genoteerd. Zo is het aangewezen dat er een rechtszeker kader voor het gemeenschappelijk gebruik van offshore kabels tot stand komt. Tevens zou de procedure waar mogelijk transparanter moeten kunnen, vooral in het hanteren van bepaalde selectiecriteria. Tot slot werd opgemerkt dat ondanks de zone voor offshore wind afgebakend werd in 2004, er een conflict is met de navigatie voor de meest zuidelijke en noordelijke zone. Ook werden nu reeds vragen gesteld omtrent de verlenging van de domeinconcessie na het verlopen van de huidige termijnen (20 +10 jaar).

In de ontwikkeling van offshore windenergie, liggen economische kansen voor de Vlaamse havens. Vooral naar logistiek en pre-assemblage biedt dit kansen. Dit geldt niet enkel voor de windturbineparken die op het BDNZ ontwikkeld worden, maar ook voor omliggende landen zoals het Verenigd Koninkrijk.

Tevens kunnen nieuwe overlegstructuren de ontwikkeling van offshore wind bevorderen. Hierbij wordt gedacht aan een overlegstructuur die specifiek de gridconnectie op het BDNZ beheert, met een eventuele mogelijkheid tot een 'stopcontact' op zee, en een interconnectie met het Verenigd Koninkrijk. Tevens lijkt een BNSWEP analogon voor projectaanvragers die nog geen domeinconcessie verkregen hebben wenselijk.

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

## 6 Kwalitatieve evaluatie van de beleidsmatige instrumenten voor een optimaal beleid inzake offshore wind

Dit hoofdstuk beschrijft kwalitatief de verschillende types steunmaatregelen. De verschillende systemen worden onder § 6.1 gedefinieerd. In § 6.2 worden de voor- en nadelen van elk systeem kwalitatief besproken. Paragraaf 6.3 maakt aanbevelingen ongeacht het type systeem van steunmaatregelen en gaat verder in op aanbevelingen voor het systeem van groenestroomcertificaten (GSC) en nadien meer specifiek voor het Belgische systeem. Tot slot, worden de niet-economische barrières besproken (§ 6.4). In hoofdstuk 7 worden de verschillende instrumenten dan verder kwantitatief uitgewerkt aan de hand van een economische analyse.

### 6.1 De verschillende steunmaatregelen

#### 6.1.1 Definitie invoegtariief en premiesysteem.

Bij een systeem van invoegtarieven kan de investeerder genieten van een vast tarief (per MWh) voor een welbepaalde vastgelegde termijn. Een premiesysteem bestaat uit een vaste en variabele inkomstenbron. De premie die gegarandeerd wordt voor een bepaalde termijn is vast. Daarbovenop komt de elektriciteitsprijs, onderhevig aan dagelijkse schommelingen. De investeerder zal bijgevolg een groter risico toekennen aan een premiesysteem. In Spanje kan gekozen worden of men wil genieten van een tarief- of premiesysteem.

#### 6.1.2 Definitie quota's in combinatie met GSC met boete

In een systeem van quota wordt een te behalen percentage van hernieuwbare energie vooropgesteld. De eerste Europese doelstellingen dateren hier van 2001 (COM, 2001). Aan de beoogde doelstelling wordt vervolgens een markt van certificaten gekoppeld, waarbij de certificaten tevens kunnen dienen als 'garantie van oorsprong'. De markt evolueert in functie van vraag en aanbod en in functie van in hoeverre het vooropgestelde percentage kan behaald worden. Bij schaarste of een zeer ambitieuze doelstelling zal de prijs voor een GSC stijgen. Het certificaat kan pas verhandeld worden als het beschikt over de erkende garantie van oorsprong. Het niet behalen van het beoogde percentage wordt bestraft met een vooropgestelde boete. Het GSC is een waardepapier dat onafhankelijk van de verkoop van elektriciteit kan verhandeld worden (VREG, 2009a; VREG, 2009b).

In een dergelijk systeem zijn zowel de prijs van het certificaat als de elektriciteitsprijs variabel. De investeerder zal bijgevolg aan dergelijk systeem een nog groter risico toekennen. Om dit risico enigszins te drukken kan een bepaald minimumtarief voor een GSC gegarandeerd worden (ELIA, 2009a). In België wordt het systeem van GSC toegepast. Op het Federale en Vlaamse niveau worden deze gebaseerd op een productie-eenheid elektriciteit uit hernieuwbare energie, op het Brusselse en Waalse niveau wordt deze echter gebaseerd op de vermeden CO<sub>2</sub>-uitstoot.

### 6.1.3 Definitie tendersysteem

In een dergelijk systeem kan elke geïnteresseerde investeerder inschrijven op een projectvoorstel. In dit geval zal de bieder met de laagste prijs het project toegewezen krijgen. In Denemarken liep een tenderprocedure voor de realisatie van het Anholt offshore windpark (400 MW). Er kon ingeschreven worden tot 7 april 2010. De connectie van het park met het elektriciteitsgrid dient te geschieden voor 31 december 2012. Het park zou instaan voor bijna 4% van de Deense elektriciteitsproductie (ENS, 2009). Ook in het Verenigd Koninkrijk bestaat het principe van tender procedures, de zogenaamde Round 1 en Round 2. Round 1 was een eerste gelanceerde procedure in december 2000 en bleek zeer succesvol te zijn. De omvang van de projecten waarop kon ingeschreven worden was echter relatief beperkt (tot maximaal 30 turbines per project). Round 2 (november 2002 – februari 2003), de hierop volgende tenderprocedure, richtte zich daarom op nog grotere offshore projecten en krachtiger turbines.

### 6.1.4 De belangrijkste steunmaatregelen in een Europese context

De meest voorkomende financiële steunmaatregelen zijn:

- Systemen die zich baseren op een **vaste prijs**. Er kunnen in dit geval drie categorieën onderscheiden worden: een investeringssubsidie, een invoegtarijf (Eng: feed-in tariff, FIT) en een premiesysteem (Eng: premium tariff).
- Systemen die zich baseren op **vaste hoeveelheden**. Binnen dit systeem onderscheidt men: tender en quotaprocedure in combinatie met groenestroomcertificaten (GSC).
- **Andere** steunmaatregelen die gecombineerd kunnen worden met de twee bovenstaande systemen: lage intrestlening, participatie van de overheid (in een deel van de kosten (bv balancing cost), in de infrastructuur (bv elektriciteitsgrid, ... ), in een deel van de financiering (als aandeelhouder), de toelating van een gunstiger afschrijvingsprocedure, ... .

Binnen eenzelfde land kan dan nog verder een onderscheid gemaakt worden naar type technologie, locatie, ... .

Tabel 16 geeft een overzicht uit de literatuur weer van de systemen die per land binnen Europa toegepast worden voor windenergie. Er worden in dit geval 5 verschillende categorieën onderscheiden: FIT of premie, quota en GSC, tenderprocedure, (gedeeltelijke) vrijstelling van belastingen en fondsen & subsidies.

Het merendeel van de Europese landen beschikt over een systeem van invoegtarieven eventueel in combinatie met extra steunmaatregelen (gedeeltelijke) vrijstelling van belastingen, subsidies, ...). Zeven landen maken gebruik van het systeem van quota en GSC en enkele landen maken gebruik van een tenderprocedure waarbij in de procedure een minimumprijs dient gegarandeerd te worden. Een meer gedetailleerd overzicht van het systeem per land wordt gegeven in Tabel 26 onder paragraaf 7.1.4.3.

Tabel 16: Samenvatting van de verschillende steunsystemen binnen Europa, volgens verschillende auteurs: H4 (Haas *et al.*, 2004); R4 (Reiche *et al.*, 2004); E5: (EWEA, 2005); R6 (Reiche, 2006); J8 (de Jager *et al.*, 2008); C9: (Campoccia *et al.*, 2009); K9 (Krohn *et al.*, 2009); S9 (Snyder *et al.*, 2009b).

Landen	Invoegtariief Premie	GSC en quota	Tender	(Gedeeltelijke) vrijstelling van belastingen	Fondsen, subsidies, ...
<i>België</i>		R4,S9,H4,C9,E5,K9 ,R		S9	S9,R
<i>Bulgarije</i>	C9,K9			R6	R6
<i>Cyprus</i>	R6,C9,K9			R6	K9
<i>Denemarken</i>	R4,S9,H4,C9,E5,K9		E5,K9	S9,H4	
<i>Duitsland</i>	R4,S9,H4,J8,C9,E5, K9,R			R4	K9,R
<i>Engeland</i>		R4,S9,H4,J8,E5,K9, R		R4,S9,H4,K9,R	S9,H4,R4
<i>Estland</i>	R6,C9,K9			R6	R6
<i>Finland</i>	R4,C9,K9 <sup>20</sup>			H4,E5,K9,R	H4,E5,R,K9
<i>Frankrijk</i>	R4,H4,J8,C9,E5,K9, R <sup>21</sup>		E5,K9,R	R4,J8	
<i>Griekenland</i>	R4,H4,C9,E5,K9			H4,E5	H4,E5
<i>Hongarije</i>	R6,K9			R6	R6
<i>Ierland</i>	C9,E5,K9,R		R4,H4,E5	H4,R	
<i>Italië</i>		R4,H4,C9,E5,K9,R			H4
<i>Letland</i>	R6,C9 <sup>22</sup>	K9	R6	R6	R6
<i>Litouwen</i>	C9,K9			R6	R6
<i>Luxemburg</i>	R4,H4,C9,E5,K9				H4,E5,K9
<i>Malta</i>	K9			R6, K9	
<i>Nederland</i>	S9,J8,C9,E5,K9 <sup>23</sup>			R4,S9,H4,J8,E5,K9	H4
<i>Oostenrijk</i>	R4,H4,C9,E5, R,K9	R4,H4	R4	R4	E5, R,K9
<i>Polen</i>	H4	R6,C9,K9 <sup>24</sup>		R6,K9	R6
<i>Portugal</i>	R4,H4,C9,K9		K9	K9	H4,K9
<i>Roemenië</i>		C9,K9		R6	
<i>Slovenië</i>	R6,C9,K9			R6	R6,K9
<i>Slovakije</i>	C9,K9			R6,K9	R6,K9
<i>Spanje</i>	R4,H4,C9,E5,K9				K9,R
<i>Tsjechië</i>	R6,H4,K9			R6	R6,H4
<i>Zweden</i>	R4,H4,E5,K9 <sup>25</sup>	C9,E5,K9,R		R4,H4	H4

<sup>20</sup> Extra steun voor onshore wordt overwogen in de vorm van FITs.

<sup>21</sup> FITs zijn eerder gegarandeerd voor kleine parken (< 12MW) ; voor de tenderprocedure geldt een minimum tarief.

<sup>22</sup> Krohn, S., S. Awerbuch, P. E. Morthorst, M. I. Blanco, F. Van Hulle and C. Kjaer (2009). "The Economics of Wind Energy. A report by the EWEA." pp. 1-154. meldt dat het systeem van FITs in 2003 beëindigd is.

<sup>23</sup> Krohn (2009) meldt dat de certificaten worden / werden gebruikt om de premie te kunnen opeisen.

<sup>24</sup> Krohn (2009) maakt melding van een combinatie van een systeem van GSC en premies.

<sup>25</sup> Krohn (2009) meldt dat het systeem van invoegtarieven tegen 2009 wordt uitgefaseerd.

## 6.2 De voor- en nadelen van een GSC-systeem

### 6.2.1 Beleidseffectiviteit van een technologie en een systeem

Om de efficiëntie en effectiviteit van bepaalde beleidsopties te beoordelen, zijn verschillende indicatoren bruikbaar. Een voorbeeld hiervan is de *policy effectiveness*, zoals ontwikkeld door het International Energy Agency (Figuur 70 en Figuur 71)<sup>26</sup>. De *policy effectiveness indicator* voor één bepaalde hernieuwbare energieproductietechnologie wordt als volgt gedefinieerd (IEA *et al.*, 2008):

$$E_n = \frac{G_n - G_{n-1}}{ADDPOT_n} = \frac{G_n - G_{n-1}}{POT_{2020} - G_{n-1}}$$

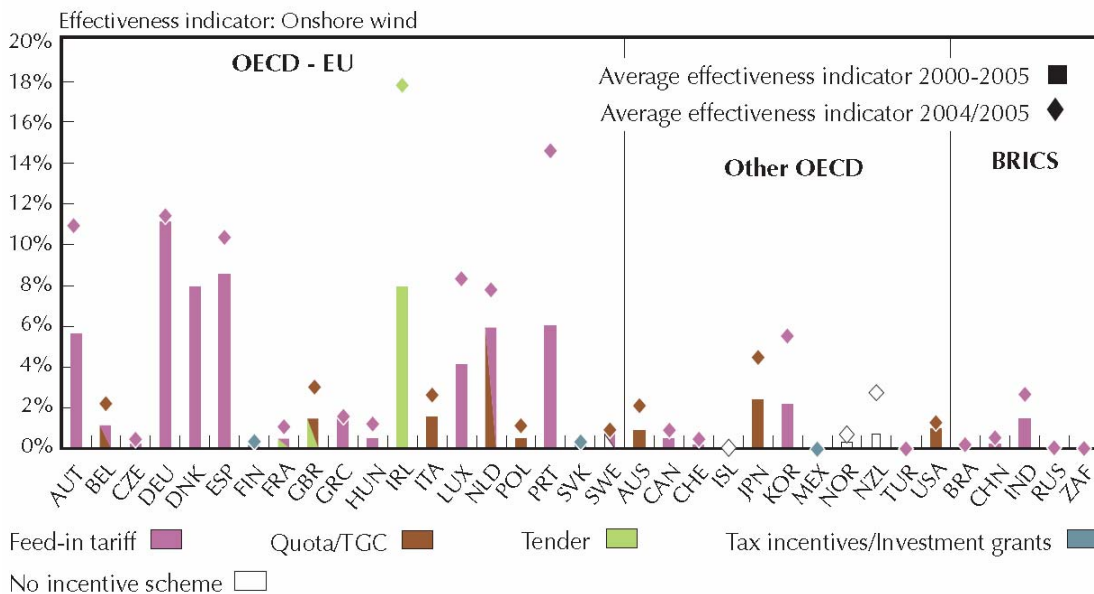
Waarbij:

$E_n$  : *policy effectiveness indicator* tijdens jaar “n”.

$G_n$  : elektriciteitsopwekking tijdens jaar “n”.

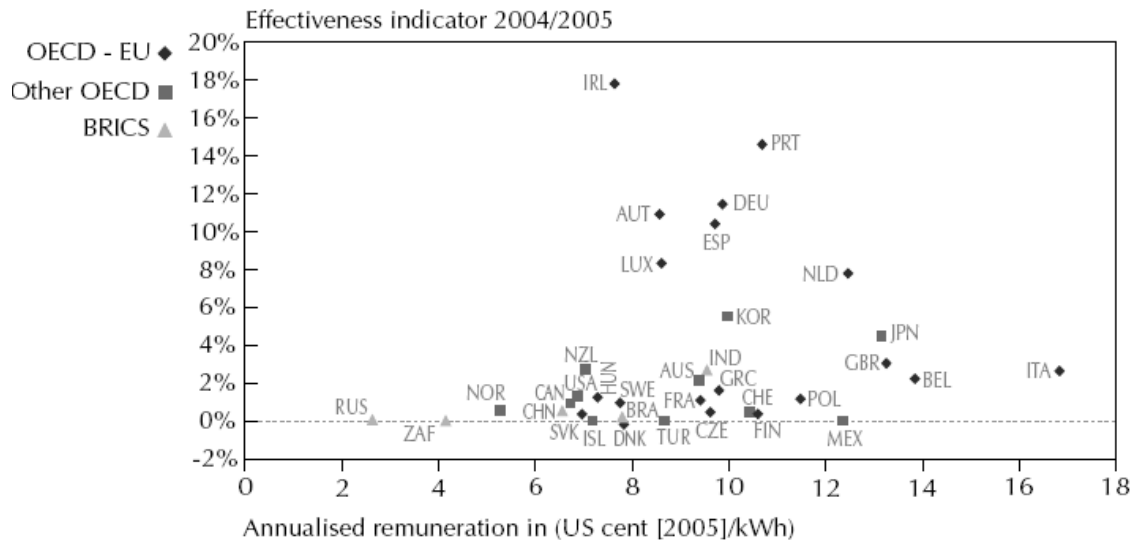
$ADDPOT_n$  : het toegevoegde potentieel van elektriciteitsopwekking vanaf jaar n tot 2020.

$POT_n$  : het totale potentieel van elektriciteitsopwekking tot 2020.



Figuur 70 : Policy effectiveness (1998-2005) in functie van het systeem van financiële ondersteuning onshore windenergie in IEA-landen (IEA *et al.*, 2008).

<sup>26</sup> Een dergelijke grafiek was niet beschikbaar voor offshore windenergie



Figuur 71: Policy effectiveness in functie van de hoogte van de financiële ondersteuning voor onshore windenergie (IEA et al, 2008).

Hoewel deze indicator opgesteld is voor onshore wind, kunnen toch enkele opmerkelijke besluiten uit Figuur 70 en Figuur 71 getrokken worden, die kwalitatief (niet kwantitatief) ook voor offshore wind kunnen gelden:

- Er is een ondergrens waar te nemen om onshore windenergie te ontwikkelen. De limiet lag in 2005 op 0,07 \$2005/kWh. Landen die minder steun boden dan dit, zagen geen significante ontwikkeling van onshore windenergie.
- Boven een bepaalde bovengrens (ca. 0,12 \$2005/kWh), leidt extra financiële steun niet tot een hogere effectiviteit inzake ontwikkeling van onshore windenergie. De landen die de meeste steun bieden (Italië, België, VK) hebben allen een quota-GSC systeem, maar scoren niet het best op effectiviteit. De oorzaak hiervan ligt in de niet-economische barrières (zie ook §6.4.2).
- Algemeen merken we op dat het invoegtarijf (gemiddeld ca 0,09-0,11 \$2005/kWh) in het merendeel van de landen wordt angewend. In vergelijking met landen die quota-verplichtingen koppelen aan GSC, blijkt het gemiddelde hoger te liggen (ca 0,13-0,17 \$2005/kWh). Duitsland, Spanje en Denemarken scoren goed en beschikken over een systeem van invoegtarieven. Dit succes is te wijten aan de lange termijn waarin de invoegtarieven gegarandeerd zijn, en de beperkte administratieve en regelgevende aspecten bij de toekenning van de vergunningen.

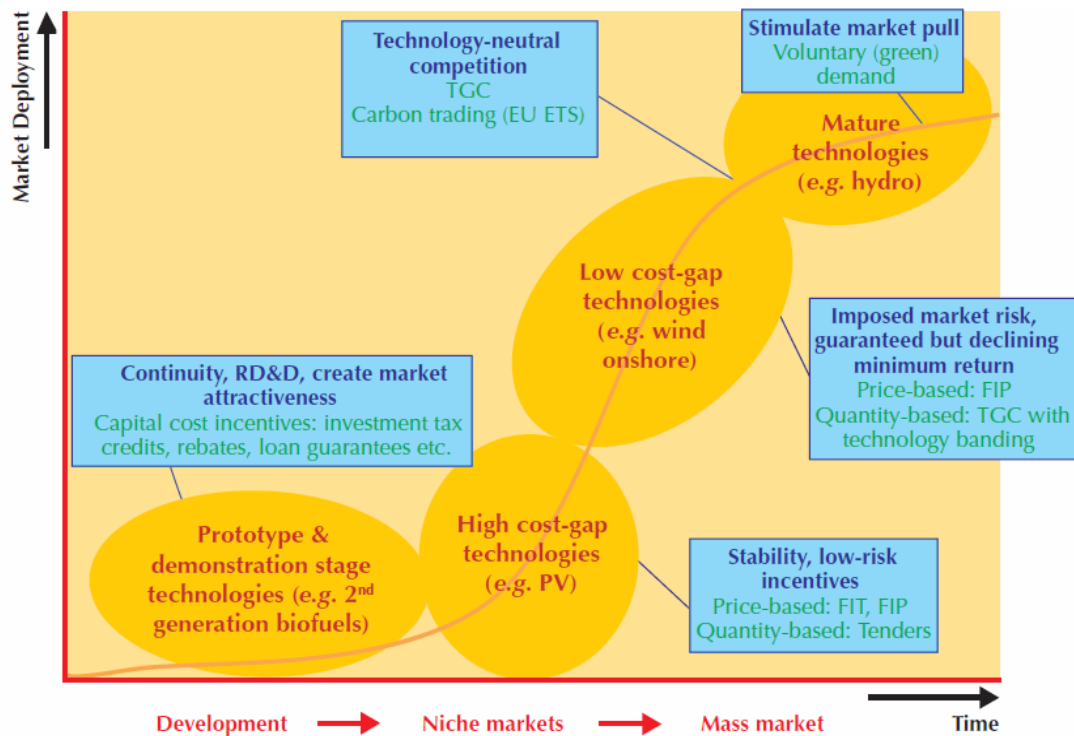
Sinds 2005 zijn er echter heel wat wijzigingen in het beleid van deze landen doorgevoerd, een update in de *policy effectiveness indicator* kan eventueel een ander beeld opleveren. Bovendien werd deze indicator opgesteld voor onshore wind, en is het dus geen directe maatstaf voor de effectiviteit van het offshore windenergiebeleid dat pas in 2004 in België ingevoerd werd.

In Denemarken heeft zich na 2001 een neerwaartse spiraal voorgedaan ten gevolge van een wijziging in het politieke beleid, het schrappen van de ambitieuze invoegtarieven en een grotere focus op offshore windenergie (IEA et al, 2008). Sinds 2001 is er een premiesysteem in voege

waarbij bovenop de elektriciteitsprijs een premie van 13 €/MWh wordt gegarandeerd. De premie wordt echter als onvoldoende beschouwd door de investeerders (Lipp, 2007).

Het voordeel van een invoegtariet ten opzichte van de overige systemen kan verklaard worden aan de hand van Figuur 72 (IEA *et al*, 2008). Figuur 72 stelt dat voor relatief mature systemen de meest geschikte steun een systeem van GSC is. De technologieën zijn voldoende competitief en er is voldoende uitwisseling op de markt mogelijk om te kunnen genieten van een efficiënt GSC-systeem. Er valt op te merken dat voor onshore windenergie de meest geschikte middelen zich situeren op het niveau van een premiesysteem (invoegtariet) en een systeem van technologieafhankelijke GSC. Offshore windenergie bevindt zich echter nog in een vroeger stadium dan onshore windenergie en is bijgevolg minder matuur. In dit geval zullen systemen als invoegtarieten, premies en tenders eerder de voorkeur genieten.

Algemeen zou men kunnen stellen dat een premature technologie nog een grote onzekerheid kent. In functie van de toenemende onzekerheid dient de investeerder meer garantie te krijgen op het slagen van diens investering (dit wordt verder geïllustreerd in hoofdstuk 7). Een systeem van FIT biedt in dit geval meer zekerheid dan een systeem van GSC waarbij zowel de prijs van een GSC als de marktprijs van de elektriciteit variabel zijn. Een systeem dient echter niet enkel afgestemd op de investeerder maar moet ook draaglijk zijn voor de maatschappij. In dit geval biedt een systeem van GSC waarbij de steun lager is meer garantie op de financiële houdbaarheid op lange termijn.



Figuur 72: Meest geschikte steunmaatregel in functie van de marktontwikkeling en -maturiteit (IEA *et al*, 2008).



## 6.2.2 De nadelen van een GSC-systeem

Een systeem van GSC heeft volgende nadelen (Ragwitz *et al.*, 2006):

- Indien slechts een systeem van GSC bestaat dat niet technologie afhankelijk is, zullen enkel de meest ontwikkelde hernieuwbare technologieën optimaal van het systeem kunnen genieten. Dit remt bijgevolg de groei af van andere veelbelovende maar actueel minder ontwikkelde hernieuwbare technologieën. Men kan echter opmerken dat eenzelfde redenering opgaat in geval van een invoegtarifief dat niet technologie afhankelijk is.
- De kosten voor de maatschappij kunnen hoog oplopen in geval het beoogde quotum moeilijk te behalen is en de termijn om de doelstelling te behalen alsmaar beperkter wordt.
- Het risico voor de investeerder ligt hoger ten gevolge van de onzekerheid op de marktprijs (zowel van de elektriciteitsprijs als de GSC) en de marktwerking (administratieve hindernissen bij het verhandelen van de GSC). Bij een systeem van FIT daarentegen is de prijs vast en is de investeerder zeker over het gegarandeerde tarief.

## 6.2.3 De voordelen van een GSC-systeem

Naast de nadelen kunnen volgende voordelen onderscheiden worden:

- Er is mogelijkheid tot een echte competitie en uitwisseling op de markt als over een echt systeem van GSC kan gesproken worden;
- Men kan (in theorie) exact de te behalen doelstellingen bereiken.

## 6.3 Aanbevelingen tot een geschikt ontwerp van steunmaatregel

### 6.3.1 Algemene aanbevelingen

De steunmaatregelen dienen helder, coherent en toegankelijk te zijn voor de investeerder (Haas *et al.*, 2004). Een toelatingssysteem dat ingewikkeld is en veel tijd vraagt, schrikt de investeerder af. Een uniformering van de regels en een reductie van de proceduretijd verminderen het waargenomen risico voor de investeerder. Niet enkel op nationaal niveau dient gestreefd te worden naar een duidelijk kader. Ook op Europees vlak kan coherentie interessant zijn, zo werden de voordelen en nadelen van een Europees geharmoniseerde GSC-markt reeds onderzocht (del Rio, 2005).

Het systeem dient evenzeer ambitieus te zijn en doelstellingen op de lange termijn te beogen (de Jager *et al.*, 2008). Op die manier wordt de vastberadenheid van het beleid weerspiegeld en betekent dit een grotere garantie van zekerheid voor de investeerder. Eenmaal een systeem ontwikkeld is, moet het over een welbepaalde termijn vastgelegd zijn (bv de duur of een zeker percentage van de duur van een park). Plotse veranderingen, ad hoc beslissingen of *stop and go* procedures hebben een negatieve invloed op de ontwikkeling van een hernieuwbare energie (bv. de sterke daling in steun in Denemarken in 2001).

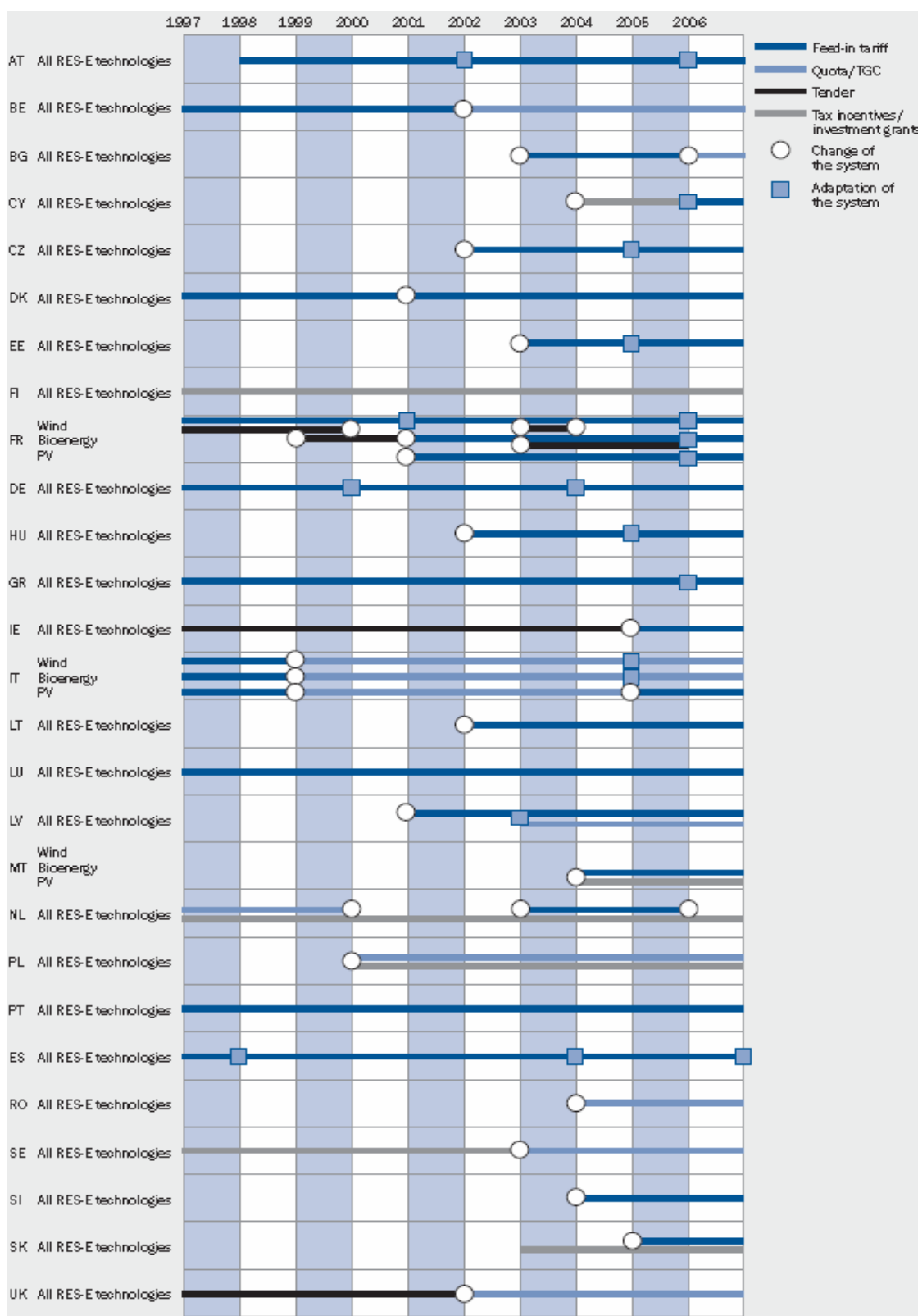
Figuur 73 geeft een overzicht van de voornaamste steunmaatregelen binnen de EU-27 van 1997 tot 2006. We merken voor België een continuïteit binnen het systeem op. Slechts één enkele

wijziging is gebeurd (2002): de omschakeling van een invoegtarif naar een systeem van groenestroomcertificaten.

Als een systeem zou wijzigen, kan dit bij voorkeur best gebeuren voor nieuwe spelers op de markt (Haas *et al*, 2004; Ragwitz *et al*, 2006). Een vermindering van de steun in de tijd kan in dit geval de technologische efficiëntie bevorderen ten gevolge van het leereffect.

Elk systeem dient technologiespecifiek te zijn (Ragwitz *et al*, 2006). De verschillende hernieuwbare energietechnologieën bevinden zich allen in een verschillende ontwikkelingsfase. Terwijl sommige technologieën nog niet matuur zijn, bevinden andere technologieën zich bijna in het stadium van volledige maturiteit en competitiviteit. De technologie afhankelijke steun zal toelaten dat elke technologie op diens eigen ritme en eigen financiële noden de fase van volledige maturiteit kan bereiken. Dit is nodig wil men op lange termijn streven naar een maximaal aandeel van de hernieuwbare energietechnologieën.

De financiering van de steunmaatregelen geschiedt bij voorkeur buiten overheidsbudgetten (de Jager *et al*, 2008). Een zogenaamde autofinanciering is in dit geval voordeliger en niet gebonden aan politieke termijnen of beslissingen. Zo kan het beleid bijvoorbeeld garant staan voor een lening die een deel van de benodigde investering omvat. De garantie zorgt ervoor dat de investeerder kan lenen tegen een lagere en bijgevolg gunstigere intrest. De staat kan op zijn beurt geïnteresseerden laten investeren in een groene obligatie bv met een vooraf bepaald rendement om de garantie te kunnen waarborgen. Een andere mogelijkheid bestaat bv in de oprichting van een garantiefonds. In Spanje en Duitsland kunnen gunstiger leningen aan een lage interest verkregen worden (Krohn *et al*, 2009). Beide landen scoren goed in Europa inzake de ontwikkeling van windenergie.



Figuur 73: Evolutie van de steunmaatregelen binnen de EU-27 (Ragwitz *et al.*, 2007; Krohn *et al.*, 2009).

### 6.3.2 Aanbevelingen voor een systeem van GSC

Volgende aanbevelingen voor een systeem van GSC kunnen gemaakt worden (Ragwitz *et al*, 2006; de Jager *et al*, 2008):

- De termijn: het is aan te bevelen om de beoogde doelstellingen op een lange termijn te plannen zodat aldus de vraag op de markt gegarandeerd blijft (vb 15 à 25 jaar);
- De liquiditeit van de markt : om een echte marktsituatie te kunnen creëren dienen voldoende spelers op de markt aanwezig te zijn, zoniet verliest het systeem zijn oorspronkelijke doel;
- Barrières: de ontwikkeling van die markt mag bovendien niet in de weg gestaan worden door niet-economische barrières;
- Een voldoende hoge boete : opdat een stimulans zou bestaan om te investeren in hernieuwbare energie dienen de traditionele energieproducenten hiertoe aangespoord te worden. Indien niet voldaan wordt aan de quota-doelstelling kan een boete opgelegd worden. De boete dient voldoende hoog te zijn om haar nut te bewijzen. In Zweden bedraagt de boete 150% van de prijs van een certificaat (de Jager *et al*, 2008), een andere auteur meldde dat deze boete destijds onvoldoende was (Ragwitz *et al*, 2006). De boete dient in verhouding te staan tot de kosten en dient indien nodig gewijzigd als de beoogde quota niet behaald worden. De wijzigingen mogen echter niet ad hoc gebeuren en een coherentie in het boetesysteem is noodzakelijk.
- Voorziening van minimumtarieven: om in eerste instantie een markt te kunnen creëren en het vertrouwen van de investeerder te winnen dient een gegarandeerd minimumtarief voor een welbepaalde termijn vastgelegd te worden.
- Technologie afhankelijk: gezien de meeste hernieuwbare technologieën zich in verschillende fasen van maturiteit bevinden dient de steun (minimumtarief, duur) vastgelegd te worden in functie van elke technologie afzonderlijk.

### 6.3.3 Aanbevelingen voor het Belgische systeem van GSC

In België wordt voor offshore windenergie gebruik gemaakt van een systeem van GSC. De investeerder ontvangt een minimumtarief van 107 €/MWh onder een geïnstalleerd vermogen van 216 MW, voor de extra capaciteit is een minimumtarief van 90 €/MWh gegarandeerd . Praktisch gezien is er nog geen federale markt aanwezig. De certificaten afkomstig van de eerste zes geïnstalleerde windmolens worden bijgevolg rechtstreeks aan Elia verkocht. De marktprijs voor een GSC is momenteel dus niet variabel en enkel de elektriciteitsprijs varieert.

Als we de prijzen van de GSC met een garantie van oorsprong in Vlaanderen bv van naderbij bekijken dan varieert deze tussen 107,33 €/MWh en 111,58 €/MWh (Tabel 17). Indien een uitwisseling met de Vlaamse markt mogelijk is, betekent dit dat de investeerder meer zou kunnen ontvangen dan de gegarandeerde minimumprijs. Dit verschil is relatief klein als men dit vergelijkt met de prijs van 107 €/MWh, maar wordt behoorlijk groot voor de extra capaciteit boven de 216 MW (m.n. > 17 €/MWh). Een studie die de effecten bestudeert van een mogelijke uitwisseling tussen de verschillende (Federale en Gewestelijke) markten van GSC is dus zeker interessant. Hierbij dient onder andere onderzocht te worden of de marktprijs in dergelijke situatie dezelfde blijft of wijzigt, de bestaande marktspelers niet overspoeld worden door de nieuwe speler of

sector (offshore wind algemeen) en vice versa, etc. In Vlaanderen is het boetetarief laag (125 €/MWh), deze is volgens sommige auteurs te laag waardoor het voordeliger is om de boete te betalen (Krohn *et al*, 2009).

In Wallonië en Brussel bedraagt het boetetarief 100 € per niet-ingeleverd certificaat. Bovendien zijn in Wallonië en Brussel de certificaten niet gebaseerd op de elektriciteitsproductie, maar op de vermeden CO<sub>2</sub>-uitstoot. Ook dit compliceert het harmoniseren van de 4 certificatenmarkten.

Tabel 17: gemiddelde prijs voor GSC in Vlaanderen (VREG, 2009a).

Periode	Gemiddelde prijs voor een GSC met garantie van oorsprong
01/04/2005 – 31/03/2006	111,58 €/MWh
01/04/2006 – 31/03/2007	109,17 €/MWh
01/04/2007 – 31/03/2008	107,86 €/MWh
01/04/2008 – 31/03/2009	107,33 €/MWh

## 6.4 Niet-economische barrières en het Belgische beleid

### 6.4.1 Literatuur en algemeen overzicht

De efficiëntie van een systeem verbeteren, houdt evenzeer in dat niet-economische barrières dienen opgelost te worden. Verschillende studies (EWEA, 2007; Butler *et al.*, 2008) en de enquête georganiseerd door de Europese Commissie (COM, 2008b), zoals besproken in § 5.1, onderscheiden volgende mogelijke barrières voor de exploitatie van offshore windenergie :

- Het ontbreken van een geïntegreerde aanpak om de ideale locaties te onderscheiden voor de aanleg van een park van windmolens: informatie over de locaties is niet aanwezig / beschikbaar (vb windpotentieel, verschillende gebruikers, milieubeperkingen, ...);
- de bestaande procedures zijn onoverzichtelijk, de procedures zijn te talrijk, verschillende instanties dienen geraadpleegd te worden voor de machtiging van één vergunning;
- De connectie met het grid (zowel op land als op zee) is niet optimaal / aanwezig (de regels zijn niet duidelijk wie welke bevoegdheid draagt, noodzaak aan krachtigere interconnectiepunten, gebrek aan offshore connectiepunten, visie op de lange termijn ontbreekt, wie staat in voor de balanceringskost, ...);
- Het ontbreken van precieze testen met betrekking tot de efficiëntie en betrouwbaarheid van de technologie (ontwikkeling van een echte offshore turbine, funderingen, standaardisering en normering, kwalificering, ...);
- Het ontbreken van steun voor verdiepende R&D (m.b.t. de inschatting van de kosten, de samenwerking tussen industrie en overheid, onderzoek naar materialen met een optimale sterkte-gewicht verhouding);
- De aanpassing van de steunsystemen van een land in functie van het risico en de kosten verbonden aan het project;

- Het ontbreken van de ontwikkeling van een stabiele offshore markt die logistieke problemen aanpakt (Blanco, 2009), zich op een lange termijn focust, de samenwerking met de industrie, de netbeheerders, de maritieme industrie, de gas- en petroleumindustrie, ... verbetert;
- De publieke en sociale acceptatie.

## 6.4.2 De niet-economische barrières binnen België

Naast de ontwikkeling van financiële steun dient dus zeker rekening gehouden te worden met niet-economische barrières. Zo meldt een studie besproken in § 6.2.1 (IEA *et al*, 2008), dat de toename van de financiële steun niet steeds gepaard gaat met een toenemende ontwikkeling van hernieuwbare energie. Een (mogelijke) reden hiervoor is aldus de aanwezigheid van niet-economische barrières. Voor offshore windenergie in België situeren de grootste niet-economische barrières zich voornamelijk op het niveau van de procedures en de momenteel beschikbare gridcapaciteit.

### 6.4.2.1 Het Belgische beleid voor offshore windenergie

De wetgeving inzake ondersteuning van hernieuwbare energietechnologieën heeft ook een hele evolutie achter de rug. Dit ging niet zonder slag of stoot. Sommige auteurs vermelden dan ook het ‘chaotische beleid in België en Oostenrijk’, zowel algemeen als bij de implementatie van hernieuwbare energietechnologie (Reiche *et al*, 2004). Toch kan men stellen dat er momenteel een vrij duidelijk - en vooral rechtszeker - wetgevend karakter is. Om een offshore windturbinepark te kunnen bouwen en exploiteren dienen op federaal niveau 5 belangrijke voorwaarden onderscheiden te worden (Maes *et al*, 2005; Douvere *et al*, 2007; C-Power, 2009):

- Het verkrijgen van een domeinconcessie;
- Een milieuvergunning voor de bouw en exploitatie van het windmolenpark;
- Een vergunning voor de aanleg en exploitatie van de submariene elektriciteitskabels;
- Een vergunning voor de connectie aan het onshore grid;
- Een contract met ELIA voor de afname van GSC.

Afhankelijk van het concrete project kunnen daarnaast ook nog andere regionale vergunningen betreffende de onshore activiteiten nodig zijn.

Alvorens de specifieke wetten rond offshore windenergie te bespreken, worden eerst nogmaals de 2 basiswetteksten in relatie tot het BDNZ vermeld, met name de Wet Marien Milieu Marin (MMM-Wet<sup>27</sup>) en de Wet Economische Exclusieve Zone (EEZ-Wet<sup>28</sup>). Voor meer informatie omtrent deze wetteksten in het algemeen wordt verwezen naar de literatuur (Maes *et al*, 2005; MIRA *et al.*, 2006; Douvere *et al*, 2007).

In het kader van de milieuvergunning zijn 2 uitvoeringsbesluiten (gebaseerd op de MMM-Wet) belangrijk:

<sup>27</sup> Wet van 20 januari 1999 (B.S. 12 maart 1999) ter bescherming van het mariene milieu onder de rechtsbevoegdheid van België.

<sup>28</sup> Wet van 22 april 1999 (B.S. 10.07.2003) betreffende de exclusieve economische zone van België in de Noordzee.

- *Koninklijk Besluit van 7 september 2003 (B.S. 17.10.2003) over de procedure voor vergunningen vereist voor bepaalde activiteiten in de zeegebieden.* Zo bepaalt Art. 10 de vergunningsplichtige activiteiten, waaronder de *burgerlijke bouwkunde, het graven van sleuven en het ophogen van de zeebodem en industriële activiteiten*<sup>29</sup>.
- *Koninklijk Besluit van 9 september 2003 (B.S. 17.10.2003) over de milieu-effectenbeoordeling*<sup>30</sup>.

In het kader van de verkrijging van de domeinconcessie zijn volgende wetgevingen van toepassing:

- *Wet van 20 december 2000 (B.S. 30.12.2000) Koninklijk Besluit 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*<sup>31</sup>;
- *Wet van 17 mei 2004 (B.S. 29.06.2004). — Koninklijk Besluit tot wijziging van 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*<sup>32</sup>;

In het kader van de machtigingen voor de vergunningen voor de on- en offshore grid connectie zijn volgende wetgevingen van toepassing:

- De bekabeling op zee, volgens de wet van 12 maart 2002 (B.S. 09.05.2002) — *Koninklijk Besluit betreffende de nadere regels voor het leggen van elektriciteitskabels die in de territoriale zee of het nationaal grondgebied binnenkomen of die geplaatst of gebruikt worden in het kader van de exploratie van het continentaal plat, de exploitatie van de minerale rijkdommen en andere niet-levende rijkdommen daarvan of van de werkzaamheden van kunstmatige eilanden, installaties of inrichtingen die onder Belgische rechtsmacht vallen.*
- De rol van ELIA, de federale netstroombeheerder, en de aansluiting op dit net volgens het KB van 19 december 2002 (B.S. 28.12.2002) - *Koninklijk Besluit houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe.*
- De bekabeling aan land volgens de stedenbouw (AROHM<sup>33</sup>), volgens het *Decreet van de Vlaamse Regering van 18 mei 1999.(B.S. 08.06.1999) - Decreet houdende de organisatie van de ruimtelijke ordening.*

<sup>29</sup> Deze wet bepaalt de te volgen procedure voor het bekomen van een milieuvergunning op het BDNZ.

<sup>30</sup> Art. 10 van deze wet bepaalt de te toetsen milieu-effecten.

<sup>31</sup> Art. 3 vermeldt de definitie van een 'installatie', zijnde elke installatie voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden. M.a.w: de domeinconcessie voorziet reeds een toekenning aan golf- en getijdenenergie-installaties. Een 2de bepaling is de duur van de concessie. Art. 13 bepaalt nl. dat de domeinconcessie voor ten hoogste 20 jaar kan toegekend worden, eventueel verlengbaar zonder de totale duur van 30 jaar te overschrijden.

<sup>32</sup> In deze wet worden de coördinaten van de domeinconcessie zone bepaald.

<sup>33</sup> Na de hervorming in het kader van BBB (Beter Bestuurlijk Beleid) is dit nu RWO geworden.

- De bekabeling aan land volgens de wegvergunning, bepaald volgens het *Koninklijk Besluit van 26 november 1973 (B.S 27.02.1974) betreffende de wegvergunningen bedoeld bij de wet van 10 maart 1925 op elektriciteitsvoorziening.*

De bedragen van de ondersteuning die de GSC bieden, wordt vastgelegd in (zie ook Tabel 18 voor de gegarandeerde minimumprijzen):

- *Wet van 5 oktober 2005 (BS 14.10.2005) — 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.*

Tabel 18: De gegarandeerde termijn en minimumprijs voor één GSC, volgens de federale wet van 5 oktober 2005.

Energiebron	Minimumprijs GSC (€/MWh)	Gegarandeerde termijn (jaar)
Offshore wind, eerste 216 MW	107	20
Offshore wind, boven 216 MW, zelfde domeinconcessie	90	20
Onshore wind	50	10
Zon	150	10
Waterkracht	50	10
Andere hernieuwbare energiebronnen (waaronder biomassa)	20	10

Alle hierboven weergegeven wetteksten situeren zich natuurlijk op het Federale niveau. Ter volledigheid wordt ook de nieuwe Vlaamse Grondslag inzake Groenestroombeleid tot 2020 vermeld, omdat deze expliciet vermelding maakt van een GSC voor golfenergie en getijdenenergie voor de Vlaamse bevoegdheid, ten belope van 95 €/MWh voor een gegarandeerde termijn van 10 jaar (Vlaamse Overheid, 2009). Dit werd gepubliceerd in het B.S. op 7 juli 2009 (Vlaams Parlement, 2009).

#### 6.4.2.2 De beschikbare gridcapaciteit

Een tweede grote barrière situeert zich op het vlak van de actueel beschikbare gridcapaciteit. Momenteel is een capaciteit tot ca. 900 MW beschikbaar. Indien elke zone op het BDNZ waarvoor commerciële exploitatie van offshore windenergie mogelijk is, effectief zal geëxploiteerd worden, dient minimaal een capaciteit tot 2 GW voorzien te worden (Ministerraad, 2004). Merk op dat men hier nog uitgaat van de huidige toestand en niet van de nieuwe inzichten inzake de onderlinge afstand tussen de turbines, zoals besproken in § 2.4.2. Er is dus zeker nood aan een onshore gridversterking. Momenteel zou de bestaande capaciteit van de hoogspanningsleiding tussen Zeebrugge en Zomergem een aansluiting van C-Power, Belwind en Eldepasco (totaal ca 900 MW) toelaten. Elia heeft in november 2009 hiertoe reeds de vergunningsprocedure opgestart, om de capaciteit te verhogen tot 380 kV (ELIA, 2009b).

Een tweede vraag die zich bijgevolg stelt is hoe de gridversterking offshore praktisch kan geschieden en op welke wijze deze gefinancierd dient te worden. Praktisch gezien geniet de voorziening van een 'stopcontact' op zee de voorkeur. Dit stopcontact zou dan eventueel later in verbinding kunnen gesteld worden met een offshore North Sea grid waarvan reeds sprake is (3E *et al.*, 2008). Elk park op zee zou dan in verbinding met het stopcontact kunnen gesteld worden.

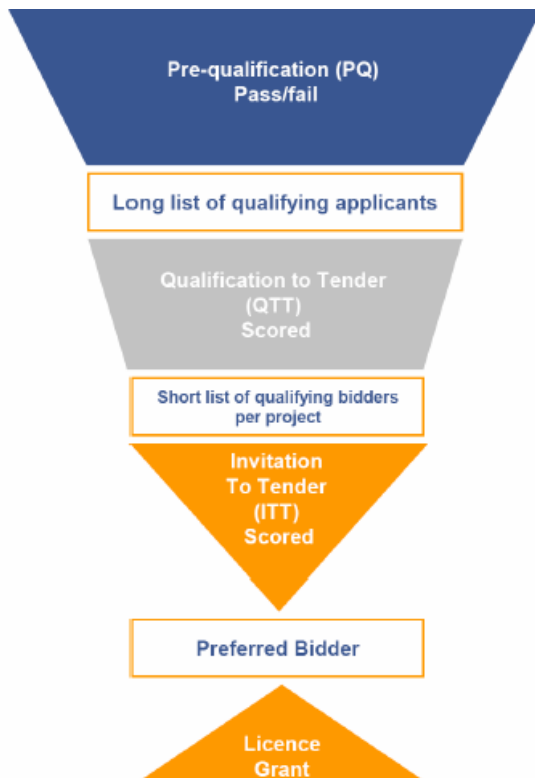


Technisch probleem hierbij is dat er nog geen standaardisering omtrent offshore 'stopcontacten' beschikbaar is.

De investeerder zou dan dienen in te staan voor de aanleg en financiering van een kabel van het park tot het stopcontact. De voorziening van één of meerdere kabels per park tot de kust is in dit geval niet nodig. Eén of enkele kabels van de kust tot het stopcontact zullen dan volstaan hetgeen een kostenreductie met zich meebrengt.

De eigenlijke kost voor de voorziening van het stopcontact en de kabelkost zouden op verschillende manieren kunnen behandeld worden. Een mogelijke piste bestaat er in Elia volledig bevoegd te stellen voor de aanleg, exploitatie en de respectievelijke kosten. ODE Vlaanderen stelt dat dit in het verleden niet anders was voor de traditionele energiecentrales (zie § 5.3). Ook toen stond Elia in voor de nodige voorzieningen en versterkingen om de traditionele energiecentrales aan te sluiten op het net. Een andere piste gaat uit van dezelfde gedachte maar reduceert de kost voor Elia. In dit geval zou dan voor elk park dat zich aansluit een *aansluitfee* kunnen gevraagd worden in functie van bijvoorbeeld het geïnstalleerd vermogen of feitelijke elektriciteitsproductie van elk park.

In het Verenigd Koninkrijk worden verschillende tenderprocedures uitgeschreven om transmissielicenties te bekomen voor offshore energieprojecten. De procedures worden uitgeschreven door de OFGEM (*Office for Gas and Electricity Markets*). De eerste tenderprocedure heeft betrekking op negen verschillende offshore windenergieprojecten die samen goed zijn voor een totaal geïnstalleerde vermogen van 2065 MW (OFGEM, 2009). Voor elk van de 9 geplande projecten zou een licentie worden uitgeschreven. De beste bidder wordt op die manier een officiële offshore transmissie-eigenaar en kan een transmissieheffing vragen aan de investeerder van het betreffende windturbinepark ter compensatie van de investering in het grid. Het systeem heeft als doelstelling een efficiënte kostenreductie in de aanleg van een offshore grid voor het Verenigd Koninkrijk. De belangrijkste fasen in deze tender worden weergegeven in Figuur 74.



Figuur 74: Fasen in de tenderprocedure voor het offshore grid in de UK (OFGEM, 2009).

Voorts kunnen nog andere barrières / problemen onderscheiden worden die zich op termijn kunnen manifesteren: de navigatieroutes, de radarproblematiek, de beperkte beschikbaarheid van haventerrein in geval van een werkelijke *boom* van de offshore windenergie, enz .

## 6.5 Besluit

Om een optimaal ondersteuningsbeleid voor een nieuwe technologie te garanderen, moet de overheid rekening houden met het bedrag, het economisch instrument en de timing van de ondersteunende maatregelen. Dit is een nodige voorwaarde, maar geen voldoende. Niet-technologische of economische hindernissen, zoals bv. sociale weerstand of een hoge administratieve last, kunnen de ontwikkeling danig vertragen.

Hoewel offshore windenergie een Federale bevoegdheid is, kan het beleid hiervoor enkel in het algemene kader van hernieuwbare energietechnologieën bekeken worden. De Federale en Gewestelijke overheden hebben allen geopteerd voor een systeem van GSC, maar onderling bestaan grote verschillen. Zo zijn de Federale en Vlaamse GSC gebaseerd op elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare energiebronnen, terwijl de Waalse en Brusselse GSC gebaseerd zijn op vermeden CO<sub>2</sub>-uitstoot. Een harmonisering van de GSC-markten kan wenselijk zijn, maar wordt bemoeilijkt door de verschillende maatstaven waarop zij berekend worden. Die harmonisering zou onder meer kunnen leiden tot een vlotte uitwisseling van de GSC, een verhoogde liquiditeit (en bijgevolg een realistische prijsvorming) en een uniform boetetarief bij het niet-behalen van de quota.

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.

Bij de niet-technologische hindernissen in België stelt men de lange vergunningsprocedure vast, alsook de beperkte gridcapaciteit onshore.

## 7 Economische analyse: kwantitatieve analyse van de steun voor offshore windenergie

Huidig hoofdstuk zal met behulp van de bepaling van de netto actuele waarde (NAW, of Eng.: *Net Present Value, NPV*) de verschillende systemen van steun in verschillende landen analyseren. Naast de traditionele steunmaatregelen (invoegtarif, premie, GSC) zullen extra steunmaatregelen (bv kabelsubsidie, lage interestlening, ...) onderzocht en naar waarde geschat worden. In paragraaf 7.1 worden alle invloedsparameters op de NAW gedefinieerd en wordt een waarde toegekend aan elke parameter op basis van data uit de literatuur. Er dient gesteld te worden dat de aangenomen waarden (verdisconteringsvoeten, investeringskosten, werkings- en onderhoudskosten, enz.) inschattingen zijn en steeds projectafhankelijk zullen zijn. De aannames dienen bovendien over een lange (25 jaar) tot zeer lange (50 jaar) termijn te gebeuren en kunnen in functie van de technologische evolutie in de toekomst wijzigen.

Paragraaf 7.2 schetst een beeld van de verschillende scenario's (een optimistisch, basis en pessimistisch scenario) en de variaties (extra steunmaatregelen en/of variaties binnen België, steunsystemen in andere Europese landen) die zullen beschouwd worden. De NAW wordt voor verschillende scenario's en variaties berekend en de resultaten en aanbevelingen worden voorgesteld. Een extra situatie waarin een park een levensduur van 50 jaar heeft en de initieel geïnstalleerde windturbines na 25 jaar dienst zullen vervangen worden door een nieuw en krachtiger type wordt evenzeer beschouwd en geanalyseerd.

Er dient vastgesteld dat de conclusies en resultaten functie zijn van de aangenomen parameters. De parameters zijn niet onveranderlijk (functie van tijd, projectafhankelijk, enz.). De indeling van verschillende scenario's laat toe deze variaties (deels) op te vangen. Er dient echter opgemerkt dat de conclusies en eindresultaten eventueel kunnen wijzigen als blijkt dat één of meerdere parameters voor een investeringsproject niet binnen de beschouwde intervallen zou(den) vallen. De auteurs hebben zich hierbij gebaseerd op publiekelijk beschikbare gegevens (academische literatuur, rapporten van windassociaties, enz...).

### 7.1 De Netto Actuele Waarde (NAW)

#### 7.1.1 Mathematische achtergrond

De netto actuele waarde (NAW of *net present value NPV*) wordt als volgt berekend:

$$NAW = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

Met :

- $I_0$  : de initiële investering
- $F_t$  : de voorziene cash-flows
- $t$  : de tijd
- $T$  : de duur van het project

- $r$  : de verdisconteringsvoet

Een project wordt door de investeerder als interessant beschouwd van zodra de NAW groter of gelijk is aan nul. In de volgende paragrafen zal elke inputparameter van de NAW vastgelegd worden.

## 7.1.2 De verdisconteringsvoet

### 7.1.2.1 Theoretische formulering van de verdisconteringsvoet

De verdisconteringsvoet  $r$  in de formule van de netto actuele waarde wordt als volgt berekend :

$$r = k_{cp} \cdot \frac{CP}{CP + D} + (1 - t) \cdot R \cdot \frac{D}{CP + D}$$

Met :

- $CP$  : eigen kapitaal [%]
- $D$  : schulden [%]
- $t$  : belastingvoet [%]
- $R$  : intrestvoet op de schulden [%]
- $k_{cp}$  : beoogde winstpercentage exclusief schulden [%], gegeven door:

$$k_{cp} = R_f + (R_m - R_f) \cdot \beta$$

Met :

- $R_f$  : voet zonder risico [-]
- $R_m$  : beoogde winst op de markt [%]
- $\beta$  : het systematisch risico [-]

### 7.1.2.2 Verschillende waarden voor de verdisconteringsvoet in de literatuur

In de literatuur worden verschillende waarden aangenomen voor de verdisconteringsvoet met betrekking tot offshore windenergieprojecten. Ragwitz (2006), de Jager (2008) en Blanco (2009) onderscheiden volgende waarden weergegeven in Tabel 19 (Ragwitz *et al*, 2006; de Jager *et al*, 2008; Blanco, 2009). De waarden zijn in dit geval onafhankelijk van het type steun waarvan de investeerder kan genieten.

Tabel 19: Overzicht van waarden voor de verdisconteringsvoet in de literatuur en eigen schatting.

Parameters	Normaal risico, (Ragwitz <i>et al</i> , 2006) <sup>34</sup>	Hoog risico, (Ragwitz <i>et al</i> , 2006) <sup>35</sup>	(de Jager <i>et al</i> , 2008)	(Blanco, 2009) <sup>36</sup>	Eigen schatting
<i>CP</i>	25,0%	25,0%	25,0%	20,0%	<b>25,0%</b>
<i>D</i>	75,0%	75,0%	75,0%	80,0%	<b>75,0%</b>
<i>t</i>	30,0%	30,0%	30,0%	0,0%	<b>33,3%</b>
<i>R</i>	4,3%	4,3%	6,0%	7,5%	<b>6,0%</b>
<i>k<sub>cp</sub></i>	10,2%	16,4%	15,0 <sup>37</sup> %	7,0%	<b>13,5%</b>
<i>R<sub>f</sub></i>	2,0%	2,0%	-	-	-
<i>R<sub>m</sub></i>	7,1%	11%	-	-	-
<i>β</i>	1,6	1,6	-	-	-
→ <i>r</i>	4,8%	6,4%	6,9%	7,4%	<b>6,38% (voor inflatie)</b>

De studie van de EWEA (Blanco, 2009) treedt dieper in detail en onderscheidt verder naargelang het type steun waarvan een projectontwikkelaar kan genieten van verschillende verdisconteringsvoeten. Aan het systeem met het laagste risico voor de investeerder (invoegtariet) wordt een lagere voet toegekend in vergelijking met een systeem met hoger risico (bv. premie of GSC). Tabel 20 stelt de verschillende verdisconteringsvoeten in dit geval voor.

Tabel 20: De verschillende verdisconteringsvoeten in functie van het type steun.

Steunmiddel	<i>r</i> <sup>38</sup>
<i>Invoegtariet</i>	4,8%
<i>Premie</i>	5,85%
<i>Tender</i>	5,85%
<i>GSC en quota</i>	6,9%

In tegenstelling tot de auteurs hierboven vermeld, wordt in de meeste documenten één voet voorgesteld zonder extra uitleg. In Tabel 21 worden de resterende gekende verdisconteringsvoeten voorgesteld naargelang de auteur. De voeten variëren in dit geval tussen 3,0% en 7,5%. Het is niet steeds duidelijk of de inflatie al dan niet in de voet is inbegrepen. In dit geval zal worden uitgegaan van een verdisconteringsvoet van 6,38% (voor inflatie) voor een systeem van GSC (zie kolom “eigen schatting”, Tabel 19).

<sup>34</sup> In de studie van Ragwitz (2006) is uitgegaan van een verdisconteringsvoet voor belastingen op basis van onderstaande formule :

$$r_{\text{voor\_belastingen}} = k_{cp} \cdot \frac{CP}{CP+D} \cdot (1+t) + r \cdot \frac{D}{CP+D} = 6,5\%$$

<sup>35</sup> In dit geval is de aangenomen verdisconteringsvoet voor belastingen in de studie van Ragwitz (2006) gelijk aan 8,6%.

<sup>36</sup> Deze studie was gebaseerd voor een on shore park. De studie houdt geen rekening met een risicopremie of belastingen. Als een belastingvoet van 30% ondersteld wordt, wordt de verdisconteringsvoet 5,6%.

<sup>37</sup> de Jager (2008) meldt een variatie tussen 12% en 15%.

<sup>38</sup> Ragwitz (2006) maakt gebruik van een verdisconteringsvoet voor belastingen, de waarden in de tabel zijn herrekend naar een verdisconteringsvoet na belastingen (zie § 7.1.2.3)

Tabel 21: De verdisconteringsvoet, inflatie en levensduur voor een offshore windproject.

r [%]	Inflatie [%]	Levensduur [jaren]	Referentie
7,5	-	20	(Krohn <i>et al.</i> , 2009)
-	-	20-30	(Snyder <i>et al.</i> , 2009b)
7,5 <sup>39</sup>	3,0%	25-30	(Blanco, 2009)
3,0	2,65 <sup>40</sup>	25	(Campoccia <i>et al.</i> , 2009) (periode 2006)
-	-	10-25	(Blanco, 2009)
-	2,0	20-30	(Endres, 2009)
6,5 & 8,6 <sup>41</sup>	1,9	15 <sup>42</sup>	(Ragwitz <i>et al.</i> , 2006)
5,0	-	20	(Pantaleo <i>et al.</i> , 2005)
6,5 & 8,6 <sup>43</sup>	-	15	(Huber <i>et al.</i> , 2004)
7,5	-	20	(EWEA, 2004)

### 7.1.2.3 Inflatie

Na vastlegging van de verdisconteringsvoet dient de inflatie nog in rekening gebracht te worden. Er wordt uitgegaan van een inflatie van 2,1% (op basis van de gemiddelde inflatie uit de data van Eurostat voor de periode '98-08' (Eurostat, 2009), voor de periode '85-'09 (NBB, 2009; STATBEL, 2009)). De verdisconteringsvoet na inflatie wordt als volgt berekend:

$$r_{na\_inflatie} = (1 + r_{voor\_inflatie}) \cdot (1 + Inflatie) - 1$$

Voor het systeem van GSC bedraagt de voet aldus 8,61% na inflatie. De verdisconteringsvoeten voor een systeem van premies en invoegtarieven zullen respectievelijk 7,56% en 6,51% bedragen (op basis van de verschillen in Tabel 20).

### 7.1.3 De initiële investering

In de huidige paragraaf wordt een inschatting van de investeringskost gemaakt voor een offshore windenergiepark. Tabel 22 stelt de belangrijkste eigenschappen (capaciteit, draaiuren, investeringskost, werkings- en onderhoudskost) van de turbines voor uit de literatuur.

De capaciteit van de turbines varieert tussen 0,45 MW en 5 MW. De reeds geïnstalleerde turbines op de Thornton bank beschikken over een capaciteit van 5 MW. Voor de studie zal eveneens worden uitgegaan van een capaciteit van 5 MW en 60 windmolens. Alle cijfers van de NPV hebben dus betrekking op een park met een totaal geïnstalleerd vermogen van 300 MW.

De levensduur van een turbine offshore varieert tussen de 15 en 30 jaar. Voor verdere berekeningen zal worden uitgegaan van een termijn van 20 jaar voor de turbine. Of deze levensduur effectief gehaald zal worden is voorlopig moeilijk te voorspellen, vermits geen enkele offshore turbine reeds zo lang operationeel is.

<sup>39</sup> Deze studie was gebaseerd op een on shore park. De studie houdt geen rekening met een risicopremie of belastingen. Als een belastingvoet van 30% ondersteld wordt, wordt de verdisconteringsvoet 5,6%. De leeftijd van de turbines heeft echter wel betrekking op offshore turbines.

<sup>40</sup> Dit cijfer is gebaseerd op inflatievoeten van 2,2% (Frankrijk), 2,1% (Duitsland), 2,0% (Italië) en 4,0% (Spanje) (2006).

<sup>41</sup> Dit zijn verdisconteringsvoeten voor belasting.

<sup>42</sup> De periode heeft in dit geval betrekking op de duur waarover men de steun ontvangt.

<sup>43</sup> Er zijn in deze studie 2 scenario's gebruikt waarschijnlijk evenzeer op basis van verdisconteringsvoeten voor belastingen.

Tabel 22: Karakteristieken (onshore en offshore) van turbines uit de literatuur en voor de parken van C-Power en Rentel.

	Onshore			Offshore					
	(de Jager et al, 2008) <sup>44</sup>	(Krohn et al, 2009)	(Krohn et al, 2009)	(de Jager et al, 2008)	(Krohn et al, 2009)	(Blanco, 2009)	(Snyder et al, 2009b) <sup>45</sup>	(C-Power, 2009)	(RENTEL, 2009)
# uur op volle capaciteit (h)	2000	2000 à 2500	2100	3000 (à 3500)	2500 à 4200 <sup>46</sup>	-	3506 <sup>47</sup>	3331	-
Type turbine (MW)	-	2	-	-	2 à 3,6	-	0,45 à 5	5	6
Investeringskost (€/kW)	1100	1227	1250	2000	1924	-	2282	2667	3472
→ (interval (€/kW))	1100 à 1800	1100 à 1400	1100 à 1400	2000 à >3000	2000 à 2200	1800 à 2500	997 à 2124	-	-
Werking- en onderhoudskost (€/MWh)	20	14,5	12	26,7	16	>12	-	-	-
→ (interval (€/MWh))	20 à 35	12 à 15	10 à 15	21,7 à 38,3	-	-	-	-	-
Levensduur (jaren)	15 à 20	20	20	15 à 20	20	25 à 30	-	-	-

Met betrekking tot de kosten wordt een breed interval waargenomen. De kosten variëren tussen 2500-4200 €/kW. De spreiding op dit interval is te wijten aan verschillende redenen:

- De offshore windtechnologie is nog niet matuur. Er is nog heel wat progressie op technologisch vlak mogelijk (het zogenaamde leereffect). Deze progressie is des te groter in het begin en leidt aldus tot relatief grote kostreducties en bijgevolg in een spreiding op de inschatting van de investeringskost.
- De locatie van een park is ook een belangrijke parameter in de kost van het park. Zo is het project op de Thornton bank het eerste offshore park op commerciële schaal. De verdere afstand in zee, impliceert een hogere kostprijs. Naast de afstand spelen evenzeer de diepte, de bodemgesteldheid, de aanwezigheid van een dicht onderzees kabelnetwerk, ... een rol op de installatiekost van een park. Het Duitse systeem houdt rekening met hogere kosten indien men de turbines in dieper water en verder uit zee plaatst (zie § 7.1.4.3.1 voor verdere toelichting)
- Actueel is ook nog geen algemeen geldende indeling naar kosten (investeringskosten vs. operationele kosten<sup>48</sup>) voor een offshore park vastgelegd. De indeling volgens types installatiekost en het aandeel ervan in het totale kostenplaatje verschillen van auteur tot auteur en dragen er aldus verder toe bij tot de spreiding op het interval.

<sup>44</sup> De cijfers zijn gebaseerd van de Jager zijn gebaseerd op parken met resp. groottes van 20 MW en 100 MW. De data worden weergegeven in €2008, behalve voor de Jager en Krohn (€2008).

<sup>45</sup> De originele data waren weergegeven in \$2008 en zijn omgezet naar €2008 op basis van de wisselkoersen op Eurostat.

<sup>46</sup> Het gemiddelde is 3287h (op basis van een capaciteit van 37,5%).

<sup>47</sup> Dit cijfer is gebaseerd op een capaciteit van 40%.

<sup>48</sup> Eng.: Capex (Capital expenditure) of Opex (Operational expenditure).



### 7.1.3.1 Inschatting van de initiële investeringskost

Verschillende studies hebben de initiële investeringskost van verschillende offshore windmolenparken bestudeerd. Tabel 23 geeft voor 26 verschillende parken de geïnstalleerde / te installeren capaciteit en investeringskost weer (Krohn *et al*, 2009; Snyder *et al*, 2009b). De kosten tussen beide auteurs zijn verschillend, de verschillen blijven echter nog binnen relatief aanvaardbare intervallen. De gewogen gemiddelde investeringskost bedraagt respectievelijk 2282 €/kW (Snyder *et al*, 2009b) en 1924 €/kW (Krohn *et al*, 2009). De kosten verschillen soms, de meest markante verschillen zijn waar te nemen voor Horns Rev (2002) en Burbo Bank (2007).

Het gewogen gemiddelde bij Krohn (2009) ligt buiten het interval vermeld in Tabel 22 (2000-2200 €/kW). In zijn studie wordt evenzeer de data van de EWEA met investeringskosten begroot door de Europese Commissie (Figuur 75). Men kan vaststellen dat de kosten voor 2009 bij de EC (ca. 1500 €/kW) een stuk lager liggen dan de voorspellingen van de EWEA (ca. 2400 €/kW). Opvallend is ook de initiële stijging die EWEA voorziet in de komende jaren. Deze toename wordt verklaard door beperkingen in productiecapaciteit en logistiek voor de komende projecten, waardoor schaarste in turbines, installatiemateriaal, personeel, enz. ontstaat.

Snyder (2009) vermeldt evenzeer een hedendaags interval voor de investeringskosten van een offshore windproject: tussen 994 €/kW en 2125 €/kW. We stellen vast dat ook Snyder voor het gewogen gemiddelde buiten diens eigen interval valt. De Jager (2009) vermeldt dat de kosten actueel kunnen oplopen tot boven de 3000 €/kW<sup>49</sup>. De inschatting van een initiële investeringskost is dus niet ondubbelzinnig.

Bovendien zijn de kosten sterk afhankelijk van de waterdiepte en afstand tot de kust. Een kwantitatieve inschatting van dit effect kan gevonden worden in Tabel 24 (EEA *et al*, 2009). Het referentiescenario (minder dan 10km verwijderd van de kust en een waterdiepte van 10-20) wordt gelijkgesteld aan 1. De schaalfactor van C-Power (waterdiepte 12-27m, afstand tot de kust 27-30km) bedraagt volgens deze inschatting dan 1,113.

---

<sup>49</sup> €2008

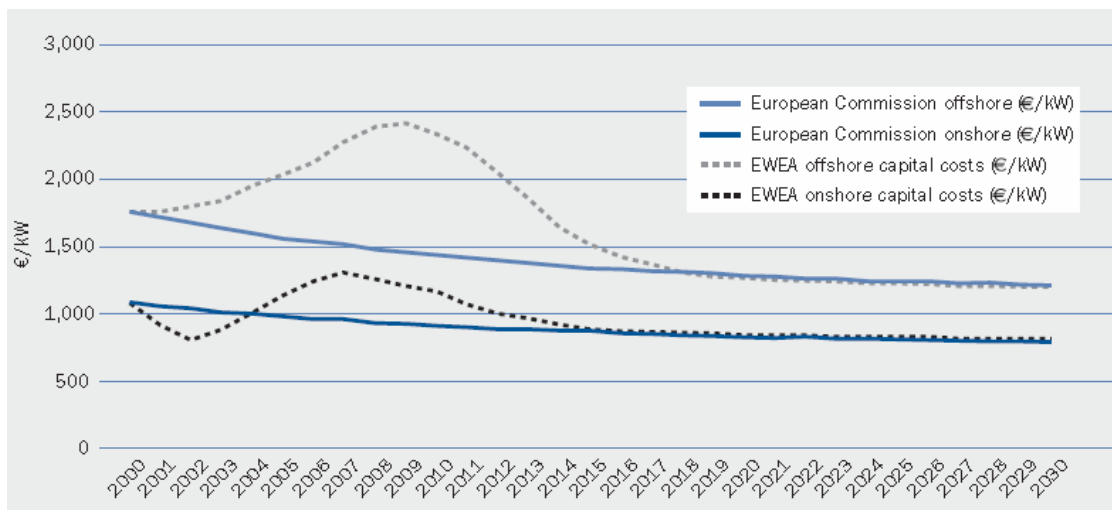
Tabel 23: Overzicht van de investeringskost voor verschillende offshore windmolenparken.

Naam van het park	Geïnstalleerd vermogen (MW)	Investeringskost (Snyder <i>et al</i> , 2009b) <sup>50</sup>		Investeringskost (Krohn <i>et al</i> , 2009)	
		[MW]	[Miljoen €]	[€/kW]	[Miljoen €]
Vindeby (1991)	5	8	1,600	-	
Lely (1994)	2	3	1,500	-	
Tuno Knob (1995)	5	8	1,600	-	
Dronten (1996)	11	19	1,727	-	
Bockstigen (1997)	3	3	1,000	-	
Blyth (2000)	4	5	1,250	-	
Middlegrunden (2001)	40	36	0,900	47	1,175
Utgrunden (2001)	10	10	1,000	-	
Yttre Stengrund (2001)	10	12	1,200	-	
Horns Rev (2002)	160	340	2,125	272	1,700
Nysted (2003)	158 <sup>51</sup>	254	1,608	248	1,570
Samsø (2003)	23	35	1,522	30	1,304
North Hoyle (2003)	60	101	1,683	121	2,017
Ronland (2003)	17,2	18	1,047	-	
Scroby Sands (2004)	60	105	1,750	121	2,017
Arklow (2004)	25	48	1,920	-	
Kentish Flats (2005)	90	148	1,644	159	1,767
Barrow (2006)	90	129	1,433	-	
Egmond aan Zee (2006)	108	227	2,102	-	
Burbo Bank (2007)	90	126	1,400	181	2,011
Beatrice (2007)	10	48	4,800	-	
Lillgrund (2007)	110	204	1,855	197	1,791
Q7 (2007)	120	401	3,342	-	
Lynn/Inner Downsing (2008)	90	408	4,533	-	
Robin Rigg (2008)	180	520	2,889	492	2,733
Thornton Bank (2008)	300	850 <sup>52</sup>	2,833	-	
<b>→ gewogen (op basis van geïnstalleerd vermogen) gemiddelde investeringskost (€/kW)</b>		2282		1924	

<sup>50</sup> Snyder spreekt over een constructiekost ; Krohn meldt een investeringskost. De cijfers zijn voorgesteld in €2006 en €2008 voor respectievelijk Khron en Snyder.

<sup>51</sup> Khron geeft 165 M in plaats van 158 MW.

<sup>52</sup> C-power meldt op de website « meer dan 800 mlj € » ([www.c-power.be](http://www.c-power.be)) Peire (2009) spreekt echter over een investeringskost van 850 miljoen € (2833 k€/MW) .



Figuur 75: De investeringskost in functie van de tijd (EWEA, 2007).

Tabel 24: Relatieve meerkost van een offshore windmolenpark in functie van de waterdiepte en afstand tot de kust (EEA *et al*, 2009).

**Table 6.5 Scale factors for cost increases as a function of water depth and distance to coast**

		Distance to coast (km)							
		0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-100	100-200	> 200
Depth (m)	10-20	1	1.022	1.043	1.065	1.086	1.183	1.408	1.598
	20-30	1.067	1.090	1.113	1.136	1.159	1.262	1.501	1.705
	30-40	1.237	1.264	1.290	1.317	1.344	1.464	1.741	1.977
	40-50	1.396	1.427	1.457	1.487	1.517	1.653	1.966	2.232

Op het BDNZ is de investeringskost voor het C-Power project begroot op 800 milj €<sup>53</sup> ( voor 300 MW) (2666 €/kW). Voor Rentel wordt de investeringskost begroot op 1 miljard € voor een geïnstalleerde capaciteit van 288 MW (3472 €/kW)<sup>54</sup> (2009). Deze kosten liggen hoger dan de waarden vermeld door Krohn (2009) en Snyder (2009).

Een mogelijke oorzaak hiervoor kan waarschijnlijk gevonden worden in de verre afstand tot de kust voor de Belgische parken. Indien men de waarde voor C-Power uit Tabel 24 (1,13) vermenigvuldigd met de gemiddelde investeringskost zoals voorgesteld door Snyder 2009 (2282 €/kW), dan bekomt men 2580 €/kW. In grootteorde komt dit overeen met de vooropgestelde kostprijs van C-Power.

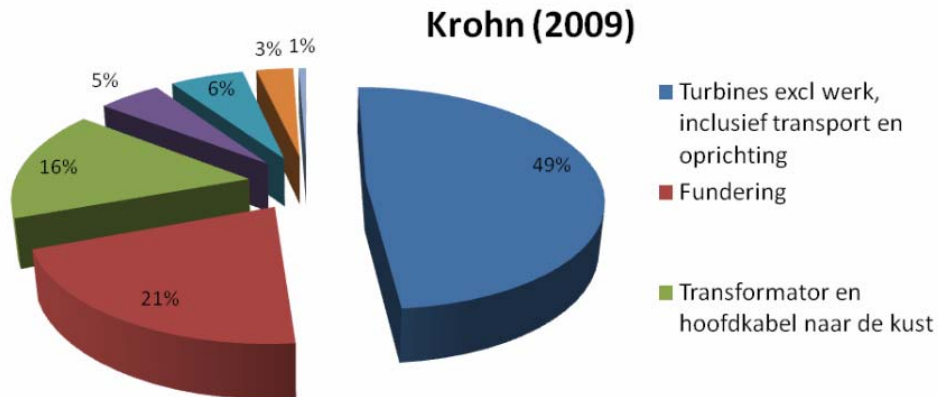
Als initiële investeringskost zal als basisscenario worden uitgegaan van 2650 €/kW, in het optimistische geval van 2300 €/kW en in het pessimistische geval 3000 €/kW. Deze waarden zijn gebaseerd op de hierboven geciteerde literatuur. Op vraag van het opvolgingscomité werd ook een berekening uitgevoerd voor een kostprijs van 3500 €/kW, omdat dit beter de verhoogde kostprijs voor Belgische omstandigheden zou rechtvaardigen. Deze waarde komt overeen met de waarde voor Rentel (3472€/kW), alsook voor de pessimistische aanname van de literatuur (3000), vermenigvuldigd met een correctiefactor van 1,136 uit Tabel 24 (3408 €/kW).

<sup>53</sup> C-power meldt op de website "meer dan 800 milj €" ([www.c-power.be](http://www.c-power.be)) Peire (2009) spreekt echter over een investeringskost van 850 milj € (2833 k€/MW) .

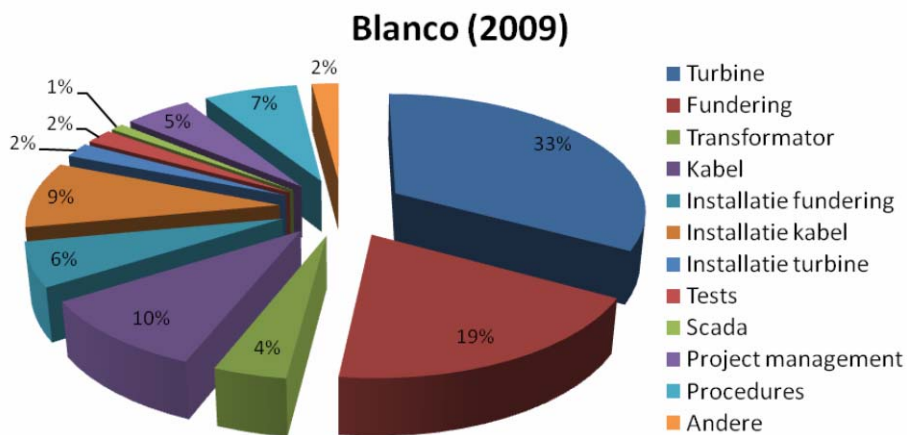
<sup>54</sup> [http://www.tijd.be/nieuws/ondernemingen\\_energie/Vierde\\_zeepark\\_naar\\_CFE-AvH\\_en\\_Electrawinds.8192691-432.art](http://www.tijd.be/nieuws/ondernemingen_energie/Vierde_zeepark_naar_CFE-AvH_en_Electrawinds.8192691-432.art)

### 7.1.3.2 Het aandeel van iedere kostencomponent binnen de initiële investeringskost

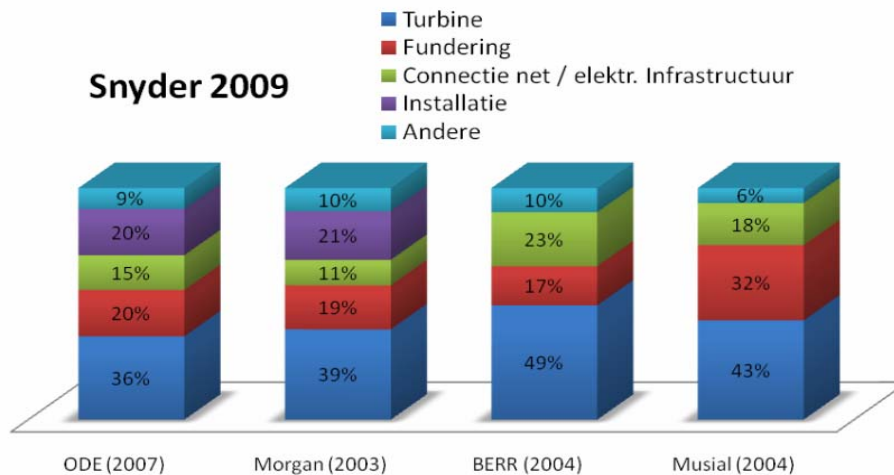
In de literatuur worden door Krohn (2009), Blanco (2009) en Snyder (2009) een indeling gemaakt van de investeringskost (Figuur 76, Figuur 77 en Figuur 78). Het percentage af te schrijven kosten (turbine en fundering) wordt voorgesteld in Tabel 25.



Figuur 76: Investeringskost voor een offshore windmolenpark (Krohn *et al*, 2009).



Figuur 77: Investeringskost voor een offshore windmolenpark (Blanco, 2009).



Figuur 78: Investeringskost voor een offshore windmolenpark (Snyder *et al.*, 2009b).

Tabel 25: Percentage af te schrijven kosten van de investeringskost (fundering & turbine).

Referentie	Turbine + Fundering	
(Krohn <i>et al.</i> , 2009)	49% + 21%	
(Blanco, 2009)	33% + 19%	
(Snyder <i>et al.</i> , 2009a)	(ODE, 2007)	36% + 20%
	(Morgan <i>et al.</i> , 2003)	39% + 19%
	(BERR, 2004)	49% + 17%
	(Musial <i>et al.</i> , 2004)	43% + 32%
Eigen schatting	35% + 20%	

Het percentage van de investeringskost dat kan afgeschreven worden bij Krohn (2009) ligt relatief hoog (49%). Dit percentage neemt echter ook de installatie- en constructiekosten mee van een turbine, m.a.w. niet-afschrijfbaar kosten. Eenzelfde redenering gaat op voor Musial (2004) en BERR (2004). Vermits in Krohn (2009) geen melding wordt gemaakt van installatiekosten, wordt er in dit geval ook van uitgegaan dat deze kosten verrekend zijn in de investeringskost voor de turbine. Er wordt aangenomen dat het percentage afschrijfbaar kosten van de turbine 35% bedraagt van de totale investeringskost.

Het percentage van de investeringskost voor een fundering varieert minder onder de verscheidene auteurs. Enkel Musial (2004) geeft een hoog percentage weer. Vergelijken we echter BERR (2004) en Musial (2004) onderling dan ligt het percentage van de turbines hoger bij BERR (2004), hetgeen dan ook het relatief lagere percentage voor de fundering bij BERR zou kunnen verklaren. De som van beide ligt voor beide auteurs relatief dicht bij elkaar. Er zal algemeen 20% van de investeringskost als af te schrijven kost worden beschouwd voor de fundering.

Tot slot dient opgemerkt dat in de geraadpleegde literatuur geen enkele auteur melding maakt van een afbraakkost. Er wordt verondersteld dat deze afbraakkost reeds verrekend zit in de

investeringskost. Merk op dat deze ontmantelingskosten in België reeds voorzien worden in de investeringskost, vermits ze een verplicht onderdeel vormen van de projectaanvraag.

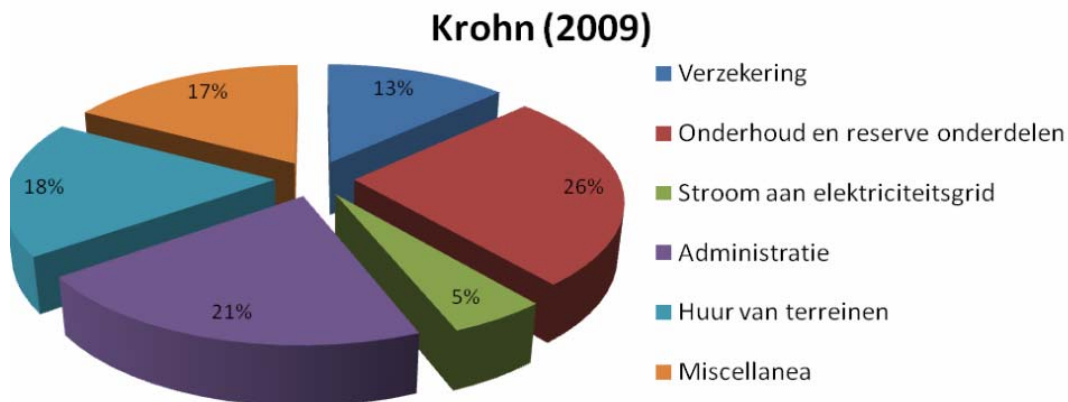
## 7.1.4 Te voorziene cashflows

### 7.1.4.1 De uitgaven (1) : schatting van de werkings- en onderhoudskosten

De werkings- en onderhoudskosten vallen nog moeilijker in te schatten. De Jager (2009) vermeldt een interval tussen 21,7 en 38,3 €/MWh (Tabel 22). Krohn (2009) meldt dat de kosten ca. 16 €/MWh (€2006) bedragen. De huidige studie heeft betrekking op een farshore park en de werkings- en onderhoudskost zal bijgevolg hoger liggen dan de gemiddelde kosten in de literatuur. We gaan daarom conservatief te werk en schatten de onderhoudskost op 26 €/MWh voor het basisscenario.

### 7.1.4.2 De uitgaven (2) : indeling en aandeel van iedere kostencomponent binnen de werkings- en onderhoudskost

Enkel voor Krohn (2009) is een verdeling binnen de werkings- en onderhoudskosten in de literatuur teruggevonden<sup>55</sup>. Figuur 79 geeft de verdeling weer. In wat volgt zal enkel een globale kost beschouwd worden : 26 €/MWh.



Figuur 79: Verdeling van de werkings- en onderhoudskosten (Krohn *et al*, 2009).

### 7.1.4.3 De inkomsten (1) : de verschillende systemen binnen Europa

Tabel 26 stelt de bestaande vormen van steun voor binnen 12 Europese landen voor offshore windenergie. De tabel is voornamelijk gebaseerd op het werk van Krohn (2009). De politieke steunmaatregelen vertonen een dynamisch karakter en een wijziging in het huidig beleid van een land t.o.v. Tabel 26 is niet onmogelijk. Zo is in Duitsland sinds 1 januari 2009 een nieuw kader voor de projectontwikkelaar in voege getreden (zie onder). Uit Tabel 26 merken we alvast :

- Vijf landen maken gebruik van het systeem van invoegtarieven (Cyprus, Duitsland, Griekenland, Ierland en Portugal).
- Drie landen maken gebruik van het systeem van de GSC (het Verenigd Koninkrijk, Italië en België).

<sup>55</sup> De schatting is bovendien waarschijnlijk enkel gemaakt voor onshore windturbines.

- Twee landen laten de keuze tussen een invoegtariet en premiesysteem (Denemarken en Spanje).
- Frankrijk maakt zowel gebruik van een invoegtariet (eerder > 12 MW) als van een tenderprocedure (> 12 MW).
- In Nederland bestond sinds augustus 2006 geen hulp meer (Krohn, 2009). Aanvankelijk bestond een premiesysteem in combinatie met GSC ter bevestiging van de garantie van oorsprong.

Vanaf november 2009 zal de projectontwikkelaar, die op dat moment beschikt over een WBR-vergunning (Wet Beheer Rijkswaterstaatswerken-vergunning) voor offshore windenergie, gebruik kunnen maken van de SDE (Stimulering Duurzame Energieproductie) (Senternovem, 2009). Het systeem is bepaald door het ministerie van Economische Zaken en bestaat uit een tenderprocedure die de oude MEP (Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie) regelgeving vervangt. De nieuwe regelgeving maakt middelen vrij voor een totaal van 450 MW offshore windenergieprojecten (NWEA, 2009).

Men stelt dus reeds een enorme verscheidenheid vast tussen de verschillende landen. Dit wordt complexer als ook de tarieven, de duur van de garantie, de correctie op de inflatie, de mogelijkheid tot garantie op een (deel van de) lening, ... in detail worden bekeken.

Tabel 26: Samenvatting van de steun voor offshore windenergie binnen verschillende Europese landen.

Land	Systeem	Beschrijving	Jaar	Opmerkingen
<i>België</i>	GSC & quota	< 216MW : minimum 107€/MWh + elektr.prijs  > 216MW : minimum 90€/MWh + elektr.prijs	2009	Krohn vermeldt dat de boetes te laag zijn en het voordeliger is om een boete te betalen <sup>56</sup> .  Termijn van de garantie : 20 jaar
<i>Cyprus</i>	Invoegtariet	< 5 jaar : 92€/MWh  5-15 jaar:  0h-2000h : 85-92€/MWh  2000h-2550h : 63-85€/MWh  2550h-3300h : 48-63€/MWh	2006	Is steun voor windenergie. Het is niet bekend of het voor onshore of offshore is.
<i>Denemarken</i>	Invoegtariet  Premie	< 50000h : 66-70€/MWh  > 50000h : elektr.prijs + premie van 13€/MWh	2007	Voor de laatste 2 projecten : tenderprocedure  "Balancing cost" moet betaald worden door de investeerder
<i>Duitsland</i>	Invoegtariet	Nieuw systeem, zie § 7.1.4.3.1	jan. 2009	Mogelijkheid tot gunstige lening
<i>Engeland</i>	GSC & quota	65,32€/MWh	2004- 05	= waarde van certificaat ("buyout"+recyclage)  Vrijstelling van klimaattaks (ca. 6,3€/MWh)
<i>Frankrijk</i>	Invoegtariet	< 10 jaar : 130€/MWh <sup>57</sup>  > 10 jaar : 30-130€/MWh	2005	Voor grotere projecten : tenderprocedure <sup>58</sup>  In functie van de locatie

<sup>56</sup> Een kabelsubsidie is toegekend van 25 milj €..

<sup>57</sup> De Jager (2008) meldt dat volgens een wijziging in de wet (2005) een correctie op de inflatie met zich meebracht ; hij vermeldt evenzeer volgende tarieven na 10 jaar :130 €/MWh (<2800h/jaar) ; 90 €/MWh (3200h/jaar) ; 30 €/MWh (>3900h/jaar).

<sup>58</sup> Ragwitz (2006) meldt dat voor projecten groter dan 12 MW een tenderprocedure geldt. De invoegtariet volgens Ragwitz liggen tussen 30.5 en 83,8€/MWh.

Land	Systeem	Beschrijving	Jaar	Opmerkingen
<i>Griekenland</i>	Invoegtariief	90€/MWh	1999	Min. duur : 12 jaar / max. duur: 20 jaar
<i>Ierland</i>	Invoegtariief	15 jaar & >5MW : 57€/MWh	2006	Is steun voor windenergie. Het is niet bekend of het voor onshore of offshore is.
<i>Italië</i>	GSC & quota	Gem. prijs 109€/MWh <sup>59</sup>	2005	Garantie voor 12 jaar <sup>60</sup>
<i>Nederland</i>	Premie & GSC	97€/MWh + elektr.prijs	< juni 2006	De certificaten worden gebruikt om de premie op te eisen Garantie voor een periode van 10 jaar
	Tenderproc.	0€/MWh + elektr.prijs	> aug. 2006 > nov. 2009	Vrijstelling van belasting tot 1 jan. 2005 WBR-vergunning is noodzakelijk om te kunnen deelnemen aan de procedure
<i>Portugal</i>	invoegtariief	15 jaar : 74€/MWh	2006	Tenderprocedure is gebruikt geweest Wordt aangepast aan de inflatie Een reductie van belasting is mogelijk Subsidies kunnen aangevraagd worden
<i>Spanje</i>	Invoegtariief of premie	> 5MW : 68,9 <sup>61</sup> (vast) of 38,3 (premie) €/MWh	2006	Garantie tot 15, 20, 25 jaar afh. van de technologie Lage interestlening mogelijk tot 80% van de investeringskost

#### 7.1.4.3.1 Het nieuwe Duitse systeem

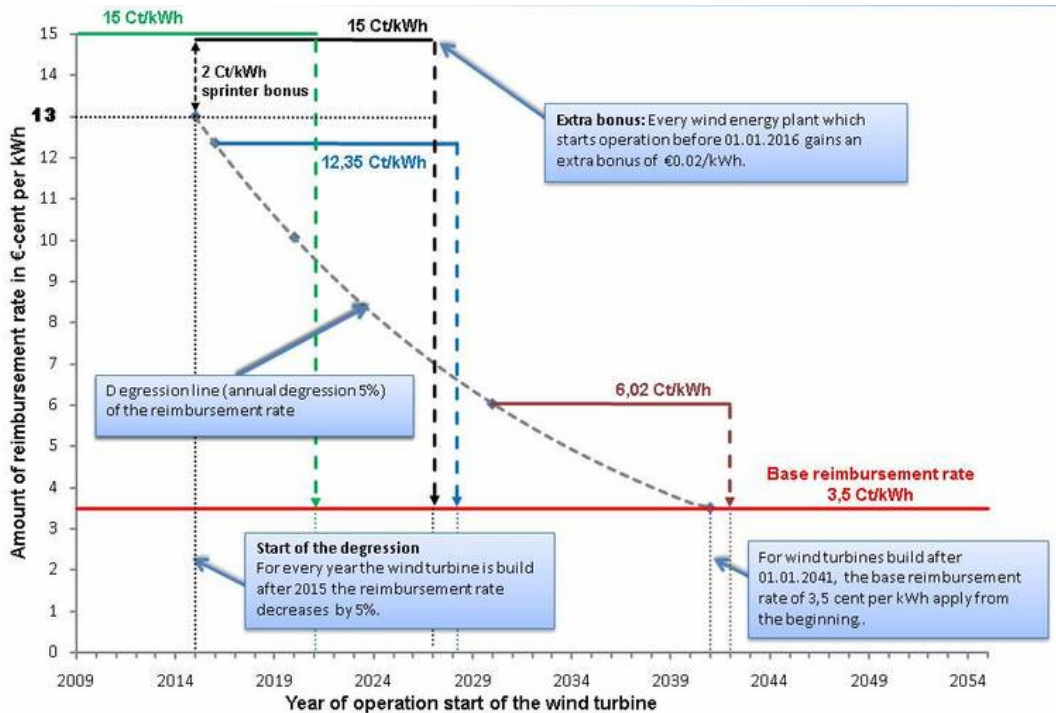
Duitsland is een koploper op het vlak van de ontwikkeling van onshore wind en heeft beslist om ook een koppositie in te nemen op het vlak van offshore windenergie. Duitsland heeft hiertoe een ambitieus nieuw invoegtariief voorgesteld voor offshore wind. Het systeem is van toepassing op offshore windenergie projecten sinds 1 januari 2009 en wordt voorgesteld in onderstaande figuur.

<sup>59</sup> Ragwitz (2006) meldt 117€/MWh. Campoccia (2009) meldt 125€/MWh en 2007.

<sup>60</sup> Ragwitz (2006) meldt 8 jaar. We nemen een duur van 12 jaar aan, nadien een prijs van 80 €/MWh.

<sup>61</sup> Ragwitz (2006) meldt 64,9€/MWh.





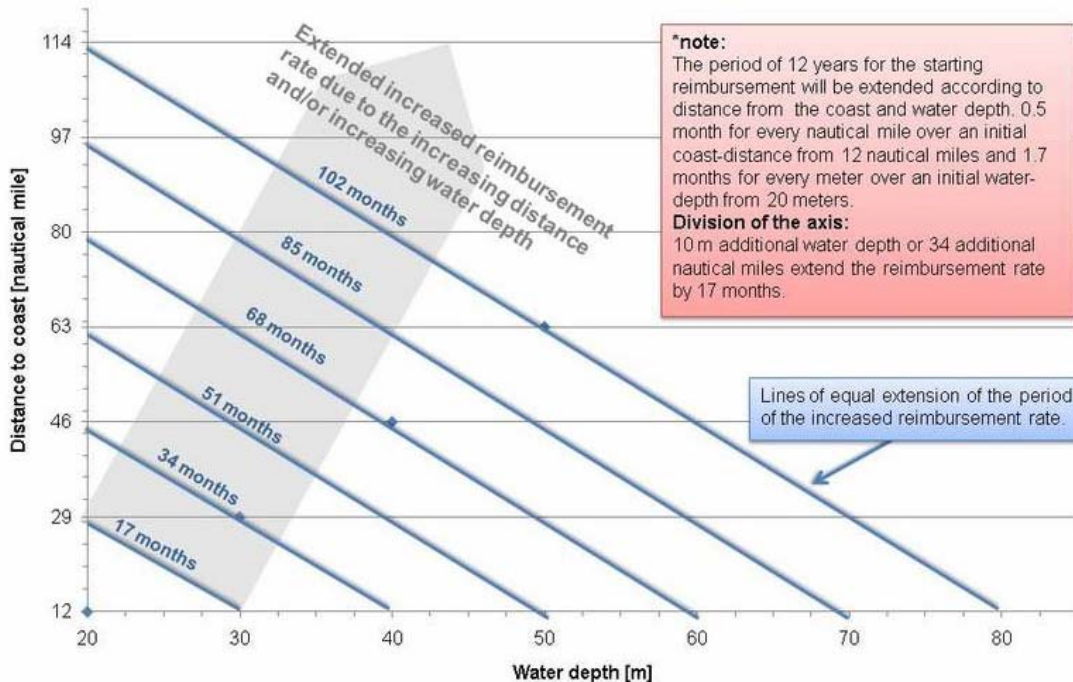
Figuur 80: Nieuw systeem van FIT in Duitsland (DENA, 2009) <sup>62</sup>

Het systeem omvat:

- een startvergoeding van 130 €/MWh die voor de eerste 12 jaar geldig is;
- een zogenaamde sprintersbonus van 20 €/MWh die geldig is voor projecten die voor 01.01.2016 in gebruik zijn en dit om een snelle ontwikkeling te bevorderen;
- een module die de garantietermijn van 12 jaar verlengt in functie van (Figuur 81):
  - o de afstand tot de kust: + 0,5 maanden extra per zeemijl vanaf een initiële afstand van 12 zeemijlen;
  - o de diepte: + 1,7 maanden extra per 1 meter diepte vanaf een initiële diepte van 20 meter;

Merk op dat dit hoger invoegtarief een reactie is op de hogere kostprijs indien verder uit de kust en/of in diepere waters gebouwd wordt (zie ook Tabel 24).
- een startvergoeding die jaarlijks daalt met 5% voor nieuwe parken na 2015 en waarbij de minimumduur ook 12 jaar bedraagt;
- een algemene basisvergoeding van 35 €/MWh.

<sup>62</sup> <http://www.dena.de> en <http://www.offshore-wind.de>



Figuur 81: Mogelijke verlenging van de termijn voor het nieuwe systeem van FIT in Duitsland in functie van de afstand tot de kust en de diepte (DENA, 2009).

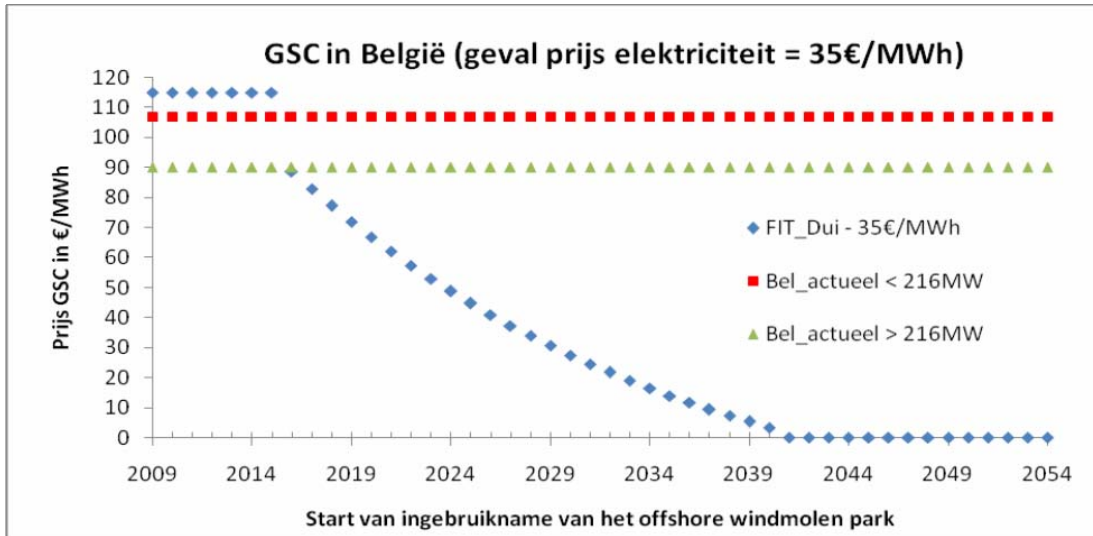
#### 7.1.4.3.2 Verschilpunten met het Belgische systeem

In vergelijking met het systeem in Duitsland merkt men op dat voor het Belgische systeem:

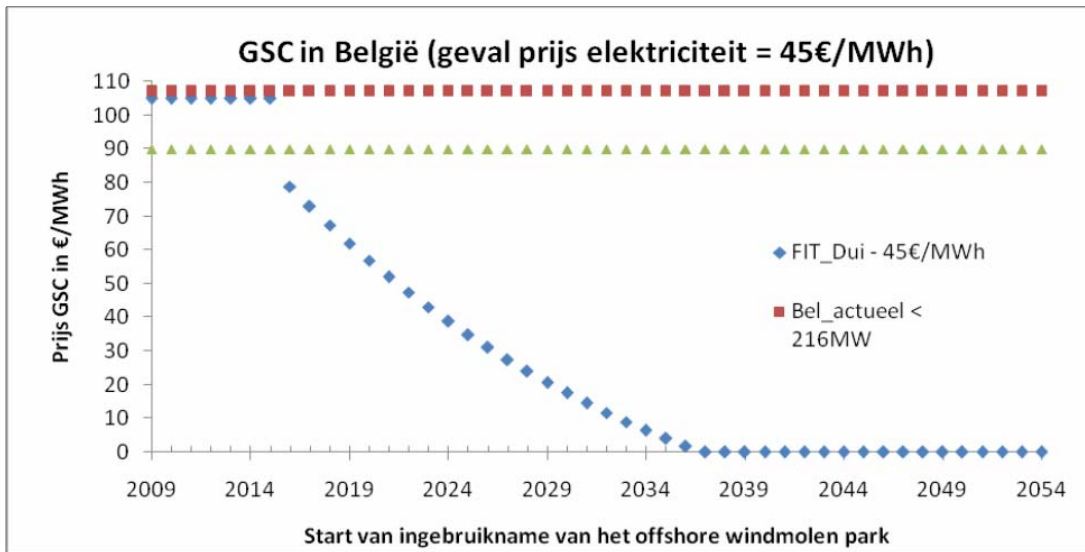
- Er nog geen daling van de steun is voor nieuwe parken die zich inschrijven na 01.01.2016. Op de lange termijn is het de bedoeling dat offshore windtechnologie competitief moet worden met de traditionele elektriciteit. Een impuls om de competitiviteit aan te scherpen zal er in moeten bestaan om de minimum gegarandeerde prijs te doen dalen voor nieuwkomers op de markt vanaf b.v. 2016. Hoe de reductie dan in de praktijk dient te geschieden kan op verscheidende manieren gebeuren. Het Duitse model gaat uit van een geleidelijke procentuele reductie (5%). Het phase out model in Vlaanderen voor zonne-energie gaat dan weer uit van een eerder vrij bruske daling in het begin om nadien verder geleidelijker aan af te nemen.
- De steun respectievelijk 8€/MWh (voor een capaciteit tot 216 MW) en 25€/MWh (voor een capaciteit boven de 216 MW) lager is voor een aangenomen elektriciteitsprijs van 35€/MWh. Er kan gesteld worden dat in dat geval de investeerder de voorkeur zal geven om te investeren in een windenergieproject in Duitsland.
- Indien men het Belgische GSC-systeem met het Duitse invoegtariet vergelijkt, moet men rekening houden met de elektriciteitsprijs. De gevallen waarbij de elektriciteitsprijs 45 €/MWh, 55 €/MWh, 65 €/MWh en 75 €/MWh bedraagt worden respectievelijk in Figuur 82, Figuur 83, Figuur 84 & Figuur 85 weergegeven.
- De steun aan de investeerder wordt langer gegarandeerd, m.n. 20 jaar. In Duitsland bedraagt de minimumtermijn 12 jaar en kan dit maximaal (voor een diepte van 60 m, i.e. maximale diepte in het BDNZ) 17,7 jaar bedragen.

Voor zonne-energie in Vlaanderen was de termijn aanvankelijk 20 jaar en bedraagt deze vanaf 2013 15 jaar (Vlaams Parlement, 2009).

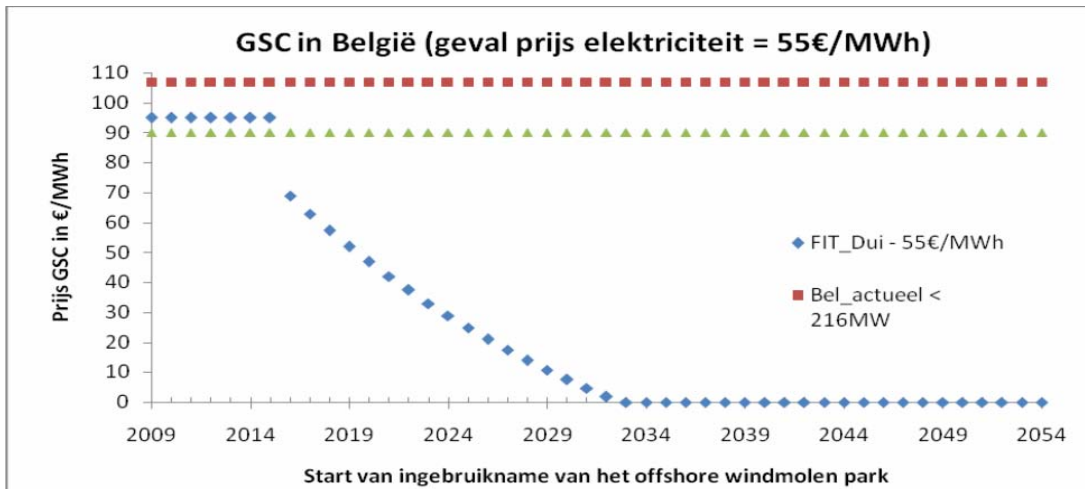
Een reductie van de gegarandeerde termijn en/of bedrag voor de GSC offshore wind naar het model van zonne-energie in Vlaanderen of een gelijkaardig systeem als in Duitsland in functie van diepte en afstand zijn mogelijke oplossingen. Dit is echter enkel aan te raden voor nieuwe projecten.



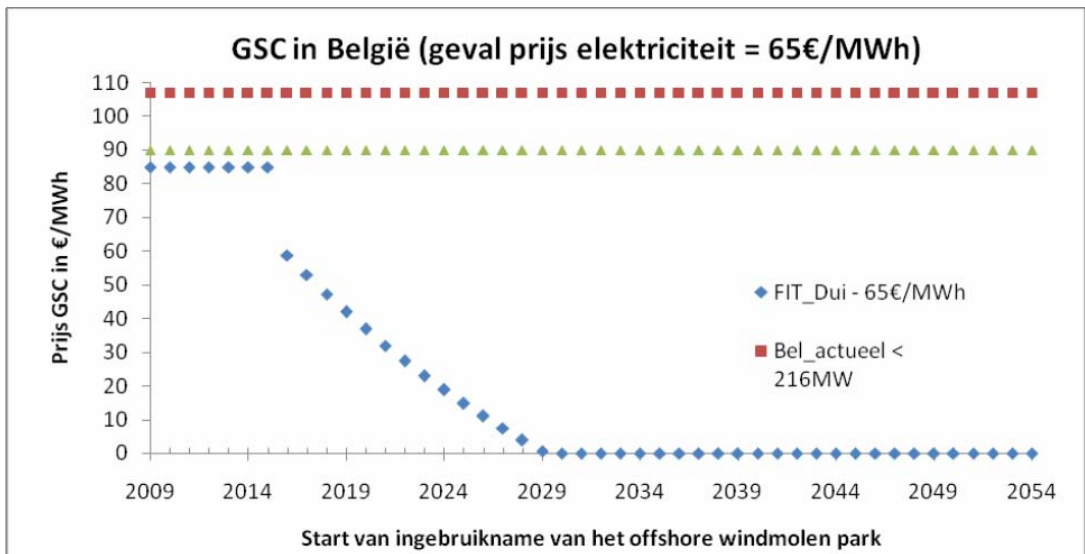
Figuur 82: Vergelijking nieuwe Duitse invoegtariet met het Belgische GSC-systeem, in het geval van een elektriciteitsprijs van 35€/MWh.



Figuur 83: Vergelijking nieuwe Duitse invoegtariet met het Belgische GSC-systeem, in het geval van een elektriciteitsprijs van 45€/MWh.



Figuur 84: Vergelijking nieuwe Duitse invoegtariet met het Belgische GSC-systeem, in het geval van een elektriciteitsprijs van 55€/MWh.



Figuur 85: Vergelijking nieuwe Duitse invoegtariet met het Belgische GSC systeem, in het geval van een elektriciteitsprijs van 65€/MWh.

#### 7.1.4.4 De inkomsten (2) : inschatting van de elektriciteitsprijs

Naast de steun die een projectontwikkelaar kan ontvangen bestaat een tweede bron van inkomsten uit de prijs voor de elektriciteit. Deze inkomst is enkel van toepassing op een premiesysteem of op een systeem van GSC en niet op een invoegtariet. De elektriciteitsprijs varieert sterk (BELPEX, 2009). de Jager (2008) gaat voor Nederland uit van een prijs die varieert tussen 45 à 55 €/MWh.

Voor deze studie zal worden uitgegaan van een prijs van 55 €/MWh.

## 7.1.5 De capaciteitsfactor

De capaciteitsfactor stelt het percentage voor van de tijd waaraan de turbine op volle capaciteit moet draaien om dezelfde jaarlijkse energieopbrengst te bekomen. De uren op volle capaciteit variëren voor een offshore turbine tussen 2500 h (28,5%) et 4200 h (47,9%) (Tabel 22). Voorts bestaan in de literatuur nog verscheidene inschattingen van capaciteitsfactoren. Tabel 27 geeft een overzicht. Voor turbines offshore varieert de capaciteitsfactor tussen 30% en 40%. C-Power meldt voor het project op de Thornton bank een factor van 38%. Soms stelt men echter een groot verschil tussen de initieel geschatte en werkelijk gerealiseerde capaciteitsfactor voor onshore wind vast (Boccard, 2009). Of dit ook het geval is voor offshore wind zal moeten blijken uit de toekomst.

In wat volgt zal voor de berekeningen worden uitgegaan van 35% als basisgeval.

Tabel 27: Capaciteitsfactoren uit de literatuur.

	Capaciteitsfactor	
<b>(Blanco, 2009)</b>	37,5% (offshore) <sup>63</sup>	
<b>(C-Power, 2009)</b>	38,0% (offshore)	
<b>(Boccard, 2009)<sup>64</sup> (periode 2003-2007)</b>	EU15 (gemiddelde onshore)	20,8%
	België (gemiddelde onshore)	20,0%
	Pct. max. onshore (2020)	30,0%
	Pct. max offshore (2020)	40,0%
<b>(Snyder et al, 2009b)</b>	Een verhoging van 25,0% tot 40,0% voor offshore	
<b>(Blanco, 2009)</b>	23,0% (onshore)	
<b>(Endres, 2009)</b>	34,2% - 36,9% (offshore)	
<b>(Granovskii et al., 2007)</b>	24,0% <sup>65</sup>	
<b>(Pantaleo et al, 2005)</b>	32,1% (gemiddelde van 10 verschillende offshore turbines)	

## 7.2 Analyse, variaties en resultaten

In deze studie zal worden uitgegaan van 3 scenario's (basis, optimistisch en pessimistisch, § 7.2.1). Onder § 7.2.2 zullen voor elk scenario verschillende variaties beschouwd worden. Twee grote types variaties worden onderscheiden: enerzijds variaties binnen België, anderzijds zullen de steunsystemen in andere landen als referentie bestudeerd worden voor offshore windenergie. Vervolgens worden onder § 7.2.3 de resultaten besproken en worden aanbevelingen vermeld.

Naast de traditionele steun waar men van kan genieten in België en de overige Europese landen (vb: GSC, invoegtariief, premie, subsidies, ...) bestaat er een 2<sup>de</sup> mogelijkheid om offshore windenergie competitiever te maken ten opzichte van de overige traditionele niet-hernieuwbare energiebronnen. In dat geval worden de externe kosten geïnternaliseerd. Dit kan gebeuren aan de hand van een opgelegde boete. Paragraaf 7.2.4 gaat hier verder op in en bespreekt de invoering van een CO<sub>2</sub>-boete. Een situatie met een duurtijd van 50 jaar zal in dit geval beschouwd worden. In deze situatie wordt aan de fundering een levensduur van 50 jaar toegekend en twee types

<sup>63</sup> Dit cijfer is een gemiddelde. Tabel 22 geeft het interval weer.

<sup>64</sup> Boccard heeft zich op ca. 25 studies gebaseerd bij de inschatting van de capaciteitsfactor.

<sup>65</sup> Er wordt geen melding gemaakt of het een onshore of offshore turbine is. Deze studie veronderstelt onshore.

turbines zullen geïnstalleerd worden. Een “eerste generatie” turbine wordt gebruikt over de eerste 25 jaar en beschikt over een 5 MW capaciteit. De “tweede generatie” is krachtiger (6 MW) en wordt in gebruik genomen vanaf jaar 26 tot het einde.

## 7.2.1 De verschillende scenario's

Tabel 28 geeft de verschillende scenario's weer (basisscenario, *optimistisch* en *pessimistisch* scenario) die zijn aangenomen voor de studie. Voor het optimistisch scenario gelden de waarden vermeld in **vet** voor de elektriciteitsprijs, investeringskost, werkings- en onderhoudskost en de capaciteitsfactor. De waarden die onderlijnd zijn, worden toegepast voor het pessimistische scenario.

Tabel 28: Overzicht van de inputparameters voor de berekening van de NPV onder de verschillende scenario's.

GSC in België	Waarde		Waarde
< 216 MW	107 €/MWh	<b>CP</b>	25%
> 216 MW	90 €/MWh	<b>D</b>	75%
<b>Duur van garantie</b>	20 jaar	<b>T</b>	33,33%
<b>Elektriciteitsprijs</b>	55 €/MWh [40-70]	<b>R</b>	6%
<b>Investeringskost</b>	2650 €/kW [2300-3000]	<b>k<sub>cp</sub></b>	13,5%
<b>Afschrijvingspercentage (lineair)</b>	55% (35%+20%)	<b>Inflatie</b>	2%
<b>Werkings- en onderhoudskost</b>	26 €/MWh [22-30]	<b>r na inflatie (voor certificaten)</b>	8,61%
<b>Grootte van het park</b>	300 MW	<b>Levensduur</b>	20 jaar
<b>Capaciteitsfactor</b>	35% [30-40]		

## 7.2.2 De verschillende variaties

Er zullen twee grote categorieën van variaties beschouwd worden. Een eerste categorie onderscheidt variaties binnen het Belgische systeem van GSC<sup>66</sup>. De variaties die hier beschouwd zullen worden, zijn als volgt:

1. Een daling van de intrestvoet van de lening aan de bank waaraan de investeerder diens schuld dient af te betalen. De reductie van de intrestvoet is mogelijk door een garantie van de staat op een deel van de lening van de investeerder. De daling die in acht genomen wordt bedraagt 1,5% en heeft betrekking op een bedrag van 50 miljoen € van de investeringskost. De intrestvoet van een lening kan dalen met 1,5 à 2% in geval van een staatsgarantie (de Jager *et al*, 2008). In de studie is geopteerd voor de laagste reductie.

<sup>66</sup> In de analyse wordt de waarde van een GSC niet geïndexeerd.

2. Een gunstiger afschrijving dan de lineaire afschrijving. In dit geval zal worden uitgegaan van een degressieve afschrijving aan een percentage van 10%.
3. Een extra kost die in rekening wordt gebracht, met name de balanceringskost. Deze kost bedraagt 6 €/MWh in Nederland (de Jager *et al*, 2008). Voorts dient in Nederland de gridconnectie door de projectontwikkelaar bekostigd te worden; de gridversterking daarentegen dient door de gridoperator bekostigd te worden.
4. Een marktprijs voor het GSC van 108 €/MWh. Er wordt in dit geval uitgegaan dat de projectontwikkelaar niet enkel zijn certificaten aan Elia dient te verkopen, maar de certificaten ook kan verhandelen op de markt van GSC op gewestelijk niveau. Men kan dus spreken van een geharmoniseerde gewestelijk-federale GSC-markt. Dit zou inhouden dat niet langer een minimumprijs van 107 €/MWh kan verwacht worden. De investeerder kan in dat geval diens certificaten verkopen aan de marktprijs indien deze hoger ligt dan de gegarandeerde minimumprijs. Op Vlaams niveau geeft de VREG volgende prijzen weer voor GSC (Tabel 29).

Tabel 29: Prijs van de Vlaamse GSC (VREG, 2009a).

Periode	Gemiddelde prijs voor een certificaat met garantie van oorsprong
01/04/2005 – 31/03/2006	111,58 €/MWh
01/04/2006 – 31/03/2007	109,17 €/MWh
01/04/2007 – 31/03/2008	107,86 €/MWh
01/04/2008 – 31/03/2009	107,33 €/MWh

Er dient nagegaan of bij een dergelijk systeem de marktprijs ongeveer dezelfde blijft en of kleinere producenten van hernieuwbare energie geen hinder ondervinden van een relatief grotere, nieuwe speler op de markt. Indien een dergelijk systeem mogelijk is, brengt de aangenomen marktprijs van ca. 108 €/MWh een extra bron van inkomsten voor de investeerder met zich mee voor een geïnstalleerd vermogen boven 216 MW.

5. Een subsidie van 25 miljard €. Voor het project van C-Power op de Thornton bank is een subsidie op de kabel toegekend. De subsidie bedroeg 1/3 van de kostprijs met een absoluut plafond van 25 miljard €. Er is uitgegaan van een geval waarop geen belasting dient betaald te worden op de subsidie.

Een tweede categorie van variaties onderscheidt de systemen binnen verschillende Europese landen. Gezien voor de verschillende landen niet steeds gekend was of extra subsidies, belastingvoordelen, ... aanwezig waren, is een vergelijking met het Belgische referentiescenario gebeurd. De landen die in rekening zijn gebracht zijn: Denemarken, Frankrijk, Duitsland, Italië, Portugal en Spanje. Nederland is in de studie niet beschouwd, vermits sinds augustus 2006 de steun is stopgezet (Krohn *et al*, 2009). De aannames voor elk systeem binnen deze landen zijn vermeld in Tabel 26. Verder wordt nog aangenomen:

- Dat landen die gebruik maken van respectievelijk een invoegtarif of premie van een gunstigere verdisconteringsvoet kunnen genieten (resp. 6,51% en 7,56%). Deze aanname is gebeurd omdat dergelijke systemen een lager risico inhouden voor de investeerder en aldus een lagere verdisconteringsvoet vereisen.

- Dat de gemiddelde diepte<sup>67</sup> van de fundering van de turbines 25,2 m bedraagt, en de afstand tot de kust 27 km. De diepte dient gekend om het nieuwe Duitse systeem (1 januari 2009) te kunnen toepassen. In functie van de diepte kan namelijk een verlenging van de termijn van garantie verkregen worden. Voor het desbetreffende park kan in Duitsland dus een invoegtarif van 150 €/MWh verwacht worden de eerste 14 jaar. Nadien neemt de steun af en bedraagt deze 92 €/MWh voor de resterende jaren.
- In Frankrijk bedraagt de steun 130 €/MWh de eerste 10 jaar. Nadien is de steun begrepen tussen 30 €/MWh en 130 €/MWh. In dit geval is uitgegaan van een gemiddelde prijs van 80 €/MWh.
- In Italië bedraagt de gemiddelde prijs van een GSC 109 €/MWh met een garantie tot 12 jaar. Voor de jaren nadien is uitgegaan van een conservatieve aanname: een prijs voor een GSC van 80 €/MWh.

Er dient opgemerkt dat het beleid m.b.t. hernieuwbare energie continu verandert in de verschillende Europese landen. De aannames in deze studie zijn voornamelijk gebeurd op basis van de aannames in de studie van Krohn (2009). Verschillen in een huidig beleidssysteem en de aannames zijn mogelijk.

### 7.2.3 Resultaten en aanbevelingen

Tabel 30 geeft de verschillende netto actuele waarden weer naargelang het beschouwde scenario en de beschouwde variatie. Het referentiepunt binnen de verschillende scenario's stelt de situatie voor waarin geen enkele variatie wordt beschouwd. Elke variatie die in de volgende rijen wordt beschouwd, wordt afgewogen t.o.v. het Belgische **referentiepunt** binnen eenzelfde scenario m.b.v. de factor "Var.". "Var." stelt de verhouding van een variatie tot het referentiepunt binnen eenzelfde scenario voor.

De waarden van de netto actuele waarde variëren tussen -268 en 359 mlj €. Het referentiepunt voor het basisscenario levert een NAW 29,5 mlj € op voor België, wat impliceert dat het project in dat geval gunstig is. In wat volgt zullen niet zozeer de absolute waarden, maar eerder de variaties geanalyseerd worden. De absolute waarden zijn namelijk berekend op basis van schattingen. De schattingen voor offshore windenergie bevinden zich momenteel nog in een breed interval, zijn locatieafhankelijk, ... .

<sup>67</sup> Berekend op basis van het verschil van de gemiddelde diepte van de eerste 6 funderingen en de gemiddelde oorspronkelijke diepten van de 6 turbines op de plaats aanwezig. Dit verschil is nadien toegevoegd aan de gemiddelde oorspronkelijke diepte van de 60 windmolens.



Tabel 30: 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.
<b>België</b>						
<b>Referentiepunt</b>	<b>k€ 358.621</b>	<b>1,00</b>	<b>k€ 29.535</b>	<b>1,00</b>	<b>k€ -268.275</b>	<b>1,00</b>
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 GSC-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
<b>Denemarken</b>	<b>k€ -231.463</b>	<b>-0,65</b>	<b>k€ -419.007</b>	<b>-14,19</b>	<b>k€ -580.671</b>	<b>2,16</b>
<b>Frankrijk</b>	<b>k€ 60.816</b>	<b>0,17</b>	<b>k€ -145.761</b>	<b>-4,94</b>	<b>k€ -344.617</b>	<b>1,28</b>
<b>Duitsland</b>	<b>k€ 274.886</b>	<b>0,77</b>	<b>k€ 40.920</b>	<b>1,39</b>	<b>k€ -184.994</b>	<b>0,69</b>
<b>Italië</b>	<b>k€ 353.182</b>	<b>0,98</b>	<b>k€ 24.777</b>	<b>0,84</b>	<b>k€ -272.353</b>	<b>1,02</b>
<b>Portugal</b>	<b>k€ -108.798</b>	<b>-0,30</b>	<b>k€ -321.341</b>	<b>-10,88</b>	<b>k€ -520.354</b>	<b>1,94</b>
<b>Spanje</b>	<b>k€ -7.744</b>	<b>-0,02</b>	<b>k€ -299.500</b>	<b>-10,14</b>	<b>k€ -556.971</b>	<b>2,08</b>

### 7.2.3.1 Variaties binnen België

Binnen de eerste categorie van variaties heeft de uitwisseling van een certificaat op de markt tegen een prijs van 108 €/MWh de meest gunstige invloed (NPV van 29,5 miljoen € voor het referentiepunt in het basisscenario tegenover 62,7 miljoen € met deze harmonisatie). De NAW neemt in dit geval toe met 112% tegenover het referentiegeval. Hierbij werd wel verondersteld dat de harmonisering van de gewestelijk-federale markten geen effect heeft op de bestaande (Vlaamse) GSC prijs. Een verdere analyse omtrent de invloed van deze harmonisering op de GSC prijs dringt zich dan ook op.

Andere maatregelen zoals een subsidie, een gunstiger toegelaten afschrijving en een lage interestlening leiden tot respectievelijke toenames van 85%, 50% en 13% van de NAW.

Voor de gunstiger afschrijving is in dit geval uitgegaan van een degressieve afschrijving aan een ratio van 10%. Deze afschrijving is in België gerechtvaardigd. Een hogere toegelaten ratio echter (vb 15%) voor offshore windenergie projecten zou de sector een verdere boost kunnen geven.

Voorts kan voor de eerste categorie van variaties gesteld worden dat indien de overheidsgarantie op een lening toeneemt, de NAW nog verder zal stijgen. In dit geval is uitgegaan van een overheidsgarantie van 50 milj €. Om garant te kunnen staan voor een lening, kan de overheid een garantiefonds oprichten.

### 7.2.3.2 Sensitiviteitsanalyse van de inputparameters op de scenario's

De grote verschillen tussen het basisscenario enerzijds en het optimistisch / pessimistisch scenario anderzijds dienen genuanceerd te worden. In beide uiterste situaties is men ervan uitgegaan dat zowel elektriciteitsprijs, installatiekost, onderhouds- en werkingskost als

capaciteitsfactor alle tegelijk optimistisch of pessimistisch waren (zie Tabel 28 voor de gebruikte waarden). Er zijn daarom extra situaties beschouwd waarin telkens slechts één parameter optimistisch of pessimistisch werd ondersteld (zie Tabel 31 en Tabel 32).

We merken in dit geval op dat de NAW minder extreem varieert ten opzichte van het referentiepunt. De conclusies hierboven vermeld blijven geldig. Een uitwisseling van certificaten op de markt heeft nog steeds de grootste invloed op de stijging van de NAW. In verdere volgorde van afnemende invloed op een gunstige NAW onderscheiden we vervolgens: een subsidie, een degressieve afschrijving.

Van de 4 factoren waarop een optimistische of pessimistische situatie wordt beschouwd, heeft de capaciteitsfactor (een technische factor dus) steeds de grootste invloed op de NAW. Zowel voor Tabel 31 als voor Tabel 32 wordt de respectievelijke grootste toename / afname van de NAW genoteerd (NPV van 29,5 miljoen € in het basisscenario; 137,5 miljoen met een optimistische capaciteitsfactor; -78,5 miljoen € met een pessimistische capaciteitsfactor). Er kan dus gesteld worden dat een blijvend onderzoek naar efficiëntere turbines van groot belang blijft voor de offshore windenergiesector. Meer algemeen kan gesteld worden dat de rol van onderzoek in offshore windenergie zeer belangrijk blijft. De stelling van het belang van R&D wordt bevestigd door verschillende andere studies (EWEA, 2004; EWEA, 2007; IEA *et al*, 2008).

Indien men voor de investeringskost een pessimistische (volgens de literatuur) waarde neemt van 3000 €/kW, is de NAW negatief (-66,5 miljoen €). Het is dan ook ongunstig voor de projectinvesteerder om door te gaan met dit project. Deze waarde is pessimistisch volgens de literatuur, maar op vraag van de leden van het Opgvolgingscomité werd ook de berekening gedaan met een investeringskost van 3500 €/kW. Zoals in § 7.1.3.1 reeds besproken werd, ligt dit in de lijn van de investeringskost voor Rentel (3472 €/kW), alsook voor de aanneming van een pessimistische waarde met een correctie voor de afstand tot de kust en waterdiepte (3408 €/kW).

De NAW met een investeringskost van 3500 €/kW (zoals voorgesteld door de leden van het Opgvolgingscomité), bedraagt -203,5 miljoen € (bijkomende berekening, resultaat niet in de tabel opgenomen).

Tabel 31: NAW (in k€) voor het basisscenario met telkens één optimistische waarde voor de 4 gevarieerde inputparameters, de andere 3 parameters blijven de waarden voor het basisscenario aanhouden.

VARIATIES	ELEKTR.PRIJS		INVESTERINGSKOST		WERK- & ONDERH.KOST		CAP.FACTOR	
	NAW	Var.	NAW	Var.	NAW	Var.	NAW	Var.
Land								
België								
Referentiepunt	k€ 115.956	1,00	k€ 125.499	1,00	k€ 52.581	1,00	k€ 137.552	1,00
Lage interestlening	k€ 120.211	1,04	k€ 129.891	1,03	k€ 56.540	1,08	k€ 141.909	1,03
Degressieve afschrijving	k€ 130.758	1,13	k€ 138.347	1,10	k€ 67.383	1,28	k€ 152.355	1,11
Balancing cost	k€ 81.387	0,70	k€ 90.931	0,72	k€ 18.012	0,34	k€ 98.046	0,71
Uitwisseling op de GSC-markt	k€ 149.141	1,29	k€ 158.685	1,26	k€ 85.766	1,63	k€ 175.479	1,28
Subsidie van 25 milj k€	k€ 140.956	1,22	k€ 150.499	1,20	k€ 77.581	1,48	k€ 162.552	1,18
<b>Denemarken</b>	<b>k€ -407.513</b>	<b>-3,51</b>	<b>k€ -324.604</b>	<b>-2,59</b>	<b>k€ -391.981</b>	<b>-7,45</b>	<b>k€ -377.812</b>	<b>-2,75</b>
<b>Frankrijk</b>	<b>k€ -145.761</b>	<b>-1,26</b>	<b>k€ -51.358</b>	<b>-0,41</b>	<b>k€ -118.735</b>	<b>-2,26</b>	<b>k€ -64.475</b>	<b>-0,47</b>
<b>Duitsland</b>	<b>k€ 40.920</b>	<b>0,35</b>	<b>k€ 135.845</b>	<b>1,08</b>	<b>k€ 68.085</b>	<b>1,29</b>	<b>k€ 148.816</b>	<b>1,08</b>
<b>Italië</b>	<b>k€ 111.197</b>	<b>0,96</b>	<b>k€ 120.741</b>	<b>0,96</b>	<b>k€ 47.822</b>	<b>0,91</b>	<b>k€ 132.114</b>	<b>0,96</b>
<b>Portugal</b>	<b>k€ -294.639</b>	<b>-2,54</b>	<b>k€ -226.623</b>	<b>-1,81</b>	<b>k€ -294.176</b>	<b>-5,59</b>	<b>k€ -265.196</b>	<b>-1,93</b>
<b>Spanje</b>	<b>k€ -205.626</b>	<b>-1,77</b>	<b>k€ -203.954</b>	<b>-1,63</b>	<b>k€ -274.467</b>	<b>-5,22</b>	<b>k€ -239.331</b>	<b>-1,74</b>

Tabel 32: NAW (in k€) voor het basisscenario met telkens één pessimistische waarde voor de 4 gevarieerde inputparameters.

VARIATIES	ELEKTR.PRIJS		INVESTERINGSKOST		WERK- & ONDERH.KOST		CAP.FACTOR	
	NAW	Var.	NAW	Var.	NAW	Var.	NAW	Var.
Land								
België								
Referentiepunt	k€ -56.885	1,00	k€ -66.429	1,00	k€ 6.490	1,00	k€ -78.482	1,00
Lage interestlening	k€ -53.437	0,94	k€ -62.991	0,95	k€ 10.234	1,58	k€ -75.135	0,96
Degressieve afschrijving	k€ -42.083	0,74	k€ -49.672	0,75	k€ 21.292	3,28	k€ -63.680	0,81
Balancing cost	k€ -91.454	1,61	k€ -100.997	1,52	k€ -28.079	-4,33	k€ -108.112	1,38
Uitwisseling op de GSC-markt	k€ -23.700	0,42	k€ -33.244	0,50	k€ 39.675	6,11	k€ -50.038	0,64
Subsidie van 25 milj €	k€ -31.885	0,56	k€ -41.429	0,62	k€ 31.490	4,85	k€ -53.482	0,68
<b>Denemarken</b>	<b>k€ -430.502</b>	<b>7,57</b>	<b>k€ -513.411</b>	<b>7,73</b>	<b>k€ -446.034</b>	<b>68,73</b>	<b>k€ -460.243</b>	<b>5,86</b>
<b>Frankrijk</b>	<b>k€ -145.761</b>	<b>2,56</b>	<b>k€ -240.165</b>	<b>3,62</b>	<b>k€ -172.788</b>	<b>26,63</b>	<b>k€ -227.048</b>	<b>2,89</b>
<b>Duitsland</b>	<b>k€ 40.920</b>	<b>-0,72</b>	<b>k€ -53.884</b>	<b>0,81</b>	<b>k€ 13.755</b>	<b>2,12</b>	<b>k€ -66.977</b>	<b>0,85</b>
<b>Italië</b>	<b>k€ -61.644</b>	<b>1,08</b>	<b>k€ -71.188</b>	<b>1,07</b>	<b>k€ 1.731</b>	<b>0,27</b>	<b>k€ -82.561</b>	<b>1,05</b>
<b>Portugal</b>	<b>k€ -348.042</b>	<b>6,12</b>	<b>k€ -415.985</b>	<b>6,26</b>	<b>k€ -348.506</b>	<b>53,70</b>	<b>k€ -377.486</b>	<b>4,81</b>
<b>Spanje</b>	<b>k€ -393.375</b>	<b>6,92</b>	<b>k€ -394.973</b>	<b>5,95</b>	<b>k€ -324.534</b>	<b>50,01</b>	<b>k€ -359.670</b>	<b>4,58</b>

### 7.2.3.3 Variaties België in vergelijking met andere Europese landen.

Voor de tweede categorie van variaties kan opgemerkt worden dat de steun in de meeste in aanmerking genomen Europese landen momenteel niet voldoende is. Enkel Duitsland en Italië scoren goed. Italië kent een systeem van GSC en is dus gelijkaardig aan het Belgische systeem. De prijs voor een GSC bedraagt er gemiddeld 109 €/MWh met een garantie van 12 jaar. In de studie is na de 12 jaar conservatief gerekend door uit te gaan van een prijs van 80 €/MWh. Dit verklaart zonder meer waarom Italië minder goed dan België scoort.

Het sterk negatieve resultaat voor Denemarken is opvallend, en is in tegenspraak met de sterke groei van offshore windenergie. In 2009 bedroeg de offshore windcapaciteit immers 660 MW, in 2010 wordt het park nabij Rødsand (200 MW) gebouwd, en tevens wordt in 2010 de tenderfase voor het Anholt/Djursland park (400 MW) afgesloten. De sterk negatieve NAW bekomen in deze studie vergt dan ook nuancering. De invoegtarieven zoals vermeld in Tabel 26 zijn gebaseerd op de resultaten van de bekomen tenderprijzen van Horns Rev II (DKK 0,518/kWh voor de eerste 50 000 volle capaciteitsuren) en Rødsand II (DKK 0,629/kWh voor de eerste 50 000 volle capaciteitsuren, (DEA, 2009c)). Dit komt overeen met ca. 70-84 €/MWh (voor Denemarken werd met 70 € gerekend). Bovendien hoeft een Deense projectontwikkelaar slechts in beperkte mate de gridconnectie kosten dragen. De Deense gridoperator, Energinet, zorgt voor de gridaansluiting. Bovendien treedt de Deense overheid (Danish Energy Agency, DEA) op als een 'one-stop-shop' voor de vergunningen, waardoor de administratieve last sterk beperkt wordt. Indien men deze reductie in kostprijs begroot volgens Figuur 76 en Figuur 77, bekomt men reeds een besparing van 16-13% op de investeringskost. Indien men ook de procedurekost in rekening brengt (7%), bekomt men een korting van 20% op de investeringsprijs. Indien men de NAW voor Denemarken in het basisscenario berekent met 84€/MWh (ipv 70) en een investeringskost van 2120 €/kW (ipv 2650) bekomt men een NAW van -192 miljoen euro (i.p.v. -491 miljoen euro). Dit is weliswaar een hogere NAW, maar nog altijd negatief. Deze gewijzigde parameters alleen kunnen dus niet voldoende zijn om de gunstige ontwikkelingen in Denemarken te verklaren. Enerzijds zullen de economische parameters die voor deze studie gebruikt werden, in werkelijkheid optimistischer zijn in Denemarken. Men kan hier denken aan nog lagere investeringskosten, een vlotte financiering (gunstige leningen, risicopremies of afschrijvingen). Anderzijds zullen er weinig niet-technologische hindernissen zijn. Denemarken heeft een sterke binnenlandse windenergiesector (vereenvoudigde logistiek), veel ruimte op zee (lage sociale weerstand), een eenvoudige vergunningsprocedure, enz... Voor de nieuwe tenderfase van het Anholt windmolenpark bv. wordt de EIA (Environmental Impact Assessment) en het verkennend geotechnisch onderzoek gedeeltelijk uitgevoerd door de gridoperator (DEA, 2009a; DEA, 2009b; Energinet, 2010). Het is bijgevolg de combinatie van deze factoren die het Deense klimaat gunstig maken voor investeringen. Dit bevestigt nogmaals het belang van het vermijden van niet-technologische hindernissen.

Voor het basisscenario kan gesteld worden dat het huidige systeem in Duitsland licht aantrekkelijker is dan het bestaande Belgische systeem. Zo is de NAW in het basisscenario in België 29,5 miljoen €, in Duitsland 40,9 miljoen €. Het systeem in Duitsland gaat uit van een invoegtariaf. Dit systeem biedt meer garantie aan de investeerder. Het invoegtariaf is namelijk volledig gegarandeerd en men is niet onderhevig aan prijsfluctuaties van de traditionele elektriciteitsprijs. Dit is duidelijk merkbaar voor het pessimistisch scenario als men België vergelijkt met Duitsland: in België bedraagt de NPV dan -268 miljoen €, in Duitsland -184 miljoen €. Wel dient opgemerkt te worden dat hoewel de effectief gegarandeerde steun (150 €/MWh versus 107 €/MWh) hoger ligt in Duitsland, de termijn wel korter is (in dit geval 13 jaar vs 20 jaar).

Bijgevolg kan dit als een vorm van compensatie beschouwd worden voor de hogere kosten aan de maatschappij inherent aan een invoegsysteem verbonden. Bovendien kan vastgesteld worden dat in het scenario waarin enkel de elektriciteitsprijs pessimistisch is, enkel Duitsland goed scoort t.g.v. het gegarandeerde invoegtariaf. De NPV met een pessimistische elektriciteitsprijs (40,9 miljoen €) is zelfs gelijk aan het basisscenario, vermits het invoegtariaf onafhankelijk is van deze elektriciteitsprijs.

De overige landen (Frankrijk, Spanje en Portugal) bieden volgens de veronderstelde aannames momenteel onvoldoende steun voor de investeerder voor de ontwikkeling van een rendabel offshore windproject. Deze landen concentreren zich dan ook op andere bronnen, zoals onshore wind of zonne-energie.

## 7.2.4 Situatie in geval van een domeinconcessie van 50 jaar

Deze paragraaf onderzoekt de NAW in het geval de domeinconcessiezone verlengd wordt voor 50 jaar. Hierbij zal men enerzijds uitgaan dat de bestaande funderingen opnieuw gebruikt kunnen worden, maar dat nieuwe turbines moeten geplaatst worden. Anderzijds houdt de analyse rekening met een wijziging in het beleid (verschuiving van economische ondersteuning van hernieuwbare elektriciteitsproductie naar het internaliseren van de externe kosten van conventionele elektriciteitsproductie).

Het is immers de bedoeling dat op lange termijn offshore windtechnologie zich ontwikkelt tot een volwaardige en competitieve speler op de markt tussen de conventionele energiebronnen. De steun die vandaag bestaat zal aldus gradueel dienen af te nemen. De mate waarin dit zal dienen te geschieden is niet eenvoudig in te schatten en zal regelmatig herzien moeten worden in functie van de evolutie van de kosten van de technologie, van de elektriciteitsprijs, ... .

Tot op heden is de steun in België gebaseerd op een steunsysteem dat geen rekening houdt met de internalisering van de externe kosten. Deze (nadelige) effecten worden aldus gedragen door de maatschappij. Op deze effecten kan een kostprijs toegekend worden ('externe kosten'). De externe kosten zijn aanzienlijk hoger voor traditionele energiebronnen in vergelijking met de hernieuwbare energietechnologieën. Op zeker ogenblik zullen deze externe kosten dienen beschouwd en aangerekend te worden indien men traditionele en hernieuwbare energiebronnen met dezelfde maten en gewichten vergelijkt. Dit noemt men het internaliseren van de externe kosten.

In huidige paragraaf zullen verschillende gevallen onderscheiden worden waarbij (een deel van) de externe kosten in rekening wordt gebracht. Dit zal geschieden op basis van de kost veroorzaakt door de uitstoot van CO<sub>2</sub> en andere schadelijke stoffen uitgedrukt in ton CO<sub>2</sub>equivalent. Behalve de kosten veroorzaakt door de emissies van schadelijke stoffen kunnen verder nog externe kosten ten gevolge van visuele hinder, geluidshinder, ... onderscheiden worden. Huidige studie brengt deze kosten niet in rekening t.g.v. de al te beperkte beschikbare data hieromtrent aanwezig.

Het spreekt voor zich dat deze analyse door zijn tijdshorizon voorzichtig geïnterpreteerd moet worden. Binnen een termijn van 50 jaar kunnen grote technologische ontwikkelingen alsook beleidswijzigingen plaatsvinden.

### 7.2.4.1 Aannames

De funderingen hebben een levensduur van 50 jaar en worden over deze volledige termijn geëxploiteerd. De levensduur van de turbines bedraagt in dit geval 25 jaar, hetgeen een optimistische aanname is. Er zullen dus twee grote investeringen dienen te gebeuren. In de eerste investeringsfase (0 – 25 jaar) worden de eerste turbines, de funderingen, kabel, enz. geïnstalleerd en heeft het park een grootte van 300 MW (vb 60 \* 5 MW turbines zoals voor het project op de Thorntonbank).

Voor de tweede fase zullen de oude turbines vervangen worden door een nieuwer en krachtiger type. In dit geval wordt een capaciteit van 6 MW per turbine aangenomen en zal de parkgrootte 360 MW bedragen.

Tabel 33 geeft een overzicht van de aannames voor de studie van een park met een levensduur van 50 jaar. De aannames zijn gebaseerd op een termijn van 50 jaar en zijn dus niet eenvoudig in te schatten. De inschatting is naar best vermogen gebeurd met de data die actueel beschikbaar zijn. Veelal is een interval beschouwd om aldus een spreiding op de aannames in rekening te brengen en een robuuste conclusie te bekomen.

Tabel 33: Aannames de berekening van de NAW voor een domeinconcessie van 50 jaar.

1 <sup>ste</sup> Periode (0-25 jaar)		2 <sup>de</sup> Periode (26-50 jaar)	
<b>GSC in België</b>		<b>GSC in België</b>	
< 216 MW	107 €/MWh	<b>Ongeacht de capaciteit</b>	10 €/MWh Extra variatie : 0 €/MWh
> 216 MW	90 €/MWh	<b>Prijs CO<sub>2</sub></b>	25 €/ton Extra variaties: [0,10,40 €/ton]
<b>Duur van de garantie</b>	20 jaar	<b>GSC en CO<sub>2</sub> treden in werking vanaf jaar 21 tem jaar 50</b>	
<b>Elektriciteitsprijs</b>	55 €/M Variatie : [40-70]	<b>Elektriciteitsprijs</b>	55 €/MWh Variatie : [40-70]
<b>Investeringskost</b>	2650 €/kW Variatie : [2300-3000]	<b>Investeringskost</b>	1275 €/kW Variatie: [1000-1550]
<b>Afschrijvingspct. (lin.) (20jr)</b>	55% (35%+25%)	<b>Afschrijvingspct. (lin.) (20jr)</b>	de fundering valt weg
<b>Werkings- onderh.kost</b>	26 €/MWh Variatie: [22-30]	<b>Werkings- en onderh.kost</b>	18.2 €/MWh Variatie: [14,7-20]
<b>Grootte van het park</b>	300 MW	<b>Grootte van het park</b>	360 MW
<b>Capaciteitsfactor</b>	35% Variatie : [30-40]	<b>Capaciteitsfactor</b>	40% Variatie : [35-45]

Voor de aannames tijdens de 2<sup>de</sup> periode (26 jaar – 50 jaar) dient opgemerkt te worden:

- **De prijs van de GSC** kan niet *oneindig lang* gegarandeerd worden. De steun voor het eerste park is 20 jaar gegarandeerd (tot 2029). De steun die men kan verwachten vanaf 2029 zal gedaald zijn t.o.v. de huidige situatie. Volgens het nieuwe Duitse systeem bedraagt de steun in 2029: ca. 66 €/MWh als vast tarief. We gaan in de studie voor de volledige termijn uit van een elektriciteitsprijs van 55 €/MWh. De aanname van 10 €/MWh per certificaat lijkt dan niet onlogisch. Er wordt verondersteld dat de markt van GSC blijft bestaan en dat t.e.m. jaar 50 de prijs 10 €/MWh bedraagt. Een tweede

geval zal uitgaan van een markt zonder certificaten. In dat geval wordt dus verondersteld dat de offshore windtechnologie geen economische steun meer behoeft.

- Tabel 33 maakt vanaf jaar 21 melding van **een CO<sub>2</sub>-“taks”**, verschillende landen plaatsen een dergelijke belasting op de agenda. Vergelijken we windenergie met de traditionele brandstoffen dan kan men algemeen stellen dat de externe kosten voor windenergie beduidend lager liggen (EWEA, 2004; Sovacool, 2008) dan deze voor de traditionele energiebronnen. De externe kosten omvatten onder andere de uitstoot van broeikasgassen (waaronder CO<sub>2</sub>), sociale kosten, ... .

De bepaling van een dergelijke CO<sub>2</sub>-taks is niet eenvoudig. Wat zijn de externe kosten? Hoeveel bedragen ze exact? In de literatuur wordt vaak verwezen naar een CO<sub>2</sub>-belasting ter compensatie van de uitstoot van CO<sub>2</sub> of van een CO<sub>2</sub> equivalent<sup>68</sup>. Deze belasting brengt dus voornamelijk de CO<sub>2</sub>-kost in rekening en verder geen andere externe kosten. Huidige studie zal zich evenzeer baseren op de CO<sub>2</sub>-kost. Tabel 34 geeft waarden voor de boete (of in dit geval de prijs van een emissierecht), en Tabel 35 de uitstoot gepaard gaande met een zekere productietechnologie (in CO<sub>2</sub>\_equiv g/kWh):

Tabel 34: Boete voor de CO<sub>2</sub> uitstoot en externe kost.

	Boete – Externe kost
(Krohn <i>et al.</i> , 2009)	25 €/ton (basis scenario) en 35 €/ton
(EWEA, 2007)	3 scenario's: 10, 25 en 40 €/ton Vermeden uitstoot: 690 g/kWh
(EWEA, 2004)	Externe kost wind: 0,26 c€/kWh Externe kost “coal fired technology”: 2 à 15 c€/kWh

Tabel 35 : Uitstoot van CO<sub>2</sub> equivalent (g/kWh) volgens een bepaalde productietechnologie.

	(IEA <i>et al.</i> , 2008)	(Sovacool, 2008)	(Ardente <i>et al.</i> , 2008)	(White <i>et al.</i> , 2000)	(Breeze, 2008)	INTERVAL
Wind	10	9		15	3-13	3-15
Kernenergie		66	15-50	15 (fission), 9 (fusion)	3-6	3-66
Gas		443	400-500		389-689	400-689
Diesel and heavy oil		778	780-900		546-902	778-902
Steenkool		960-1050	900-1200	974	755-1309	900-1309

Tabel 34 geeft de boetes (of kostprijs van een emissierecht) weer voor de uitstoot van CO<sub>2</sub>. We merken dat deze variëren tussen de 10 en 40 €/ton, waarbij in de meeste studies veelal 25 €/ton wordt aangenomen. We zullen in wat volgt vier variaties op de boetes beschouwen: geen boete (0 €/ton), 10 €/ton, 25 €/ton en 40 €/ton.

<sup>68</sup> CO<sub>2</sub> is niet het enige broeikasgas. Methaan is een veel sterker broeikasgas, maar doordat het minder uitgestoten wordt is het aandeel in de bijdrage tot het globale broeikaseffect lager t.o.v. CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub>equivalent is een maatstaf die de uitstoot van alle broeikasgassen herrekend naar het effect van CO<sub>2</sub>.

Uit Tabel 35 merken we dat de uitstoot van CO<sub>2</sub> t.g.v. windenergie soms meer dan een factor 100 bedraagt in vergelijking met de traditionele fossiele brandstoffen (bv steenkool). In wat volgt zal worden aangenomen dat een besparing van 400 gCO<sub>2</sub><sub>equiv</sub>/kWh mogelijk is t.o.v. de traditionele energie. In vergelijking met de waarde in Tabel 34 (690 g/kWh) is dit een stuk lager. De inschatting gebeurt echter voor het jaar 2029. Binnen deze tijdspanne kan een zekere reductie t.o.v. van de huidige situatie verwacht worden, gezien de nieuwe installaties van conventionele energie heel wat CO<sub>2</sub>-vriendelijker zullen zijn en gezien heel wat oude installaties zullen vervangen worden.

In huidige studie worden de kosten van traditionele energie niet afgewogen t.o.v. windenergie, maar wordt louter naar de opbrengst van windenergie gekeken. Om de potentiële externe kostenreductie van windenergie t.o.v. van de traditionele fossiele brandstoffen toch te kunnen weergeven, zal in plaats van een boete een beloning opgelegd worden voor de reductie van CO<sub>2</sub>-uitstoot. De beloning gebeurt aan hetzelfde tarief van de boetes (m.a.w. de 4 variaties uitgedrukt in €/ton) en schetst op die manier het competitieve voordeel dat windenergie zou ondervinden t.g.v. internalisering van (een deel van) de externe kosten.

Rekening houdend met de prijzen voor de GSC en de beloningen zullen voor zowel het basis-, optimistisch als pessimistisch scenario de situaties beschouwd worden zoals weergegeven in Tabel 36.

Tabel 36: Systemen van steun (vanaf jaar 21) in geval van een duur van 50 jaar.

	GSC	Beloning CO <sub>2eq</sub>
Situatie 1	0 €/MWh	0 €/ton
Situatie 2	0 €/MWh	10 €/ton
Situatie 3	0 €/MWh	25 €/ton
Situatie 4	0 €/MWh	40 €/ton
Situatie 5	10 €/MWh	0 €/ton
Situatie 6	10 €/MWh	10 €/ton
Situatie 7	10 €/MWh	25 €/ton
Situatie 8	10 €/MWh	40 €/ton

Bovendien gelden volgende veronderstellingen:

- **De investeringskost** zal zeker dalen gezien men niet meer dient te voorzien in de aanleg van turbines, de aanleg van een kabel, ... tijdens de 2<sup>de</sup> investeringsperiode (26 jaar – 50 jaar). Benevens deze daling wordt in de literatuur ook een algemene daling van de investeringskost verwacht (Blanco, 2009). Zie Tabel 37:

Tabel 37: Inschatting van de investeringskost t.e.m. 2050. (Blanco, 2009)

	€/kW in 2020	€/kW in 2030	€/kW in 2040	€/kW in 2050
Onshore	826	788	770	762
Offshore	1274	1206	1175	1161

De nieuwe turbines zullen geïnstalleerd worden in 2034. De kost is volgens Blanco (2009) m.a.w. gelegen tussen 788 €/kW en 770 €/kW (onshore). Het interval van kosten dat Blanco echter momenteel beschouwt, bedraagt 1800-2500 €/kW. In huidige studie is dit 2300-3000 €/kW (m.a.w. +500 €/kW) (zie ook paragraaf 7.1.3.1). De aanname in huidige



studie is conservatiever en bedraagt daarom 1275 €/kW met een interval van 1000-1550 €/kW voor de 2<sup>de</sup> investeringsperiode.

- Voor **de werking- en onderhoudskosten** is pragmatisch uitgegaan van een reductie van 30%.
- **De efficiëntie van de turbines** zal naar de toekomst toe verder toenemen. Er wordt daarom voor het basisscenario in de 2<sup>de</sup> periode uitgegaan van een capaciteitsfactor van 40% ipv 35%.
- Net als bij Tabel 28 zijn verschillende scenario's weergegeven (basisscenario, **optimistisch** en **pessimistisch** scenario). Voor het optimistisch scenario gelden de waarden vermeld in **vet** voor de elektriciteitsprijs, investeringskost, werking- en onderhoudskost en de capaciteitsfactor. De inputparameters die onderlijnd zijn, worden toegepast voor het pessimistische scenario. De overige waarden stellen het basisscenario voor.
- De waarden voor de **verdisconteringsvoeten** zijn ongewijzigd gebleven voor de 2<sup>de</sup> periode.

#### 7.2.4.2 Resultaat

Tabel 38 geeft een overzicht van de resultaten voor de verschillende situaties en scenario's voor een duur van 50 jaar.

Tabel 38: 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 <sub>2eq</sub>
	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

Men kan opmerken dat:

- In situatie 1 (zonder hulp, geen GSC en geen CO<sub>2-eq</sub>) voor het basisscenario de NAW voor een duur van 50 jaar (28,8 mlj €) is afgenomen t.o.v. de duurtijd van 20 jaar (29.5 mlj €). Een projectinvesteerder zal m.a.w vanuit puur economisch standpunt deze 2<sup>de</sup> uitbatingsperiode niet uitvoeren. Er zal dus nog hulp nodig zijn om een interessante investering te kunnen garanderen. De hulp kan dus geschieden in ofwel een lichtere vorm van GSC en/of de oplegging van een CO<sub>2</sub>-boete of andere boete ter internalisering van de externe kosten. De (CO<sub>2</sub>-)boete zal tevens dienen te gelden voor windenergie. De externe kosten voor windenergie zullen echter lager uitvallen waardoor de technologie competitiever zal worden

tegenover de traditionele fossiele brandstoffen. Sommige auteurs stellen zelf dat indien de externe kosten reeds nu zouden geïnternaliseerd zijn, onshore windenergie reeds competitief zou zijn met de traditionele energiewinning. Ook voor het pessimistisch scenario wordt de NAW negatiever in de 1<sup>ste</sup> situatie. Voor het optimistisch scenario wordt echter een omgekeerde trend vastgesteld.

- Dat de NAW voor een situatie van een GSC van 10 €/MWh en geen beloning (situatie 5) gelijk is aan de NPV voor geen GSC en een beloning van 25 €/ton. Dit alles is uiteraard ten gevolge van de aanname dat men met windenergie 400 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh kan besparen.

Men kan dus vaststellen dat twee mogelijkheden bestaan: of verdere steun garanderen a.d.h.v. een GSC of een boete invoeren ter internalisering van de externe kosten (in dit geval de CO<sub>2</sub> uitstoot kosten). Een eventuele derde mogelijkheid maakt gebruik van de combinatie van een gereduceerde verdere steun en een vastgelegde boete. De steun zal op zeker ogenblik moeten wegvallen, wil men spreken over een competitieve technologie en een bepaalde vorm van boete zal nodig zijn wil men alle technologieën vergelijken met de juiste maten en gewichten. Een systeem van een CO<sub>2</sub>-boete geniet daarom de voorkeur op lange termijn.

Als de GSC wegvallen en de boete wordt ingevoerd (vb 25 €/ton CO<sub>2-eq</sub>), zal de NAW voor het windproject ca. 28,4 mlj € bedragen (gelijkaardig aan situatie 1<sup>69</sup>). Deze situatie is naar opbrengst toe gelijkaardig aan deze voor een termijn van 20 jaar en op het eerste zicht althans niet interessant. Men dient echter hierbij wel rekening te houden dat als men een vergelijking maakt met de traditionele energie deze een extra kost ten gevolge van de opgelegde boete zal dienen te dragen en dus wind sterker competitief zal geworden zijn.

## 7.3 Besluit

Dit hoofdstuk onderzocht aan de hand van een NAW-analyse de **projectrentabiliteit** van een **generiek 300 MW offshore windmolenpark onder verschillende scenario's en variaties**. Tevens werd het Belgische economisch kader vergeleken met **andere Europese landen** en werd de verlenging van de **duur van de domeinconcessiezone** onderzocht.

Alvorens de feitelijke scenario's en variaties uit te rekenen, werden eerst de **inputparameters** bepaald aan de hand van een **literatuurstudie**. Deze studie heeft getracht om een zo betrouwbare mogelijke inschatting van deze inputparameters te geven voor een generiek park op het BDNZ. Er valt onmiddellijk op dat voor een individueel project specifieke inputparameters gebruikt moeten worden, afhankelijk van de gekozen technologie, het financiële ondersteuningsbeleid op dat moment, en de voorkeuren van de projectinvesteerder (o.a. het risico dat men bereid is te dragen).

Uit de literatuur kan men soms **grote verschillen op de inputparameters vaststellen**. Wat betreft de kostprijs per geïnstalleerd vermogen stelt men een bereik vast tussen ca. 1000 €/kW tot 4800 €/kW, afhankelijk van het project. Factoren die deze waarden beïnvloeden zijn o.a.: de grootte van het totale park, de afstand tot de kust, de waterdiepte, het tijdstip van constructie enz. Soms stelt men in de literatuur zelfs verschillende investeringskosten voor eenzelfde project vast. De oorzaak hiervan ligt in de definitie van investeringskost, en wat al dan niet in rekening gebracht wordt.

---

<sup>69</sup> Het verschil met situatie 1 is dat men geen steun ontvangt EN een boete dient te betalen (bv 25 €/ton) voor de uitstoot van CO<sub>2</sub> (voor wind ca. 10 gCO<sub>2</sub>/kWh)

Deze studie hield rekening met het **risico op wijzigingen in o.a. elektriciteitsprijs**. Zo zijn invoegtarieven onafhankelijk van dit risico, maar een systeem waarbij de elektriciteit los verhandeld wordt van de GSC, is hier wel gevoelig voor. In dit laatste geval werd een hogere verdisconteringsvoet gebruikt. Dit reflecteert het hogere risico op de rentabiliteit die een investeerder ervaart bij een dergelijk ondersteuningsbeleid.

De **verschillende scenario's** (optimistisch, basis, pessimistisch) lieten **4 van de inputparameters variëren**: de elektriciteitsprijs, de investeringskost, de werkings- en onderhoudskosten & de capaciteitsfactor. In de scenario's zijn alle 4 parameters gewijzigd, maar een **sensitiviteitsanalyse** door slechts 1 parameter te wijzigen, wijst uit dat de **capaciteitsfactor** het hoogste effect op de rentabiliteit heeft (NPV van 29,5 miljoen € in het basisscenario, 137,5 miljoen met een optimistische capaciteitsfactor, -78,5 miljoen € met een pessimistische capaciteitsfactor). Technische ontwikkeling van de windturbines blijft dus een belangrijk aandachtspunt, los van het 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 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 uitgegaan 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 dringt zich dan ook op.

Indien men **België vergelijkt met andere Europese landen** kan men volgende vaststellingen doen. Van de onderzochte landen scoren enkel Duitsland en Italië goed. **Italië** kent een vergelijkbaar systeem van GSC in 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 invoegtariet en een garandeerde termijn die verlengbaar is in functie van afstand tot de kust en waterdiepte. Indien men Duitsland met België vergelijkt, komt duidelijk tot uiting dat het risico voor de projectinvesteerder in Duitsland lager is. Dit komt omdat het invoegtariet los staat van de elektriciteitsprijs. De andere onderzochte landen (**Denemarken, Frankrijk, Spanje en Portugal**) scoren slecht voor de projectrentabiliteit.

Ook de **projectrentabiliteit van een domeinconcessie tot 50 jaar in België** (waarbij in jaar 26 de turbines vervangen, maar de funderingen behouden worden) werd onderzocht. Hierbij werd uitgegaan dat het huidige GSC-systeem gewijzigd werd. Tevens 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 CO<sub>2</sub> taks van 0, 10, 25 of 40 €/ton CO<sub>2equivalent</sub>). 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 CO<sub>2</sub> taks opgelegd wordt. M.a.w: als het huidige beleid de volgende 25 jaar aanhoudt, dan zal een

projectinvesteerder niet investeren in een 2<sup>de</sup> exploitatietermijn van de domeinconcessie, omdat de NAW in dit geval lager ligt dan in het basisgeval.

## 8 Referenties

- 3E, A. Woyte, J. De Decker, V. Van Thong and Greenpeace (2008). A North Sea electricity grid [r]evolution - Electricity output of interconnected offshore wind power - A vision of offshore wind power integration.
- ABPMER Ltd, Garrad Hassan Ltd, MET Office and Proudman Oceanographic Laboratory (2008a). Atlas of UK Marine Renewable Energy Resources: Atlas pages.
- ABPMER Ltd, Garrad Hassan Ltd, MET Office and Proudman Oceanographic Laboratory (2008b). Atlas of UK Marine Renewable Energy Resources: Technical Report.
- Aquamarine Power. (2007). "Clean reliable Energy that doesn't cost the earth." Geconsulteerd op 1 september, 2009, [www.aquamarinepower.com](http://www.aquamarinepower.com).
- Aquaret. (2009a). "Getijdenbeweging." Geconsulteerd op 1 september, 2009, [www.aquaret.com](http://www.aquaret.com).
- Aquaret. (2009b). "Golfbeweging." Geconsulteerd op 1 september, 2009, [www.aquaret.com](http://www.aquaret.com).
- Ardente, F., M. Beccali, M. Cellura and V. Lo Brano (2008). "Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm." *Renewable & Sustainable Energy Reviews* **12**(1): 200-217.
- AWS Ocean Energy. (2009). "Archimedes Wave Swing." Geconsulteerd op 1 september 2009, 2009, [www.awsoccean.com](http://www.awsoccean.com).
- Barthelmie, R. J., R. Mikkelsen, J. N. Sorensen and D. Henninson (2009). Energy dynamics of an infinitely large offshore wind farm. European Offshore Wind 2009 Conference.
- Beels, C. (2009). Optimization of the Lay-out of a Farm of Wave Energy Converters in the North Sea - Analysis of Wave Power Resources, Wake Effects, Production and Cost. *In press.*, Department of Civil Engineering, Ghent University: 496p.
- BELPEX. (2009). "Website Belgian Power Exchange " Geconsulteerd, 5/09/2009, [www.belpex.be](http://www.belpex.be).
- BERR (2004). "Offshore wind background."
- Blanco, M. I. (2009). "The economics of wind energy." *Renewable & Sustainable Energy Reviews* **13**(6-7): 1372-1382.
- Blue Energy. (2009). "The Davis Hydro turbine." Geconsulteerd op 23 september, 2009, [www.blueenergy.com/Technology.htm](http://www.blueenergy.com/Technology.htm).
- BMM. (2008). "Website." Geconsulteerd, <http://www.mumm.ac.be/>.
- BMM. (2009a). "Tidal Currents." Geconsulteerd op 10/09/2009, <http://www.mumm.ac.be/EN/Management/Atlas/tidalcurrents.php>.
- BMM. (2009b). "Website." Geconsulteerd op 1/11/2009, <http://www.mumm.ac.be/>.
- Boccard, N. (2009). "Capacity factor of wind power realized values vs. estimates." *Energy Policy* **37**(7): 2679-2688.
- Bouttier, F. and P. Courtier (1999). Data assimilation concepts and methods. Meteorological Training Course Lecture Series, ECMWF: 59.
- Breeze, P. (2008). The cost of power generation. The current and future competitiveness of renewable and traditional technologies.
- Butler, L. and K. Neuhoff (2008). "Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development." *Renewable Energy* **33**(8): 1854-1867.
- C-Power. (2009). "C-Power vergunningen." Geconsulteerd op 20/10/2009, <http://www.c-power.be/Nederlands/timing/voorbereiding-vergunningen.html>.
- Campoccia, A., L. Dusonchet, E. Telaretti and G. Zizzo (2009). "Comparative analysis of different supporting measures for the production of electrical energy by solar PV and Wind systems: Four representative European cases." *Solar Energy* **83**(3): 287-297.

- COM (2001). DIRECTIVE 2001/77/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market.
- COM (2008a). Offshore Wind Energy: Action needed to deliver on the Energy Policy Objectives for 2020 and beyond. 768 final (13.11.2008).
- COM (2008b). Public Consultation: EU Action to promote Offshore Wind Energy.
- Cornett, A. (2008). A global wave energy resource assessment. ISOPE.
- CREG (2008). "Jaarverslag 2008."
- Cruz, J. (2008). Ocean Wave Energy - Current Status and Future Perspectives, Springer-Verlag.
- Current Power. (2009). "Website." Geconsulteerd.
- de Jager, D. and M. Rathmann (2008). Policy instrument to reduce financing costs in renewable energy technology projects: pp. 1-133.
- DEA (2009a). Questions and Answers on the Anholt tender, and clarification of tender specifications, Last revised 10 December 2009.
- DEA (2009b). Tender specifications ofr Anholt offshore wind farm - 30 april 2009.
- DEA (2009c). Wind turbines in Denmark.
- DECC (2008). Tidal-current Energy Device Development and Evaluation Protocol URN08/1317.
- Degraer S. and R. Brabant (2009). Offshore wind farms in the Belgian Part of the North Sea - State of the art after two years of environmental monitoring
- del Rio, P. (2005). "A European-wide harmonised tradable green certificate scheme for renewable electricity: is it really so beneficial?" Energy Policy **33**(10): 1239-1250.
- DENA. (2009, 1 September 2009). "The political setting for wind energy." Geconsulteerd op 15/08/2009, <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=2610&L=1>.
- Douvere, F. and C. N. Ehler (2009). "New perspectives on sea use management: Initial findings from European experience with marine spatial planning." Journal of Environmental Management **90**(1): 77-88.
- Douvere, F., F. Maes, A. Vanhulle and J. Schrijvers (2007). "The role of marine spatial planning in sea use management: The Belgian case." Marine Policy **31**(2): 182-191.
- EEA and COM (2009). Europe's onshore and offshore wind energy potential: technical report N°6/2009.
- ELIA. (2009a). "ELIA netbeheerder website." Geconsulteerd.
- ELIA (2009b). "Persbericht: Elia's project Stevin voor een 380 kV-verbinding tussen Zomergem en Zeebrugge: vergunningsprocedure gaat van start."
- ELIA (2009c). Project Stevin: informatie brochure.
- ELIA. (2010). "Elia website: Projecten: Stevin Voortgang." Geconsulteerd, <http://elia.be/repository/pages/f965d50b5d8049bf83477c91d1fd1004.aspx>.
- ELIA and Arcadis (2010). "Milieubeoordeling volgens integratiespoor ten behoeve van opmaak gewestelijk ruimtelijk uitvoeringsplan. Hoospanningsverbinding 380 kV Zomergem - Zeebrugge. Nota voor publieke consultatie."
- EMEC. (2009a). "Wave energy devices." Geconsulteerd op 1 september, 2009, [www.emec.org.uk/wave\\_energy\\_devices.asp](http://www.emec.org.uk/wave_energy_devices.asp).
- EMEC. (2009b). "Website." Geconsulteerd, <http://www.emec.org.uk/>.
- Endres, P. K. (2009). "Energy return on investment (EROI), economic feasibility and carbon intensity of a hypothetical Lake Ontario wind farm." Geconsulteerd op 13/9/2009,

[http://www.eoearth.org/article/Energy\\_return\\_on\\_investment\\_\(EROI\),\\_economic\\_feasibility\\_and\\_carbon\\_intensity\\_of\\_a\\_hypothetical\\_Lake\\_Ontario\\_wind\\_farm](http://www.eoearth.org/article/Energy_return_on_investment_(EROI),_economic_feasibility_and_carbon_intensity_of_a_hypothetical_Lake_Ontario_wind_farm).

- Energinet (2010). Anholt Offshore Wind Farm: Environmental impact assessment - Summary of EIA report.
- Energy Magazine. (2009). "Aquabuoy." Geconsulteerd op 1 september, 2009, [www.altenerg.com/back\\_issues/index.php?content\\_id=48](http://www.altenerg.com/back_issues/index.php?content_id=48).
- ENS (2009). The Danish Energy Agency website.
- EPRI (2004). Offshore Wave Energy Conversion Devices, Electricity Innovation Institute.
- ESRU, U. o. S. (2009). "Marine Power project: Oscillating hydrofoil." Geconsulteerd op 21 oktober, 2009, [http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web\\_sites/05-06/marine\\_renewables/technology/oshydro.htm](http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/05-06/marine_renewables/technology/oshydro.htm).
- Eurostat. (2009). "Website." Geconsulteerd op 5/6/2009, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>.
- EWEA (2004). "Wind Energy - The Facts."
- EWEA (2005). Support schemes for renewable energy. A comparative analysis of payment mechanisms in the EU: pp. 1-78.
- EWEA (2007). Delivering Offshore wind Power in Europe.
- Fettweis, M. and D. Van den Eynde (2003). "The mud deposits and the high turbidity in the Belgian-Dutch coastal zone, southern bight of the North Sea." *Continental Shelf Research* **23**(7): 669-691.
- Flather, R. A. (1981). *Results from a model of the North East Atlantic relating to the Norwegian Coastal Current*. Proceedings of the Norwegian Coastal Current Symposium, Geilo.
- Free Flow Power. (2009). "Smarturbine." Geconsulteerd op 23 september, 2009, [www.free-flow-power.com/](http://www.free-flow-power.com/).
- Goda, Y. (2000). *Random Seas and design of Maritime Structures*, World Scientific.
- Granovskii, M., I. Dincer and M. A. Rosen (2007). "Greenhouse gas emissions reduction by use of wind and solar energies for hydrogen and electricity production: Economic factors." *International Journal of Hydrogen Energy* **32**(8): 927-931.
- Haas, R., W. Eichhammer, C. Huber, O. Langniss, A. Lorenzoni, R. Madlener, P. Menanteau, P. E. Morthorst, A. Martins, A. Oniszk, J. Schleich, A. Smith, Z. Vass and A. Verbruggen (2004). "How to promote renewable energy systems successfully and effectively." *Energy Policy* **32**(6): 833-839.
- Hicks, S. D. and NOAA (2006). Understanding Tides.
- Holmes, B., K. Nielsen and S. Barrett (2007). *Wave Energy Development & Evaluation Protocol*. EWTEC - 7th European Wave and Tidal Energy Conference, Porto.
- Holthuijsen, L. H. (2007). "Waves in Oceanic and Coastal Waters."
- Huber, C., T. Faber, J. Green, S. Olz, S. White, P. E. Morthorst, K. Skytte, M. Gual, P. del Rio, F. Hernandez, M. Ragwitz, W. Orasch, M. Bokemann and C. Lins (2004). Green-X. Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market - Final Report.
- IEA-OES and A. Cornett (2009a). "Guidance for Assessing Tidal Current Energy Resources, Report by NRC-CHC for the OES IA Annex II Task 1.2 Generic and site related tidal data."
- IEA-OES, J. Kahn, G. Bhuyan and A. Moshref (2009b). Potential Opportunities and Differences Associated with Integration of Ocean Wave and Marine Current Energy Plants in Comparison to Wind Energy, a report prepared by Powertech Labs for the IEA-OES Annex III.
- IEA-OES, J. Khan and G. Bhuyan (2009c). Ocean Energy: Global Technology Development Status, Powertech Labs.
- IEA and JREC (2008). Deploying Renewables: Principles for Effective Policies.
- Ivanell S., R. Mikkelsen, J. N. Sorensen and D. Henninson (2009). *ACL Modeling of wake interaction in Horns Rev Wind Farm*. European Offshore Wind 2009 Conference.
- Janssen, P. A. E. M. (2004). *The interaction of Ocean Waves and Wind*, Cambridge University Press.

- Komen, G. J., L. , M. A. Cavaleri, K. Donelan, S. Hasselmann and P. A. E. M. Janssen (1994). Dynamics and Modelling of Ocean Waves, Cambridge University Press.
- Krohn, S., S. Awerbuch, P. E. Morthorst, M. I. Blanco, F. Van Hulle and C. Kjaer (2009). "The Economics of Wind Energy. A report by the EWEA." pp. 1-154.
- Le Roy, D. and M. F. (2006). "Risk analysis of marine activities in the Belgian Part of the North Sea 'RAMA' Final Report. Funded by Belgian Science Policy, Scientific Support plan for a sustainable Development Policy (SPDII)."
- Leonardo Energy. (2007). "Sea Slot Cone Generator." Geconsulteerd op 1 september, 2009, [www.leonardo-energy.org/drupal/node/1907](http://www.leonardo-energy.org/drupal/node/1907).
- Lipp, J. (2007). "Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom." Energy Policy **35**(11): 5481-5495.
- Lunar Energy. (2009). "Rotech Tidal Turbine." Geconsulteerd, <http://www.lunarenergy.co.uk/productOverview.htm>.
- Luyten, P. J., J. E. Jones, A. Proctor and BMM. (1999). "COHERENS - A coupled hydrodynamical-ecological model for regional and shelf seas: User Documentation. MUMM Report, Management Unit of the Mathematical Models of the North Sea, 911pp." Geconsulteerd, <http://www.mumm.ac.be/EN/Models/Coherens/index.php>.
- Maes, F. (2008). "The international legal framework for marine spatial planning." Marine Policy **32**(5): 797-810.
- Maes, F., J.-B. Calewaert, J. Schrijvers, V. Van Lancker, A. Vanhulle, P. Vanden Abeele, E. Verfaillie, S. Deros, A. Volckaert, S. Degraer and B. De Wachter (2007). Gaufre: toward a spatial structure plan for the Sustainable Management of the Belgian part of the North Sea. Gent, Academia Press.
- Maes, F., J. Schrijvers, V. Van Lancker, E. Verfaillie, S. Degraer, S. Deros, B. De Wachter, A. Volckaert, A. Vanhulle, P. Vandenabeele, A. Cliquet, F. Douvere, J. Lambrecht and R. Makgill (2005). Towards a spatial structure plan for sustainable management of the sea. Research in the framework of the BELSPO Mixed Actions - SPSP II.
- Maes, J. (2010). Key Account Manager ELIA, Persoonlijke communicatie.
- Ministerraad. (2004). "Persbericht van de ministerraad voor een Duurzame Ontwikkeling." Geconsulteerd, 5/5/5009, <http://www.presscenter.org/archive/20040321/103952/?lang=nl>.
- MIRA, Goffin A., Lescrauwaet A.-K, Calewaert J.-B., Mees J., Seys J., Delbare D., Demaré W, Hostens K., Moulart I., Parmentier K., Redant F., Mergaert K., Vanhooreweder B., Maes F., De Meyer P., Belpaeme K., Maelfait H., Degraer S., De Maerschalck V., Deros S., Gheschiere T., Vanaverbeke J., Van Hoey G., Kuijken E., Stienen E., Haelters J., Kerckhof F., Overloop S., Peeters B. and V. Milieumaatschappij (2006). Milieurapport Vlaanderen, Achtergronddocument 2006, Kust & Zee.
- Monbaliu, J., R. Padilla-Hernandez, J. C. Hargreaves, J. C. C. Albiach, W. M. Luo, M. Sclavo and H. Gunther (2000a). "The spectral wave model, WAM, adapted for applications with high spatial resolution." Coastal Engineering **41**(1-3): 41-62.
- Monbaliu, J., R. Padilla-Hernandez, J. C. Hargreaves, J. C. Carretero Albiach, W. M. Luo, M. Slavo and H. Gunther (2000b). "The spectral wave model, WAM, adapted for applications with high spatial resolution." Coastal Engineering **41**: 41-62.
- Morgan, C. A., H. M. Snodin, N. C. Scott, P. G. Raftery and Garrad Hassan Ltd (2003). Offshore Wind: Economies of scale, engineering resource and load factors.
- Murray, R. D. (2004). Economic Wave Energy Resource Assesment Methodology & European Assessment. Energy Systems Research Unit. Glasgow, Strathclyde University. **MSc**.
- Musial, W. and S. Butterfield (2004). Future for offshore wind energy in the US: preprint. EnergyOcean, Palm Beach, Florida.
- NBB. (2009). "Website Nationale Bank van België." Geconsulteerd, [www.nbb.be](http://www.nbb.be).



- Nielsen, P. (2003). Offshore Wind Energy Projects Feasibility Study Guidelines, SEAWIND, Altener project 4 1030/7/01-103/2003.
- NWEA. (2009). "Nederlandse Wind Energie Associatie." Geconsulteerd, [www.nwea.nl/dossier-sdemep](http://www.nwea.nl/dossier-sdemep).
- Ocean Power Technologies. (2009). "The PowerBuoy." Geconsulteerd op 1 september, 2009, [www.oceanpowertechnologies.com/tech.htm](http://www.oceanpowertechnologies.com/tech.htm).
- Ocean Renewable Power. (2009). "TGU turbine Technology." Geconsulteerd op 23 september, 2009, [www.oceanrenewablepower.com/ocgentechnology\\_tidalcurrent.htm](http://www.oceanrenewablepower.com/ocgentechnology_tidalcurrent.htm).
- ODE (2007). Offshore Desing Engineering Ltd report to the Renewables Advisory Board (RAB) & DTI.
- OFGEM. (2009). "Office for Gas and Electricity Markets: Offshore electricity transmission: Tender rules." Geconsulteerd, <http://www.ofgem.gov.uk/>.
- Osuna, P. (2002). On the high-resolution simulation of the dynamic interaction between current and waves in coastal waters: an application to the Southern North Sea., KULeuven. **PhD thesis**: 196.
- Pantaleo, A., A. Pellerano, F. Ruggiero and M. Trovato (2005). "Feasibility study of off-shore wind farms: an application to Puglia region." *Solar Energy* **79**(3): 321-331.
- Pelamis Wave Power. (2008). "Pelamis P-750 wave energy converter." Geconsulteerd op 1 march, 2009, [www.pelamiswave.com](http://www.pelamiswave.com).
- Pontes, M. T. (1997). WERATLAS: European Wave Energy Atlas - Funded by Joule Programme - The European R&D Programme on Non-Nuclear Energies.
- Portilla, J. (2009). Estimating wave power at the Southern North Sea using WAM model hindcasts. Unpublished technical report, Ghent University, Department of Civil Engineering.
- Ragwitz, M. and A. Held (2007). "Assessment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity market. Fraunhofer ISI."
- Ragwitz, M., A. Held, G. Resch, T. Faber, C. Huber and R. Haas (2006). Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable energy in EU Member States, Fraunhofer - Energy Economics Group.
- RD Energy Solutions. (2009). "Shoreline Oscillating Water Column." Geconsulteerd op 1 september, 2009, [www.rdenergysolutions.com/technologies/marine.html](http://www.rdenergysolutions.com/technologies/marine.html).
- Reiche, D. (2006). "Renewable energies in the EU-Accession States." *Energy Policy* **34**(3): 365-375.
- Reiche, D. and M. Bechberger (2004). "Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states." *Energy Policy* **32**(7): 843-849.
- RENTEL. (2009). "Contract for 4th wind turbine park in the North Sea awarded to RENTEL " Geconsulteerd, [http://www.electrawinds.be/electrawinds\\_nieuws.asp?pressID=64&taal=uk&page=1&rubriekID=12](http://www.electrawinds.be/electrawinds_nieuws.asp?pressID=64&taal=uk&page=1&rubriekID=12).
- SEEWEC. (2009). "Website." Geconsulteerd, <http://www.seewec.org/>.
- Seewec Consortium. (2009). "The Seewec wave energy converter." Geconsulteerd op 1 september, 2009, [www.seewec.org](http://www.seewec.org).
- Snyder, B. and M. J. Kaiser (2009a). "A comparison of offshore wind power development in Europe and the US: Patterns and drivers of development." *Applied Energy* **86**(10): 1845-1856.
- Snyder, B. and M. J. Kaiser (2009b). "Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy." *Renewable Energy* **34**(6): 1567-1578.
- Sovacool, B. K. (2008). "Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey." *Energy Policy* **36**(8): 2950-2963.
- STATBEL. (2009). "Statistics Belgium." Geconsulteerd, [www.statbel.fgov.be](http://www.statbel.fgov.be).
- The University of Manchester. (2009). "The Manchester Bobber concept." Geconsulteerd op 1 september, 2009, [www.manchesterbobber.com](http://www.manchesterbobber.com).
- Van den Eynde, D., F. Kerkhof, B. Lauwaert and G. Pichot (2007). Ontwikkeling van de zandbank ter hoogte van de Heist - Eindrapport.

- Van Hulle, F., S. Le Bot, V. Van Lancker, S. Deleu, J. P. Henriët, Y. Cabooter, G. Palmers, L. Dewilde, J. Soens, J. Driesen, P. Van Roy and R. Belmans (2004). Optimal Offshore Wind Energy Developments in Belgium - Scientific Support Plan for a Sustainable Development Policy (SPSDII) - CP/21 Final report.
- Van Lancker, V., I. Du Four, E. Verfaillie, S. Deleu, K. Schelfaut, M. Fettweis, D. Van den Eynde, F. Francken, J. Monbaliu, A. Giardino, J. Portilla, J. Lanckneus, G. Moerkerke and S. Dergraer (2007). "Management, research and budgetting of aggregates in shelf seas related to end-users (Marebasse). Final Scientific Report. Belgian Science Policy, 125pp."
- Vlaams Parlement. (2009). "Ontwerp van decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid." Geconsulteerd op 16/11/2009, <http://www.vlaamsparlement.be/Proteus5/showParlInitiatief.action?id=549644>.
- Vlaamse Overheid. (2009). "Persbericht: Vlaanderen legt grondslag groenestroombeleid tot 2020." Geconsulteerd, [http://www.vlaanderen.be/servlet/Satellite?lang=NL&pagename=nieuwsberichten%2FNB\\_Nieuwsbericht%2FNieuwsbericht&cid=1233727058154](http://www.vlaanderen.be/servlet/Satellite?lang=NL&pagename=nieuwsberichten%2FNB_Nieuwsbericht%2FNieuwsbericht&cid=1233727058154).
- Voith Hydro (2009). Ocean Current Technologies.
- VREG (2009a). Aantal verhandelde groenestroomcertificaten en gemiddelde prijs - laatste update 3/4/2009.
- VREG. (2009b). "Vlaamse reguleringsinstantie voor de elektriciteits- en gasmarkt." Geconsulteerd, [www.vreg.be](http://www.vreg.be).
- Wahr, J. (1995). Earth Tides. Global Earth Physics, A Handbook of Physical Constants 40-46.
- Wave Star Energy. (2009). "Wave Star Concept." Geconsulteerd op 10 January, 2009, [www.wavestarenergy.com](http://www.wavestarenergy.com).
- Wavebob Ltd. (2009). "How Wavebob works." Geconsulteerd op 1 september, 2009, [www.wavebob.com/how\\_wavebob\\_works/](http://www.wavebob.com/how_wavebob_works/).
- White, S. W. and G. L. Kulcinski (2000). "Birth to death analysis of the energy payback ratio and CO<sub>2</sub> gas emission rates from coal, fission, wind, and DT-fusion electrical power plants." Fusion Engineering and Design **48**(3-4): 473-481.
- Wind Service Holland. (2009). Geconsulteerd op 6/09/2009., <http://home.kpn.nl/windsh/wsh.html>.
- WLB (1985). Stroomatlas Werkgebied en Pas van het Zand - oppervlakte-stroomsnelheden in m/s (Uitgave 25).

## 9 Appendix A: Overzicht van de stakeholders binnen offshore wind energie in België (niet-limitatief).

Onderzoeksinstituten	
Universiteit Gent ( <a href="http://www.ugent.be">http://www.ugent.be</a> )	Binnen UGent zijn verschillende onderzoeksgroepen actief in offshore hernieuwbare energie: de Ingenieurs afdelingen Weg- en Waterbouwkunde, Maritieme Techniek, Materiaalkunde en Elektrotechniek verrichten onderzoek omtrent offshore energie (wind, golf of getijden). Daarnaast bezit ook het Renard Centre of Marine Geology over de nodige geologische kennis omtrent de bodem op het BDNZ, en voert de vakgroep Marien Biologie onderzoek naar de milieu-impact van de funderingen.
Greenbridge ( <a href="http://www.greenbridge.be">http://www.greenbridge.be</a> )	Greenbridge is het West-Vlaamse wetenschapspark van de Universiteit Gent te Oostende. Het helpt een ondernemer een onderneming op te starten om diens onderzoek te commercialiseren; een nieuwe technologie op de markt te brengen; etc. Greenbridge richt zich op verschillende bedrijfssectoren waaronder milieu en energie.
Maritiem Instituut ( <a href="http://www.maritieminstituut.be">http://www.maritieminstituut.be</a> )	Het Maritiem Instituut is een onderzoeksinstituut binnen de vakgroep Internationaal Publiekrecht van de Universiteit Gent. Het Maritiem Instituut heeft vier doelstellingen: coördinatie van de Interuniversitaire Master in de Maritieme Wetenschappen; organisatie van congressen, colloquia en workshops; advies en studies in opdracht van zowel gouvernementele als niet-gouvernementele organisaties en private ondernemingen; het Maritiem Instituut is betrokken bij verschillende opleidingsprojecten.
Katholieke Universiteit Leuven ( <a href="http://www.kuleuven.be">http://www.kuleuven.be</a> )	Het departement Burgerlijke Bouwkunde verricht onderzoek omtrent kustgerelateerde vraagstukken, onder meer in het kader van golfvoorplanting, hydraulische en hydrologie.
EU	
EC (Europese Commissie) ( <a href="http://ec.europa.eu">http://ec.europa.eu</a> )	De Europese Commissie bestaat uit meer dan 40 directiegeneraals. De directiegeneraals die m.b.t. offshore windenergie kunnen onderscheiden worden, zijn als volgt: de directiegeneraal (DG) milieu ( <i>DG Environment</i> ), de DG onderzoek ( <i>DG research</i> ) en de DG transport en energie ( <i>DG transport and energy</i> ). De doelstelling van de directiegeneraal milieu bestaat er in het milieu te beschermen, bewaren en te verbeteren voor huidige en toekomstige generaties
DG Environment ( <a href="http://ec.europa.eu/dgs/environment">http://ec.europa.eu/dgs/environment</a> )	
DG Research ( <a href="http://ec.europa.eu/research">http://ec.europa.eu/research</a> )	
DG Transport en Energy ( <a href="http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport">http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport</a> )	
EIB (European Investment Bank) ( <a href="http://www.eib.org">http://www.eib.org</a> )	De Europese Investeringsbank is bij het verdrag van Rome in 1958 opgericht en geldt als bank voor langetermijnenrekeningen binnen de Europese Unie. De EIB kent leningen toe aan o.a. milieuvriendelijke en energiebesparende projecten.
EWEA (European Wind Energy Association) ( <a href="http://www.ewea.org">http://www.ewea.org</a> )	De EWEA is de stem van de windindustrie en promoot het gebruik van windenergie binnen en buiten Europa. Het vormt een netwerk voor verschillende partijen binnen de windindustrie (producenten, leveranciers, onderzoeksinstituten, nationale windenergie associaties, verzekeringsmaatschappijen, consultants, investeerders, ...). De EWEA bestaat uit meer dan 600 leden uit bijna 60 verschillende landen.
IEA (International Energy Agency) ( <a href="http://www.iea.org">http://www.iea.org</a> )	Het IEA (Internationaal Energie Agentschap) is een intergouvernementele organisatie die handelt als beleidsadviseur m.b.t. tot het verzekeren van een betrouwbare, betaalbare en zuivere energie voor de burger. Het IEA adviseert 28 landen.
Verzekeringen	
Ethias ( <a href="http://www.ethias.be">http://www.ethias.be</a> )	Ethias is een partner voor al verzekeringen, spaar- en beleggingsoplossingen zowel voor particulieren, ondernemingen als collectiviteiten. Ethias is de verzekeraar voor het C-Power project.
Banken	
BNP Paribas Fortis ( <a href="https://www.fortisbanking.be">https://www.fortisbanking.be</a> )	BNP Paribas Fortis is een bank en verzekeraar.
Dexia	Dexia is een bank en verzekeraar en financierder binnen het C-Power project.

<a href="http://www.dexia.be">http://www.dexia.be</a>	
KBC <a href="https://www.kbc.be">https://www.kbc.be</a>	Dexia is een bank en verzekeraar en financierder binnen het C-Power project.
NBB (Nationale Bank van België) <a href="http://www.nbb.be">http://www.nbb.be</a>	De Nationale Bank is sinds 1850 de centrale bank van België. Ze voert taken van algemeen belang uit, zowel op het nationale als op het internationale vlak.
Triodos <a href="http://www.triodos.be/">http://www.triodos.be/</a>	Triodos Bank financiert bedrijven, instellingen en projecten met een meerwaarde op sociaal, milieu en cultureel gebied, daartoe in staat gesteld door spaarders en beleggers die kiezen voor maatschappelijk verantwoord en duurzaam ondernemen.
<b>Investeerders</b>	
Socofe <a href="http://www.socofe.be/">http://www.socofe.be/</a>	Socofe is de investeringsmaatschappij van de openbare besturen van het Waals Gewest. Het bedrijf is een specialist in financiering en de ontwikkeling van milieu- en utiliteitsprojecten. Socofe is één van de aandeelhouders van C-Power.
S.R.I.W. (Société Régionale d'Investissement de Wallonie) <a href="http://www.sriw.be/">http://www.sriw.be/</a>	De S.R.I.W. heeft de opdracht om financieel op lange termijn tussen te komen in bedrijven, zowel in België als in het buitenland, om rechtstreeks of onrechtstreeks de economische ontwikkeling van het Waalse gewest te bevorderen. De S.R.I.W. is specialist in de financiering en de ontwikkeling van milieu- en utiliteitsprojecten en vormt één van de aandeelhouders van C-Power.
Nuhma <a href="http://www.nuhma.be">http://www.nuhma.be</a>	Nuhma is een investeringsholding voor de participatie in elektriciteits- en nutsbedrijven. Nuhma is één van de aandeelhouder van C-Power en Aspiravi.
<b>Overheidsinstanties</b>	
Afdeling Kust <a href="http://www.afdelingkust.be">http://www.afdelingkust.be</a>	De afdeling Kust maakt deel uit van het Agentschap Maritieme Dienstverlening & Kust (MDK). De afdeling Kust staat op een duurzame en integrale wijze in: (1) voor de beveiliging van de bevolking en het patrimonium tegen de zee; (2) voor de economische, maatschappelijke en ecologisch verantwoorde en geïntegreerde ontwikkeling van de kustzone; (3) voor een actieve natuur- en landschapontwikkeling aan de kust en (4) voor de ondersteuning van kust- en zeegebonden toeristisch-recreatieve activiteiten, alsook culturele en educatieve initiatieven. Bovendien draagt de afdeling Kust vanuit haar cel Vlaamse Hydrografie bij tot een veilige en vlotte scheepvaart van en naar de kusthavens en de Schelde.
Afdeling Maritieme Toegang <a href="http://maritiemetoegang.be">http://maritiemetoegang.be</a>	De afdeling Maritieme Toegang vrijwaart, beheert en onderhoudt alle maritieme toegangswegen tot de Vlaamse zeehavens.
Afdeling Waterbouwkundig Laboratorium <a href="http://www.watlab.be">http://www.watlab.be</a>	Het Waterbouwkundig Laboratorium van het ministerie van Mobiliteit en Openbare Werken levert gegevens, expertise en adviezen over menselijke en natuurlijke invloeden op watersystemen en watergebonden infrastructuur.
BELSP0, Federal Wetenschapsbeleid <a href="http://www.belspo.be">http://www.belspo.be</a>	Het Federaal Wetenschapsbeleid heeft een zeer uitgebreid werkbereik. Het wil een creatief, uitmuntend en innoverend federaal overheidsbestuur zijn bij de ondersteuning van de besluitvorming van de politieke overheid en bij de dienstverlening aan de burgers, met respect voor het leefmilieu.
BIM (leefmilieu Brussel) <a href="http://www.ibgebim.be">http://www.ibgebim.be</a>	Het BIM is de overheidsdienst voor milieu en energie van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. De opdracht van het BIM bestaat uit studie, toezicht en beheer van lucht, water, bodem, afval, lawaai en natuur (groene ruimten en biodiversiteit) en heeft tevens de opdracht om milieuvergunningen af te leveren, erover te waken dat ze worden nageleefd, deel te nemen aan vergaderingen en onderhandelingen op Belgisch en internationaal niveau, enz. Kortom, Leefmilieu Brussel ontwikkelt een brede waaier activiteiten in het domein van het ecologische beleid en de banden met gezondheid en milieu.
BMM (Beheerseenheid van het Mathematisch Model van de Noordzee) <a href="http://www.mumm.ac.be">http://www.mumm.ac.be</a>	De BMM, is een departement van het Koninklijk Belgisch Instituut voor Natuurwetenschappen (KBIN), een federale wetenschappelijke instelling die valt onder het Federaal Wetenschapsbeleid. Het BMM modelleert, monitort en beheert data uit de mariene sector.
FHR, Flanders Hydraulic Research <a href="http://www.watlab.be">http://www.watlab.be</a>	Het Waterbouwkundig Laboratorium Werken levert gegevens, expertise en adviezen over menselijke en natuurlijke invloeden op watersystemen en watergebonden infrastructuur.
FOD economie <a href="http://economie.fgov.be/">http://economie.fgov.be/</a>	FOD Economie heeft als kerntaak om de goederen- en dienstenmarkt te ondersteunen en stimuleren. Ze verenigt op Belgisch niveau alle technische expertise om opvallende ontwikkelingen in de energiesector vast te stellen, te analyseren of erop te anticiperen. De ontwikkelingen in deze sector zijn van fundamenteel belang zowel voor de economie (prijsstijgingen, concurrentie) als voor het leefmilieu (opwarming van de aarde, vermindering van de CO2-uitstoot, kernenergie).

FPB (Het Federaal Planbureau) <a href="http://www.plan.be">http://www.plan.be</a>	Het FPB is een instelling van openbaar nut. Het maakt studies en vooruitzichten over economische, sociale en milieubeleidskwesties. Ook wordt de integratie van die beleidskwesties in een context van duurzame ontwikkeling bestudeerd. Daartoe verzamelt en analyseert het FPB gegevens, verkent het de mogelijke evoluties, identificeert het alternatieven, evalueert het de gevolgen van beleidsmaatregelen en doet het voorstellen. Zijn wetenschappelijke deskundigheid staat ter beschikking van de regering, het parlement, de sociale partners en nationale en internationale instellingen. Het FPB zorgt voor een ruime verspreiding van zijn werkzaamheden. De resultaten van het onderzoek worden aan de gemeenschap meegegeed en dragen bij tot het democratisch debat.
FRDO (Federale raad voor Duurzame Ontwikkeling) <a href="http://www.belspo.be">http://www.belspo.be</a>	De FRDO geeft adviezen aan de Belgische federale overheid over het federale beleid inzake duurzame ontwikkeling. De raad organiseert ook activiteiten om het draagvlak voor duurzame ontwikkeling te vergroten.
Kustwacht <a href="http://www.kwgc.be">http://www.kwgc.be</a>	De structuur Kustwacht coördineert het toezicht op de toepassing en de naleving van de regelgevingen op de Noordzee. Ze treedt op als een eenvoudige structuur. Ze waarborgt de coördinatie van de overheidsacties in de havens en in de zee- en kustgebieden die onder de bevoegdheid vallen van de federale en gewestelijke overheden.
LNE (Departement Leefmilieu, Natuur en Energie) <a href="http://www.lne.be">http://www.lne.be</a>	Het Departement LNE is de centrale milieudministratie van de Vlaamse overheid.
Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap <a href="http://www.vlaanderen.be">http://www.vlaanderen.be</a>	Op het BDNZ zijn o.a. visserij en de Maritieme Toegang Vlaamse bevoegdheden. Tevens voorziet de Vlaamse overheid in Groene Stroom Certificaten voor golf
Scheepvaartpolitie <a href="http://www.polfed-fedpol.be">http://www.polfed-fedpol.be</a>	De Scheepvaartpolitie verzekert de politie in de zeehavens en in de belangrijkste plezierhavens, op de binnenvaartwegen en alle wateren die onder de Belgische jurisdictie vallen.
VEA (Vlaams Energieagentschap) <a href="http://www.energiesparen.be">http://www.energiesparen.be</a>	Het VEA geeft uitvoering aan een duurzaam energiebeleid. Haar belangrijkste taken zijn het stimuleren van rationeel energiegebruik en milieuvriendelijke energieproductie en het bijdragen tot beleidsuitvoering en -ondersteuning.
VITO (Vlaamse instelling voor technologisch onderzoek) <a href="http://www.vito.be">http://www.vito.be</a>	De opdracht van het VITO bestaat er uit wetenschappelijk onderzoek in de domeinen leefmilieu, energie, materialen en aardobservatie praktisch toepasbaar maken voor bedrijven en overheden.
VLIZ <a href="http://www.vliz.be">http://www.vliz.be</a>	Het VLIZ is het coördinatie- en informatieplatform voor zeewetenschappelijk onderzoek in Vlaanderen, is een knooppunt voor marien en kustgebonden onderzoek en fungeert als internationaal aanspreekpunt. Het VLIZ sluit samenwerkingsovereenkomsten af met Vlaamse onderzoeksgroepen en administraties én integreert haar activiteiten in nationale en internationale netwerken. Belangrijke activiteiten zijn het beheer van het Vlaams Marien Data- en Informatie Centrum (VMDC), het Infoloket, de Zeebibliotheek en het onderzoeksschip 'Zeeleeuw'.
<b>Uitvoering van de werken en leveranciers</b>	
ABB <a href="http://www.abb.be">http://www.abb.be</a>	ABB is een producent van submarine kabels en stond in voor de levering en uitvoering van de kabelwerken in het C-Power project.
Airenergy <a href="http://www.airenergy.be">http://www.airenergy.be</a>	Air energy is gespecialiseerd in de productie van hernieuwbare electriciteit, meer bepaald via windenergie. Het bedrijf is opgericht in 2001 en heeft onder het project "North Sea Power" ingeschreven om een concessie te bemachtigen op het BDNZ
DEME <a href="http://www.deme.be">http://www.deme.be</a>	DEME staat voor "Dredging, Environmental and Marine Engineering" en is een aandeelhouder van C-Power.
Depret <a href="http://www.depret.be">http://www.depret.be</a>	Depret is onder andere actief in de waterbouw en burgerlijke bouwkunde. Depret is één van de vier initiatiefnemers van het Eledepasco project.
DI (Dredging International) <a href="http://www.deme.be">http://www.deme.be</a>	DI stond in voor het ontwerp, de bouw en de plaatsing van de funderingen van het C-Power project alsmede voor het leggen van de offshore en onshore kabels en richtte hiervoor met Fabricom GTI de Tijdelijke Handelsvennootschap Seawind op.
Hansen Transmission <a href="http://www.hansentransmissions.com">http://www.hansentransmissions.com</a>	Hansen Transmissions is ontwikkelaar, producent en leverancier van transmissiekasten voor o.a. windturbines.
Iemants	Iemants is een staalconstructiebedrijf op het vlak van ontwerp en productie –

<a href="http://www.iemants.com">http://www.iemants.com</a>	inclusief de oppervlaktebehandeling en montage – van staalconstructies.
Jan De Nul Group <a href="http://www.jandenul.be">http://www.jandenul.be</a>	Jan De Nul Group, operating worldwide, is specialized in dredging and land reclamation, rock placing, trenching, rock dumping for oil and gas related offshore pipeline projects, quay walls, marine related projects, civil engineering and large-scale environmental remediation projects, with an excellent reputation in turnkey projects.
Pauwels Transformatoren <a href="http://www.pauwels.com">http://www.pauwels.com</a>	Pauwels Transformatoren produceert 3-fasige transformatoren, distributeuren en beschikt over ervaring op het gebied van substations . Pauwels transformatoren is actief op 3 verschillende continenten en produceert meer dan 30000 transformatoren per jaar.
Siemens <a href="http://www.siemens.be">http://www.siemens.be</a>	Siemens ontwikkelt/bouwt niet alleen elektriciteitscentrales en stroomproducerende componenten op basis van fossiele brandstoffen maar ook windturbines. Instrumentatie- en stuursystemen, brandstofceltechnologie en uitgebreide diensten vervolledigen Siemens' portefeuille.
3B – The Fibre Company <a href="http://www.3b-fibreglass.com/">http://www.3b-fibreglass.com/</a>	3B verricht onderzoek naar composite materialen in het mariene milieu., onder meer voor de toepassing van wieken voor getijdenturbines.
<b>Ingenieurs- en adviesbureau</b>	
3E <a href="http://www.3e.be">http://www.3e.be</a>	3E is een kennisbedrijf dat helpt om projecten, strategieën, concepten en producten te creëren, en realiseren. Het is wereldwijd actief en heeft een diepgaand inzicht in de recente status en toekomstige trends voor hernieuwbare energie .
Arcadis <a href="http://www.arcadisbelgium.be">http://www.arcadisbelgium.be</a>	Arcadis staat in voor advies, engineering en projectmanagement ten dienste van een duurzame wereld. Arcadis werkt zowel voor private als publieke opdrachtgevers.
ICEDD (Institut de Conseil et d'Etudes en Développement et Durable) <a href="http://www.icedd.be">http://www.icedd.be</a>	ICEDD adviseert en helpt bij de uitwerking van duurzame projecten in verschillende domeinen: energie, milieu, ... .
IMDC <a href="http://www.imdc.be">http://www.imdc.be</a>	IMDC bevindt zich in het middengebied tussen onderzoekscentra en een doorsnee studie bureau en verleent diensten in volgende domeinen: baggeren, rivier- en kustmorfologie, kustverdediging, offshore engineering, etc. . IMDC was één van de partners in het C-power project voor de engineering en design.
Ecolas	Ecolas NV is opgericht in 1988 als een gespecialiseerd milieuadviesbureau binnen de AXE (Ahlers-Xylos-Ecolas) bedrijvengroep.
Grontmij <a href="http://www.grontmij.be">http://www.grontmij.be</a>	Grontmij is een multidisciplinair advies- en ingenieursbureau voor milieu, water, energie, bouw, industrie en infrastructuur. Grontmij biedt steun in het hele proces van advies, ontwerp, engineering, management en realisatie van projecten.
Soresma <a href="http://www.soresma.be">http://www.soresma.be</a>	Soresma is een onafhankelijk ingenieurs- en adviesbureau dat duurzame oplossingen wil leveren voor de omgeving van de burger met behulp van een multidisciplinaire aanpak.
Technum <a href="http://www.technum.be">http://www.technum.be</a>	Technum is een multidisciplinair studie- en adviesbureau met internationale ambities en levert projectmanagement, studies, ontwerp en advies in het kader van: gebouwen, haven- & waterbouw, transportinfrastructuur & stedenbouw en beleidsstudies en -advies. Technum was één van de partners in het C-power project voor de engineering en design.
<b>NGO's, milieuverenigingen, belangenverenigingen</b>	
Agoria Renewables Energy Club <a href="http://www.agoria.be/arec">http://www.agoria.be/arec</a>	Agoria Renewable Energy Club is een netwerk van ervaren Belgische bedrijven dat oplossingen, producten en diensten biedt in de hernieuwbare energie en voornamelijk in wind- en zonneënergie en biomassa. Het geldt tevens als contactpunt.
Apere <a href="http://www.apere.org">http://www.apere.org</a>	Apere is de Belgische associatie op Waals en Brussels niveau die instaat voor een rationele en duurzame ontwikkeling van hernieuwbare energie. Apere staat in voor een permanente opleiding op basis van projecten (campagnes, studies, informatie, ...) en activiteiten in de praktijk (conferenties, ...).
BBL (Bond Beter Leefmilieu Vlaanderen) <a href="http://www.bondbeterleefmilieu.be/">http://www.bondbeterleefmilieu.be/</a>	Bond Beter Leefmilieu is de onafhankelijke federatie van meer dan 140 natuur- en milieuverenigingen in Vlaanderen. BBL zet zich in voor een gezonde lucht, helder water en een rijke natuur.
BNSWEP (Belgian North Sea Wind Energy Platform)	BNSWEP is een overlegplatform bestaande uit de projectontwikkelaars die reeds een Domeinconcessie verkregen hebben.
EDORA <a href="http://www.edora.be">http://www.edora.be</a>	EDORA is de federatie van elektriciteitsproducenten van hernieuwbare energie en de economische en politieke belangen van de sector verdedigt op lokaal,

	regionaal, federaal en Europees niveau.
IEW (Inter-Environnement Wallonie) <a href="http://www.iewonline.be">http://www.iewonline.be</a>	De IEW adviseert en verdedigt de belangen van de milieu associaties binnen Wallonië.
Greenpeace <a href="http://www.greenpeace.org/belgium/">http://www.greenpeace.org/belgium/</a>	Greenpeace is een onafhankelijke, geweldloze en niet politieke organisatie die tot doel heeft milieubedreigingen aan te klagen en oplossingen aan te dragen voor de bescherming van het milieu en de bevordering van de wereldwijde vrede.
Natuurpunt <a href="http://www.natuurpunt.be">http://www.natuurpunt.be</a>	Natuurpunt heeft als kernactiviteiten het veiligstellen en ontwikkelen van natuur en natuurgebieden, natuurstudie, beleidswerking en vorming en educatie omtrent waardevolle natuurgebieden.
ODEVlaanderen <a href="http://www.ode.be/">http://www.ode.be/</a>	ODE Vlaanderen, de Organisatie voor Duurzame Energie Vlaanderen, is de sectororganisatie voor duurzame energie in het Vlaams Gewest. ODE organiseert het overleg tussen hernieuwbare energiebedrijven onderling en met de overheid, via overlegplatformen per hernieuwbare energiebron. Vanuit deze netwerk wil ODE bijdragen aan concrete beleidsvoorstellen voor de uitbouw van duurzame energie.
Power Link <a href="http://www.power-link.be/">http://www.power-link.be/</a>	Power-Link is een communicatieplatform inzake duurzame en hernieuwbare energie. Power-link biedt overheidsinformatie en informatie van alle actoren (bedrijven, commerciële organisaties, verenigingen, federaties, kennisinstellingen, etc.), met de bedoeling zo vraag en aanbod van de hele sector samen te brengen.
UWE (Union Wallonne des Entreprises) <a href="http://www.uwe.be/">http://www.uwe.be/</a>	Het verbond van de Waalse ondernemingen verdedigt de belangen van de bedrijven in Wallonië binnen de verschillende sectoren.
VBO (Verbond van Belgische Ondernemingen) <a href="http://www.vbo-feb.be">http://www.vbo-feb.be</a>	Het Verbond van Belgische Ondernemingen (VBO) is de interprofessionele werkgeversorganisatie die de ondernemingen uit de drie gewesten van België vertegenwoordigt. Zijn leden, de voornaamste sectorfederaties van ons land, vertegenwoordigen de ondernemingen actief in de sleutelsectoren van de industrie en de diensten.
VWEA (Vlaamse Windenergie Associatie) <a href="http://www.vwea.be/">http://www.vwea.be/</a>	VWEA, de Vlaamse WindEnergie Associatie, ijvert voor een gedragen ontwikkeling van windenergie in Vlaanderen. VWEA verenigt de actoren in de windenergiesector (studiebureaus, projectontwikkelaars, windparkuitbaters en toeleveringsindustrie) en is het aanspreekpunt voor de overheid en bedrijven met interesse in windenergie.
<b>Elektriciteitsregulators</b>	
VREG <a href="http://www.vreg.be">http://www.vreg.be</a>	De VREG is toezichhouder en licentieverlener voor de Vlaamse elektriciteits- en gasmarkt. Daarnaast geeft ze adviezen aan de Vlaamse overheid.
CWAPE <a href="http://www.cwape.be">http://www.cwape.be</a>	De Cwape is toezichhouder en licentieverlener voor de Waalse elektriciteits- en gasmarkt. Daarnaast geeft ze adviezen aan de Waalse overheid.
BRUGEL <a href="http://www.brugel.be">http://www.brugel.be</a>	BRUGEL is de reguleringscommissie voor energie in het Brussels Hoofdstedelijk gewest.
<b>Elektriciteitsbedrijven</b>	
EDF Energies Nouvelles <a href="http://www.edf-energies-nouvelles.com">www.edf-energies-nouvelles.com</a>	Privaat rechtelijke vennootschap waarin Electricité de France (EdF) voor 50% participeert. EDF Energies Nouvelles is een Europese investeerder en ontwikkelaar van hernieuwbare energie.
Electrabel GDF Suez <a href="http://www.electrabel.be">http://www.electrabel.be</a>	Electrabel maakt deel uit van GDF SUEZ, wereldwijd één van de toonaangevende energieleveranciers, actief in de volledige waardeketen van de energie, in elektriciteit en aardgas. Het ontwikkelbaar vermogen van het productiepark van Electrabel bedraagt momenteel 16 000 MW. Zij is uitgegroeid tot de grootste elektriciteitsproducent van de Benelux. Haar activiteiten worden ondersteund en geoptimaliseerd door portfolio management- en tradingoperaties van de GDF SUEZ Groep
Elia <a href="http://www.elia.be">http://www.elia.be</a>	Elia staat in voor de transmissie van elektriciteit, het onderhoud en de ontwikkeling van het hoogspanningsnet.
Essent <a href="http://www.essent.be/">http://www.essent.be/</a>	Essent levert dagelijks gas en elektriciteit aan ruim 2,6 miljoen klanten in Nederland, Duitsland en België.
Nuon <a href="http://www.nuon.be/">http://www.nuon.be/</a>	Producent en leverancier van elektriciteit en aardgas. Samen met Electrawinds en C-Power Holdco heeft Nuon onder het project "Seal" ingeschreven om een concessie op het BDNZ te bekomen.
SPE	SPE is een speler op de Belgische energiemarkt en produceert elektriciteit op 21

<a href="http://www.spe.be/">http://www.spe.be/</a>	sites in Vlaanderen en Wallonië. SPE commercialiseert elektriciteit en gas in België onder het merk Luminus.
<b>Projectontwikkelaars</b>	
Aspiravi <a href="http://www.aspiravi.be">http://www.aspiravi.be</a>	Aspiravi investeert in, realiseert en exploiteert projecten voor de productie van hernieuwbare energie. Het gaat hierbij voornamelijk over windenergieprojecten, biomassa-installaties en biogasmotoren. Aspiravi maakt deel uit van het Eldepasco-project.
BeauVent <a href="http://www.beauvent.be">http://www.beauvent.be</a>	BeauVent is een coöperatieve vennootschap en streeft de volgende doelstellingen na: (1) verwerven van de nodige financiële middelen, (2) investeren in hernieuwbare energie, (3) promoten van de opwekking en het gebruik van hernieuwbare energie, (4) verenigen van verbruikers van hernieuwbare energie, (5) leveren van bijdragen ter verwezenlijking van de Kyoto-norm en (6) sensibiliseren voor rationeel energiegebruik.
Belwind <a href="http://www.belwind.eu">http://www.belwind.eu</a>	Belwind bouwt momenteel aan een offshore windmolenpark gesitueerd op het BDNZ.
C-Power <a href="http://www.c-power.be">http://www.c-power.be</a>	C-Power is een Belgisch bedrijf dat instaat voor de ontwikkeling en de realisatie van een offshore windenergiepark op de Thorntonbank, 27 à 30 km in de Noordzee.
Ecopower cvba <a href="http://www.ecopower.be">http://www.ecopower.be</a>	Ecopower cvba is een erkende coöperatieve vennootschap. Ecopower wil projecten met hernieuwbare energie en rationeel energiegebruik financieren. Dit kan op verschillende manieren. Op dit moment wordt vooral gewerkt aan projecten die het zelf ontwikkelt.
Eldepasco <a href="http://www.eldepasco.be">http://www.eldepasco.be</a>	Het ELDEPASCO project is ontstaan uit een samenwerkingsverband tussen Electrawinds NV, Depret NV, Aspiravi NV en WE Power NV, met als doel een windmolenpark voor de kust van België te ontwikkelen, te bouwen en te exploiteren evenals de opgewekte duurzame windenergie te vermarkten. Het windpark wordt gebouwd op de Bank Zonder Naam en zal jaarlijks ongeveer 670 GWh genereren.
Electrawinds <a href="http://www.electrawinds.be">http://www.electrawinds.be</a>	Electrawinds is in België de grootste private speler voor hernieuwbare energie. Het groene stroombedrijf produceert milieuvriendelijke elektriciteit via windturbines, zonnepanelen en biomassa-centrales. Electrawinds maakt deel uit van verschillende offshore windenergieprojecten die reeds een concessie bemachtigen (Eldepasco, Rentel) en nog in de running zijn om een concessie te bemachtigen (EINU, Seastar, Seal).
Eximag <a href="http://www.eximag.com/">http://www.eximag.com/</a>	Eximag International werkt samen met internationale investeerders in de duurzame energiesector, om grootschalige projecten te realiseren op gebied van wind- en fotovoltaïsche energie.
Evelop <a href="http://www.evelop.com/">http://www.evelop.com/</a>	Evelop - deel van Eneco - ontwikkelt, bouwt en exploiteert de bouw van offshore windmolenparken.
Fortech Studie bvba <a href="http://www.fortechstudie.be/">http://www.fortechstudie.be/</a>	Fortech Studie is actief op het vlak van onderzoek, projectontwikkeling, projectleiding en beheer van windenergieprojecten. Van concept tot stroomlevering.
Rent a port <a href="http://www.rentaport.be/">http://www.rentaport.be/</a>	Rent-A-Port is actief op het vlak van havenlogistiek, mariene infrastructuur en wereldwijde handelszones. Rent A Port bemachtigde samen met Electrawinds een concessie voor het park Rentel op het BDNZ.
RWE Innogy <a href="http://www.rwe.com">http://www.rwe.com</a>	RWE Innogy bundelt de knowhow op het gebied van duurzame energiebronnen en krachtcentrales binnen de RWE Groep. Het bedrijf plant, bouwt en exploiteert duurzame stroomopwekkingscentrales. RWE Innogy is een Europese strategische partner van C-Power.
Power@sea <a href="http://www.poweratsea.com/">http://www.poweratsea.com/</a>	Power@sea biedt oplossingen voor de ontwikkeling, financiering, realisatie en onderhoud om een duurzame hernieuwbare energieproductie te realiseren. Power@sea heeft samen met Electrawinds ingeschreven onder het project seastar om een concessie te bemachtigen op het BDNZ.
WE-Power NV <a href="http://www.colruytgroup.com">http://www.colruytgroup.com</a>	Dochter van Colruyt met als specifiek doel windenergie te ontwikkelen, met als doelstelling dat Colruyt tegen 2011 CO <sub>2</sub> neutraal wordt.