

Getijdenenergie: een toekomst vanuit Belgisch perspectief? Onderzoek naar de technische en economische haalbaarheid

Kevin Lammertyn, Hans Depraetere

Promotor: prof. dr. ir. Julien De Rouck

Begeleiders: dr. ir. Hadewych Verhaeghe, Pieter Mathys

Scriptie ingediend tot het behalen van de graad van
Master in de ingenieurswetenschappen: bouwkunde

Vakgroep Civiele techniek

Voorzitter: prof. dr. ir. Julien De Rouck

Faculteit Ingenieurswetenschappen

Academiejaar 2007-2008



Getijdenenergie: een toekomst vanuit Belgisch perspectief? Onderzoek naar de technische en economische haalbaarheid

Kevin Lammertyn, Hans Depraetere

Promotor: prof. dr. ir. Julien De Rouck

Begeleiders: dr. ir. Hadewych Verhaeghe, Pieter Mathys

Scriptie ingediend tot het behalen van de graad van
Master in de ingenieurswetenschappen: bouwkunde

Vakgroep Civiele techniek

Voorzitter: prof. dr. ir. Julien De Rouck

Faculteit Ingenieurswetenschappen

Academiejaar 2007-2008



Dankwoord

Hierbij wensen we een dankwoord te richten tot alle personen die hun steentje hebben bijgedragen tot de realisatie van dit eindwerk.

Vooreerst danken we onze promotor, Prof. Dr. Ir. J. De Rouck, die ons met zijn enthousiasme heeft warm gemaakt voor het thema. Hij bood ons een stroom aan expertise en gaf steeds zijn oordeelkundige mening.

In het bijzonder danken we onze hoofdbegeleider Pieter Mathys, die extra energetische input aan onze thesis gaf. Zonder zijn uitstekende contacten zou deze scriptie onmogelijk tot stand gekomen zijn. Bovendien danken we hem ook voor het vele overleg, de verkregen informatie en het geven van een aantal kritische opmerkingen na het lezen van de thesis.

We danken ook het BMM en in het bijzonder Dries Van den Eynde, die het Coherensmodel voor ons liet draaien en ook steeds de tijd nam om uitleg te geven over dit model. Het gaf onze thesis een nieuwe vaart. Om hem en het BMM te danken wijzen we hen de symbolische referentie [1] toe.

We bedanken ook onze tweede begeleider Hadewych Verhaeghe. Zij gaf ons de nodige info om de literatuurstudie aan te vangen, waarna Pieter het roer overnam. Ook de andere collega's van het labo wensen we te danken.

Tot slot wenst Kevin zijn dank te betuigen aan zijn vriendin Tine, zijn ouders en zijn zus Celine. Dit voor hun steun en bezorgdheid voor de afwerking van deze thesis. Ook de massages, verse fruitsappen en bemoedigende woorden maakten het aangenaam om te werken.

Ook Hans wenst zijn persoonlijke dank te betuigen aan zijn moeder Rita en zijn zus Heidi voor hun aanwezigheid en het uitzetten van een gunstig thesisklimaat.

Bedankt!!

De auteurs geven de toelating deze masterproef voor consultatie beschikbaar te stellen en delen van de masterproef te kopiëren voor persoonlijk gebruik.

Elk ander gebruik valt onder de beperkingen van het auteursrecht, in het bijzonder met betrekking tot de verplichting de bron uitdrukkelijk te vermelden bij het aanhalen van resultaten uit deze masterproef.

29 mei 2008

Hans Depraetere

Lammertyn Kevin

Overzicht

Titel: Getijdenenergie: een toekomst vanuit Belgisch perspectief? Onderzoek naar de technische en economische haalbaarheid.

Auteurs: Kevin Lammertyn, Hans Depraetere

Promotor: prof. dr. ir. Julien De Rouck

Begeleiders: Pieter Mathys , dr. ir. Hadewych Verhaeghe,

Scriptie ingediend tot het behalen van de graad van Master in de ingenieurswetenschappen:

Bouwkunde.

Academiejaar: 2007-2008

Faculteit Ingenieurswetenschappen

Voorzitter: prof. dr. ir. Julien De Rouck

Vakgroep Civiele techniek

Korte samenvatting: Deze studie onderzoekt de technische en economische haalbaarheid van getijdenenergie vanuit het Belgisch perspectief. Er wordt vooral ingegaan op stromingsenergie. Uit een reeks van fabrikanten worden een aantal toestellen voor verder onderzoek gekozen. Tegelijkertijd wordt de technische haalbaarheid van deze toestellen in de wateren van de Noordzee onderzocht. Aan de hand van de beschikbare datasets worden 4 locaties gekozen die beter scoren dan de rest. Daarop wordt een economische analyse toegepast. Daaruit bleek dat getijdenstromingsenergie in België allicht niet economisch haalbaar is. Een gebied rond Calais biedt misschien meer perspectieven voor Belgische investeerders. Dit bleek althans uit de positieve resultaten.

Trefwoorden: getijdenenergie, hernieuwbare energie, getijdenstroming, haalbaarheid, Belgisch Deel van de Noordzee

Tidal Energy: a Future from Belgian Perspective? A Technical and Economical Feasibility Study.

Depraetere Hans, Lammertyn Kevin

Supervisor: Prof. dr. ir. Julien De Rouck

Abstract This article describes the methodology and conclusions of a tidal energy feasibility study from a Belgian point of view. The study is done for a number of carefully chosen spots in and around the Belgian part of the North Sea.

Keywords tidal energy, renewable energy, tidal stream, feasibility, Belgian Continental Shelf

I. INTRODUCTION

The European Union has put out an ambitious new climate change programme. [1] By 2020 the European energy mix should consist of 20% renewable energy. Belgium needs to pursue a 6% goal by 2010 and a 13% limit by 2020. Considering the current progress these deadlines will be hard to meet. Ocean tidal ranges and tidal currents contain a lot of energy who can help to achieve the aim. This study investigates what role it can play in Belgian pursuits. It starts with a literature research about the existing technologies. Four spots in and around the Belgian part of the North Sea are further investigated.

II. BACKGROUND ASSUMPTIONS

A. Scope of the Study

The scope of this study was to investigate the feasibility of tidal energy. This from both a technical and economical view. The point of departure was the Belgian perspective, which meant a.o. that also sites with lower capacity were included in the study.

B. Energy Extraction Devices

The research focuses on tidal streams and the current interest in these types of tidal energy converters (TEC). The direct tide enters the Channel from the Atlantic Ocean. As a derived tide it reaches the North Sea. The ebb and flow currents are directed quasi-parallel along the coast line. As a consequence, the potential of these current (with density ρ) is expressed as proportional to the cube from the velocity (v) through a certain section (A):

$$P = 0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

The devices for energy capture extract a fraction, intrinsic to the device design, from the free flow potential. The devices distinguish oneself by simplicity and cost by their working, their generator choice and foundation design. Four extraction TEC methods were distinguished: Vertical-Axis Tidal Turbines (VATT), Horizontal-Axis Tidal Turbines (HATT), oscillating hydrofoils and vortex inducing converters. The first two are resembling to the windmill industry and are the most frequent systems in the market. The considerations based on relative potential¹ and relative cost² led to the selection of a number of devices. This formed the basis of the continuation of the research. For profound sites there was chosen for 3 manufacturers of HATT: Marine Current Turbines (MCT-SeaGen), Open Hydro and ScotRenewables (SRTT). The commercial progress and feasibility of the manufacturers were accounted for. For shallow sites Verdant HATT and GCK (Gorlov Helical Turbine) VATT were used.

III. SITE SELECTION

A. Used Datasets

To describe the currents, a number of datasets were assessed on spatial and tidal resolution. For the general determination of sites in the North Sea, the modelling results of the Optos-Coherens³ model [2] were used. These offered a time resolution of 30 minutes and a special resolution of 700 by 800m. ‘Stromingsatlas⁴ nr. 25’ was used as a more precise description around the harbour of Zeebrugge.

B. Selection Criteria and Choice

Some selection criteria were worked up, leading to a ‘opportunity map’ to select potentially interesting sites. Sites with enough profundity (>10m offshore and >4m nearshore) and sufficient possibility (>30% of the time) to exceed at least the devices cut-in speed (>0,7m/s) were selected for further investigation. This revealed some interesting sites before the coastline of Calais (France, 20 to 30m deep), the concession zone for windmills in the Belgian part of the North Sea and some sites around the area called ‘Wielingen’ (profundity until 10m), also in the Belgian part. The harbour of Zeebrugge

H. Depraetere is a master of science civil engineer (environment and sustainable development) student at the University of Ghent, hans.depraetere@gmail.com

K. Lammertyn is a master of science civil engineer (industrial management) student at the University of Ghent, kevinlammertyn@gmail.com

¹ Potential through the flow surface of the turbine

² installation cost per kW

³ Optos is a hydrodynamical model based on the Coherens model, which stands for COupled Hydrodynamical Ecological model for REgionAl Shelf seas.

⁴ Tidal Stream Atlas.

was also selected because of its special damming effect on the current.

IV. SITE INVESTIGATION

A. Park Energy Extraction

Subsequently the energy extraction through a park of converters was investigated. Therefore mutual interactions and turbulence of the current in the wake of the turbine were taken into account. The different properties of a site made it sometimes necessary to split certain sites into several zones. A number of combinations of the type of device and the different zones within a selected area were formed. For each zone an optimal energy profit was always sought. This means maximum energy profit per extra installed turbine.

B. Economical Analysis

To evaluate the economical feasibility a predicted cost was determined for every turbine. The revenues were equally estimated. Two variations on the base case – a positive estimate (best case) and a negative estimate (worst case) – delivered an interval where the real values will fall. To interpret the values four economical investment indicators were used: The Net Present Value (NPV), The Payback-period, The Internal Rate of Return (IRR) and the Cost of Electricity (COE). The most favourable scenarios for each site are given below.

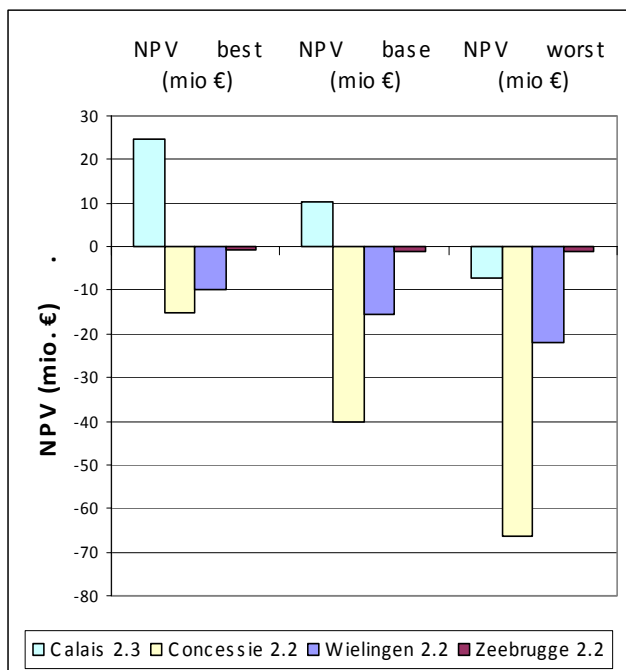


Figure 1 Net Present Value for the best scenarios

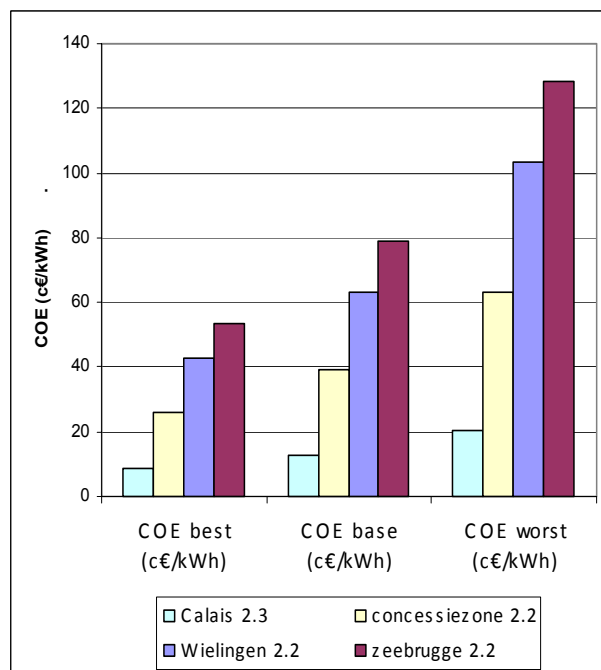


Figure 2 Cost Of Electricity for the best scenarios

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to acknowledge the support of Prof. Dr. ir. J. De Rouck and P. Mathys to this master dissertation. Also the input from the MUMM and especially from D. Van den Eynde was very much appreciated.

REFERENCES

- [1] <http://ec.europa.eu/environment/climat/eccp.htm>, European Climate Change Programme
- [2] Luyten P.J. - Jones J.E. - Proctor R. - Tabor A. - Tett P. and Wild-Allen K., 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. 1990: p. 914.

Inleiding	1
Politiek kader voor hernieuwbare energie	4
2.1 Doelstellingen klimaat- en energiebeleid	4
2.2 Belangrijkste organisaties	7
2.2.1 Het IEA-OES [15]	7
2.2.2 Het European Marine Energy Centre (EMEC, VK) [16]	8
2.2.3 Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform (BERR, VK) [17]	8
2.2.4 Het Electric Power Research Institute (EPRI, VSA)[18]	9
2.2.5 Carbon Trust (VK) [19]	9
2.2.6 Beheerseenheid van het Mathematisch Model van de Noordzee en het Schelde-estuarium (BMM, België)	9
2.3 Juridisch kader	10
2.3.1 Milieuvergunning [26][27]	11
2.3.2 Domeinconcessie [29][30]	11
2.3.3 Vergunning aanleg elektriciteitskabels	12
2.3.4 Verkrijgen GSC	12
Oorsprong van getijdenenergie	13
3.1 Definitie en beschrijving [35][36]	13
3.1.1 De statische getijdentheorie [35]	14
3.1.2 De empirische theorie [35]	16
3.1.3 De dynamische theorie [35]	16
3.2 Energie	17
3.2.1 Potentiële Energie	18
3.2.2 Kinetische Energie	20
3.3 Fenomeen	21
Technologische beschouwingen	23
4.1 Energieomzetting	23
4.2 Limieten aan de turbine efficiëntie	25
4.3 Toelichting bij Turbine	27
4.3.1 Rotor	27
4.3.2 TSR, Rotorefficiëntie, moment en reactie	30

4.3.3 Ontwerpparameters.....	31
4.4 HATT versus VATT	33
4.5 Toelichting bij de generator	34
4.6 Modellingstechnieken [53][54][66]	36
4.7 Toelichting bij de funderingssystemen.....	38
4.7.1 Graviteitsfunderingen [72-74].....	39
4.7.2 Monopaalfunderingen [72-74].....	40
4.7.3 Ankers [72-74].....	41
4.7.4 Drie- of vierpoot structuren [72].....	42
4.7.5 Eigenschappen van de verschillende funderingstypes [73]	43
Commercieel aanbod.....	44
5.1 Marine Current Turbines – The seaflow/seagen series.....	47
5.2 SMD Hydrovision – TidEL	51
5.3 Open Hydro – Open-Centre Turbine	54
5.4 Scotrenewables Marine Power Ltd. – de SRTT	57
5.5 Verdant Power – Free Flow Turbine.....	60
5.6 Sea Power International AB – Exim Tidal Power Plant	63
5.7 Lunar Energy – Rotech Tidal Turbine (RTT)[60][100]	65
5.8 PonteDiArchimede SpA – Enermar [103][104]	69
5.9 UEK corporation – Underwater Electric Kite (UEK)[105-107]	72
5.10 GCK – Gorlov Helical Turbine (GHT) [105][109][110]	74
5.11 HydroGen Technology - HydroGen[112].....	76
5.12 Evaluatie.....	78
De stroming vastleggen	82
6.1 Overzicht onderzoeksstudies.....	82
6.2 Data	84
6.2.1 Criteria.....	84
6.2.2 Datasets.....	85
6.3 Bestaande methodes.....	90
6.4 SIF	93
De selectieronde.....	95
7.1 Methodologie / Criteria.....	95
7.1.1 Heuristiek	95
7.1.2 Criteria.....	97
7.2 Selectieprocedure BDNZ'.....	98

7.3 Selectieprocedure NOS.....	105
7.4 Overzicht van selectie.....	108
Extractie.....	109
8.1 Methodologie en Invloedsfactoren.....	109
8.1.1 Park - effecten.....	110
8.1.2 Invloedsfactoren.....	114
8.1.3 Algemene uitwerking van een park.....	116
8.1.4 Opmerkingen berekeningen.....	120
8.2 Concessiegebied.....	121
8.3 Zeebrugge.....	126
8.4 Wielingen.....	131
8.5 Calais.....	135
De economie.....	139
9.1 Aannames.....	139
9.1.1 Aannames kostenverdeling.....	139
9.1.2 Aannames kostentoekenning.....	141
9.1.3 Aannames met betrekking tot herschalen.....	145
9.1.4 Aannames over de kabels en de netconnectie.....	146
9.1.5 Aannames inkomsten.....	150
9.2 Economische indicatoren.....	152
9.3 Methodologie.....	155
9.4 Concessiezone.....	157
9.5 Zeebrugge.....	159
9.6 Wielingen.....	159
9.7 Calais.....	162
Impact.....	164
10.1 Milieu-impact.....	164
10.2 Socio-Economische impact.....	167
Slotsom & Discussie.....	169
11.1 Slotsom.....	169
11.2 Discussie.....	171
Appendix A De getijdenconstituenten.....	175
Appendix B Bewijs van Betz-limiet.....	176
Appendix C Blade Element Momentum - Theory.....	178
Appendix D Vermogen & Alternatieve technologie.....	180

D.1 Vermogenscurves	180
D.1.1 Seagen (Marine Current Turbines).....	181
D.1.2 TidEl (SMD Hydrovision)	182
D.1.3 OpenCentre Turbine (OpenHydro)	183
D.1.4 SRTT (ScotRenewables Marine Power Ltd.)	184
D.1.5 FreeFlow (Verdant)	185
D.1.6 Exim (Seapower International AB).....	186
D.1.7 RTT (Lunar Energy).....	187
D.1.8 Enermar (S.p.A. Ponte Di Archimede).....	188
D.1.9 UEK (UEK Corporation).....	189
D.1.10 GHT (GCKTech).....	190
D.1.11 HydroGen (HydroGen Technology)	191
D.2 Alternatieven.....	192
D.2.1 Universiteit Michigan – VIVACE [48][169]	192
D.2.2 J.A. Consult – Tidal Stream Turbine	195
D.2.3 Clean Current – Clean Current Tidal Turbine [173].....	197
D.2.4 Blue Energy – Tidal Fence [175].....	199
D.2.5 Universiteit van Edinburgh - Tidal Stream Generator [176]	201
D.2.6 FreeFlow69 – Osprey turbine.....	201
D.2.7 University of Wales Swansea – The Swanturbine [73][180][181]	202
D.2.8 Ecofys – Waverotor [182-186]	204
D.2.9 Rvco ltd – Rochester Venturi [105]	205
D.2.10 Tidal Sails AS – Tidal Sails[187][188]	205
D.2.11 Hydra Tidal Energy Technology (Statkraft)- Tidevanndkraft[190]	206
D.2.12 HydroHelix – Sabella DO3[192][193]	207
D.2.13 Overberg Ltd. – EvoPod[194][195].....	208
Appendix E Gridmodellen.....	209
Appendix F Opstarteffect	211
Appendix G Overzicht.....	212
Referentie.....	214

Lijst van afkortingen

AC	Alternating Current (Ned. wisselstroom)
ADCP	Acoustic Doppler Current Profiler
B&V	Black & Veatch (UK)
BCP	Belgisch Continentaal Plat
BCS	Belgian Continental Shelf
BDNZ	Belgisch Deel van de NoordZee. Deze minder verspreide afkorting wordt gebruikt om verwarring te vermijden tussen de geologische en juridische betekenis van het het het Belgisch Continentaal Plat (BCP).
BEM	Blade Element Momentum Methode
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
CapEx	Capital Expenses (Ned. Kapitaalkosten)
CFD	Computational Fluid Dynamics
CFK	Chloorfluorkoolstofverbinding
COE	Cost of Electricity
COHERENS	COupled Hydrodynamical Ecological model for REgionAl Shelf seas
CRADA	Cooperative Research And Development Agreement
CREG	Comissie voor de regulering van de elektriciteit en het gas
CSM	Continental Shelf Model
CwaPE	Commission Wallone pour l'Energie
DC	Direct Current (Ned. Gelijkstroom)
DNV	Det Norske Veritas. Een certificatenbureau dat algemeen aanvaard is in de Offshore wereld.
DOE	Department of Energy (VSA)
DTI	Department of Trade & Industry, tegenwoordig BERR (VK)
EC	Europese Commissie

ECCP	European Climate Change Programme
ECM	English Channel Model
EDF	Energy De France
EEZ	wet van 22 april 1999 (B.S 10.07.2003) betreffende de exclusieve economische zone van België in de Noordzee kortweg de EEZ-wet
ELIA	Elia is beheerder van het Belgisch hoogspanningsnet van 380 kV tot 30 kV.
EMEC	European Marine Energy Centre (VK)
Eng.	Engels
EPRI	Electric Power Research Institute (VSA)
ETS	Emission Trading Scheme voor de handel in broeikasgassen
ETSU	Energy Technology Support Unit. Het voormalige energie-agentschap van de overheid van het VK, tegenwoordig AEA
EU	Europese Unie
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (VSA)
FOD	Federale Overheids Dienst
GHT	Gorlov Helical Turbine (VSA)
GIS	Geografisch Informatie Systeem
GSC	Groenestroomcertificaten (Eng. Tradable Green Certificates, TGC of Renewable Energy Certificates, REC)
HA	Horizontale As
HATT	Horizontal-Axis Tidal Turbine
Hf	Hoofdstuk
HRCS	High Resolution Continental Shelf Model
HW	Hoog Water
IEA-OES	International Energy Agency - Implementing Agreement on Ocean Energy Systems
IES	International equation of State
IRR	Internal Rate of Return (Ned. Interne opbrengstvoet)
JOULE	een werkgroep van de Europese Unie om de uitstap van kernenergie te ondersteunen
KBIN	Koninklijk Belgisch Instituut Natuurwetenschap
LW(S)	Laag Water (Spiegel)
MCT	Marine Current Turbines (VK)
MER	Milieu Effect Rapport

NaREC	New and Renewable Energy Centre (VK)
NEA	North East Atlantic Model
Ned.	Nederlands
NIMBY	Not In My Back Yard-effect
NOS	North Oceanic Shelf
NPV	Net Present Value (Ned. Netto huidige waarde)
NVT	Niet van toepassing
O&O	Operatie en onderhoud
OpEx	Operational Expenses (Ned. O&O)
PFK	PerFluorKoolwaterstof
POL	Proudman Oceanographic Laboratory
R&D	Research and Development
RES	Renewable Energy Source
RES-E	Renewable Energy Source - Electricity
RGU	Robert Gordon University te Aberdeen (Schotland)
RITE	Roosevelt Island Tidal Energy (VSA)
RTT	Rotech Tidal Turbine (VK)
SIF	Significant Impact Factor
SRTT	ScotRenewables Tidal Turbines (Schotland)
TEC	Tidal Energy Convertor (Ned. Getijdenenergieconvertor)
TELEMAC	Modelleringsysteem in het domein van stromingen met vrij oppervlak, ontwikkeld door de R&D afdeling van EDF
TSR	Tip Speed Ratio (Ned. Bladtip snelheidsratio)
UEK	Underwater Electric Kite (VSA)
UKHO	United Kingdom Hydrographic Office
VA	Verticale As
VATT	Vertical-Axis Tidal Turbine
VIVACE	Vortex Induced Vibrating Aquatic Clean Energy
VK	Verenigd Koninkrijk
VREG	Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt
VSA	Verenigde Staten van Amerika
WEC	Wave Energy Convertor (Ned. Golf Energie Convertor)
WLB	Waterbouwkundig Laboratorium Borgerhout

Lijst van eenheden

Hz	Hertz
kWh	kiloWattuur (= 3,6MJ)
rpm	rotaties per minuut
V	Volt
W	Watt
J	Joule

Lijst van Prefixen

T	Terra	10^{12}
G	Giga	10^9
M	Mega	10^6
k	kilo	10^3

Lijst van Symbolen

a	axiale inductiefactor (-)
a'	tangentiele inductiefactor (-)
A	Doorstroomoppervlakte van de turbine (m^2)
A_b	Vertikale oppervlakte ingenomen door de turbine en structuur (m^2)
A_{free}	Vrij doorstroomoppervlak, niet ingenomen door turbines (m^2)
A_T	Totale doorstroomsectie van een rij turbines (m^2)
C_p	Performantiecoëfficiënt (-)
C_q	Momentcoëfficiënt (-)
C_T	Reactiecoëfficiënt (-)
d	Waterdiepte (m)
E_T	Totale energie (J)
E_p	Potentiële energie (J)
E_k	Kinetische energie (J)
F_D	Sleepkracht (N)
F_L	Liftkracht (N)
g	Valversnelling (m/s^2)
h	Waterdiepte (m)
P	Vermogen (W)
Q	Moment op de rotor (Nm)
T	Reactie op de rotor (N)
T	Periode (s)
ρ, ρ_w	Waterdichtheid van zeewater (kg/m^3)
η	Efficiëntie (-)
U_0	Initiële snelheid (m/s)
Ω	Doorstroomoppervlakte van de turbine (m^2)
V_a	Geïnduceerde snelheid (m/s)

Inleiding

« Réfléchissez au mouvement des vagues, au flux et reflux, au va-et-vient des marées. Qu'est-ce que l'océan ? Une énorme force perdue. Comme la terre est bête ne pas employer l'océan ! »

(Victor Hugo, quatre-vingt-treize, 1888, p273)

Niettegenstaande de vele maatregelen om het energieverbruik te reduceren woedt een alsmaar groter wordende vraag naar energie. Die vraag beantwoorden heeft een weerslag op het milieu. Het nieuwe klimaatplan 2020 van de Europese Unie zet deze kwestie nog maar eens op de agenda [2]. Met 20% hernieuwbare energie en 20% broeikasgasreductie t.o.v. 1990 stelt de EU zich een ambitieus doel voorop. De Belgische doelstelling is gestegen van 6% aandeel 'groene' stroom tegen 2010 naar 13% tegen 2020. Gezien het huidige aandeel van 2,2% [3] lijkt deze eerste deadline al moeilijk haalbaar en zo wordt de 2020 doelstelling misschien wel een 'mission impossible'?

Heeft België het vermogen om deze deadline te halen? In deze scriptie wordt alvast bestudeerd wat getijdenenergie voor België hierin kan betekenen. Getijdenenergie als energiebron is reeds sinds eeuwen gekend. Tot op heden zijn centrales operationeel waar energie uit het getijdenverschil wordt opgewekt (La Rance, Frankrijk). Hier zal het onderzoek zich focussen op de herontdekking van de getijdenstromen als hernieuwbare energiebron. Deze technologie heeft zijn renaissance te danken aan een aantal onmiskenbare voordelen ten opzichte van andere technologieën. De mogelijkheid uiterst nauwkeurig de getijden te voorspellen maakt deze bron tot één van de meest betrouwbare hernieuwbare energiebronnen. Hiernaast bezit water een 800 maal grotere dichtheid wat een gelijkaardig vermogen als windmolens mogelijk maakt bij veel kleinere toesteldimensies. Bovendien wordt het technisch extraheerbaar wereldpotentieel van deze energie geschat op 120TW [4].

Getijdenenergie: een toekomst vanuit Belgisch perspectief? kijkt vanuit Belgisch standpunt naar de mogelijkheden op het Belgisch deel van de Noordzee. Desalniettemin wordt ook een glimp geworpen naar wat zich afspeelt net voorbij onze grenzen. Met andere woorden deze

scriptie overschrijdt waar nodig de Belgische grenzen op zoek naar de mogelijkheden voor een technologie die grenzen verlegt. Maar misschien kan dit Belgisch perspectief zich ook anders stellen: valt er een meerwaarde te rapen voor een kleine bescheiden opstelling tussen de groteske vooruitzichten van de getijdenenergie?

Deze scriptie bestaat uit 3 grote delen. In het **eerste deel** wordt de lezer binnengeleid in de wereld van de getijden en zijn potentieel voor energiewinning. Het omvat het grootste deel van deze thesis en is eerder beschrijvend van aard. Omdat getijdenenergie op basis van getijdenstroming in België bijna niet onderzocht is, is het belangrijk een goede achtergrond te schetsen en de noodzakelijke kennis op te doen alvorens aan te vangen met de haalbaarheidsstudie.

In Hoofdstuk 2 wordt kort het politiek en juridisch kader geschetst voor hernieuwbare energie in België. Er wordt ingegaan op de doelstellingen en de specifieke maatregelen voor getijdenenergieprojecten. Tenslotte wordt ook een beeld gegeven van het stelsel aan ondersteunende organen.

Hoofdstuk 3 vervolgens werpt een licht op het ontstaan van deze bron van energie en hoe de getijden zich manifesteren in zowel de oceanen als de Noordzee. Wat is hun oorsprong? Welke theorieën verklaren hun ontstaan? Wat maakt het mogelijk er energie uit te extraheren?

Hoofdstuk 4 behandelt alle aspecten die belangrijk zijn voor het winnen van energie uit de getijden. Het beschrijft de omzetting van waterstromingen naar elektrische stroom, de onderdelen die daartoe belangrijk zijn, de modellering die de krachten op deze onderdelen begroot en de verschillende types van toestellen die er op de markt bestaan.

Hoofdstuk 5 geeft een vrij volledig overzicht van de spelers op de markt van de getijdenenergie anno 2008. De technische gegevens worden gebundeld. Er volgt een schets van achtergrond van de bedrijven, hun ontwikkelingsstaat en enkele concrete ontwerpconcepten. Uiteindelijk worden de toestellen tegen elkaar afgewogen en zal er bepaald worden welke toestellen de economische analyse ondersteunen.

Hoofdstuk 6 bekijkt het aanbod aan stromingsbeschrijvende data. Uiteindelijk wordt een selectie gemaakt van datasets die voor deze studie aangewend worden. Het gaat tevens dieper in op een aantal onderzoeksstudies naar het potentieel in het buitenland.

Hoewel deel 1 heel belangrijk is om vertrouwd te raken met het thema, bakt **deel 2** het belangrijkste deel van deze scriptie af. In dit deel wordt effectief onderzocht of getijdenenergie haalbaar is vanuit Belgisch perspectief.

Deel 2 begint met hoofdstuk 7 waarin de selectie van een aantal interessante sites gebeurt. Dit uiteraard aan de hand van enkele belangrijke criteria, die enerzijds door technisch/economische motieven en anderzijds door de ruimtelijke ordening bepaald worden.

Hoofdstuk 8 presenteert de berekening van de mogelijke energie-extractie uit de gekozen sites. Na het vastleggen van een aantal regels voor parkontwerp en stromingsreductie bij opeenvolgende rijen (de park-layout), volgt een verduidelijking van de effectieve berekeningen.

De economische haalbaarheid van het plaatsen van een park van convertoren op de gekozen gebieden is onderzoeksstof in hoofdstuk 9. De kosten worden geraamd aan de hand van enkele beschikbare studies, terwijl de inkomsten volgen uit de energieopbrengst. De resultaten worden uitgedrukt aan de hand van een aantal veel gebruikte economische indicatoren.

Het 10^{de} en laatste hoofdstuk van dit tweede deel bespreekt kort de milieu-impact en de socio-economische impact die kan gepaard gaan met het opzetten van een getijdenenergiepark.

Het **laatste deel** van dit drieluik werpt een kritische blik op de geboekte resultaten. Er wordt getracht een discussie op gang te brengen en mogelijke stappen naar de toekomst te formuleren.

Dit werk is eerder omvangrijk geworden, maar laat dit u niet afschrikken. De ruime materie die hier behandeld wordt laat eigenlijk toe om op ieder aspect nog veel uitgebreider in te gaan. Hier trachten we een globaal en volledig beeld te schetsen van de huidige stand van zaken. Deze studie is tot stand gekomen uit een synergie van de twee auteurs en zoals voor ieder goed team geldt de eenvoudige rekensom dat 1 + 1 meer is dan 2. Dit geldt niet enkel voor kwantiteit. Merk bovendien op dat de milieu-impact van het drukwerk voor dit onderzoek niet in rekening is gebracht bij de uiteindelijke afweging van getijdenenergie als hernieuwbare energiebron.

We wensen u veel leesplezier!

Politiek kader voor hernieuwbare energie

Wetenschappers trekken al een aantal jaren aan de alarmbel om de klimaatsverandering tegen te gaan. De opwarming van de aarde is deels verbonden met de energiesector, gezien een groot gedeelte van de energieopwekking gebeurt aan de hand van centrales die heel wat broeikasgassen in de atmosfeer brengen. De politieke wil om iets te doen aan die klimaatsverandering groeide de laatste jaren sterk, vooral na de hype rond de documentaire 'An Inconvenient Truth'. De interesse voor hernieuwbare energie leidt tot belangrijke implicaties voor het energiebeleid in Europa. Zonder financiële overheidssteun zouden vele hernieuwbare projecten immers niet tot stand kunnen komen. Ook voor deze studie is een korte kijk op het politieke luik belangrijk, gezien het gevolgen heeft voor potentieel geïnteresseerde investeerders. Eerst wordt het globale klimaat- en energiebeleid behandeld, waarbij de doelstellingen voor Europa en België toegelicht worden. Daarna worden de belangrijkste bestaande organisaties met betrekking tot getijdenenergie overlopen om tot slot kort in te gaan op de juridische aspecten voor het plaatsen van een getijdenenergiepark in België.

2.1 Doelstellingen klimaat- en energiebeleid

Een eerste stap richting een mentaliteitsverandering inzake het uitstoten van broeikasgassen werd in 1997 gezet door de ontwikkeling van het welbekende **Kyotoprotocol**. De ontwikkelde landen verplichtten zichzelf ertoe om de collectieve uitstoot van 6 belangrijke broeikasgassen¹ tegen de periode 2008-2012² met minstens 5,2% te verminderen ten opzichte van de uitstoot van het jaar 1990. [5]

¹ koolstofdioxide (CO₂), methaan (CH₄), lachgas (N₂O) en een aantal fluorverbindingen (CFK's, PFK's en zwavelhexafluoride (SF₆)) Alle broeikasgassen worden omgezet naar een equivalent CO₂ gehalte om een gemakkelijkere vergelijking toe te laten.

² Een gemiddelde van de laatste 5 jaar zal worden genomen.

De EU en zijn leden bekrachtigden het protocol in mei 2002. Momenteel engageerden zich al 182 landen om het protocol te ondertekenen. [6] Op dit lijstje ontbreekt helaas 1 belangrijke naam: De Verenigde Staten³. Door Ruslands bekrachtiging (als 127^{ste} land) werd de vereiste 55% CO₂-emissie⁴ van de deelnemende landen gehaald, waardoor het verdrag officieel in werking trad op 16 februari 2005. [7]

De effectieve reductie zal veel hoger dan de vooropgestelde 5% moeten zijn, gezien een groot aantal landen afwachtend te werk gingen, zodat de uitstoot tussen 1990 en 2000 nog toenam. Bovendien hebben de rijkste landen een groter aandeel te reduceren dan de minder ontwikkelde landen. [5] Zo moeten de landen van de Europese Unie gemiddeld 8% reductie nastreven. [8]

De **Europese Commissie** schoot pas goed in actie in 2000 met het opstarten van het European Climate Change Programme (ECCP), waarin de noodzakelijke stappen van het halen van de Kyotonorm werden bestudeerd. In 2005 ging de tweede fase van dit klimaatprogramma in (ECCP II) met het opsplitsen in werkgroepen, waarvan de belangrijkste het Emission Trading Scheme (EU-ETS) was. Door die maatregel moeten de bedrijven die de meeste broeikasgassen uitstoten emissierechten kopen als ze hun uitstoot niet reduceren. [9]

De EC legde zichzelf al een post-kyoto doelstelling op. In maart 2007 keurde de Europese Raad het voorstel goed dat tegen 2020 de Europese landen onafhankelijk van de rest van de wereld minstens 20% uitstootreductie ten opzichte van 1990 willen bereiken. Als andere belangrijke ontwikkelde landen zich akkoord stellen om gelijkaardige doelstellingen te halen, wil men zelfs tot 30% vermindering gaan. [10]

Wereldwijd stoot de energiesector elk jaar 26 miljard ton CO₂ uit en elektriciteitsproductie alleen staat voor 41% van de totale emissie. [11] De lezer merkt de nauwe band tussen het creëren van hernieuwbare energiebronnen en het reduceren van de emissie van broeikasgassen.

De “**European Commission White Paper**” van 1997 over hernieuwbare energie stelde het doel voorop om het aandeel hernieuwbare energie van 6% naar 12% van de Europese energiemix te brengen tegen 2010. [11] Tegen 2020 wil men 20% van de Europese energieproductie uit hernieuwbare bronnen verkrijgen. [5] Zoals te zien in figuur 2-1 neemt windenergie tot nu toe het

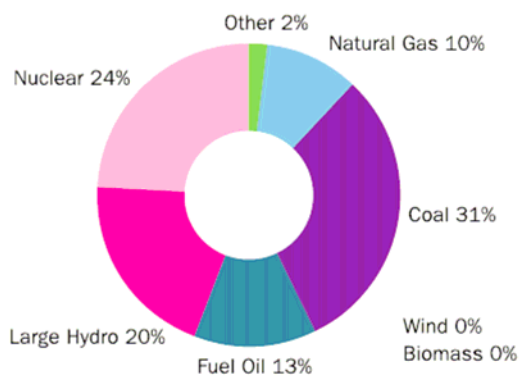
³ President Bush vreesde voor een weerslag op de economie.

⁴ Van het jaar 1990

grootste deel⁵ van deze doelstelling op zijn conto met een stijging tot 7% van het totaal geleverd vermogen. Biomassa staat op de 2^{de} plaats met 1%⁶.

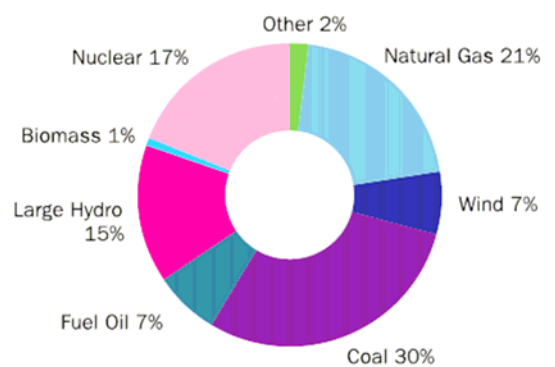
In 2005⁷ produceerde België 87 TWh elektriciteit. De kerncentrales produceerden 54,7%, terwijl de klassieke warmtekrachtcentrales voor 40,6% van de geproduceerde energie instonden. [12] Gezien de minder gunstige voorwaarden voor het uitbouwen van hernieuwbare energiebronnen liggen de Europese verwachtingen naar België toe iets lager. Voor België komt dit neer op een hernieuwbare fractie van de elektriciteitsproductie van 6% tegen 2010 en een hernieuwbare fractie van de energieproductie van 13% tegen 2020. [13]

FIG 1.3: EU Energy mix 1995 (Total 532 GW)



Source: EWEA and Platts PowerVision

FIG 1.4: EU Energy mix end 2007 (Total 775 GW)



Source: EWEA and Platts PowerVision

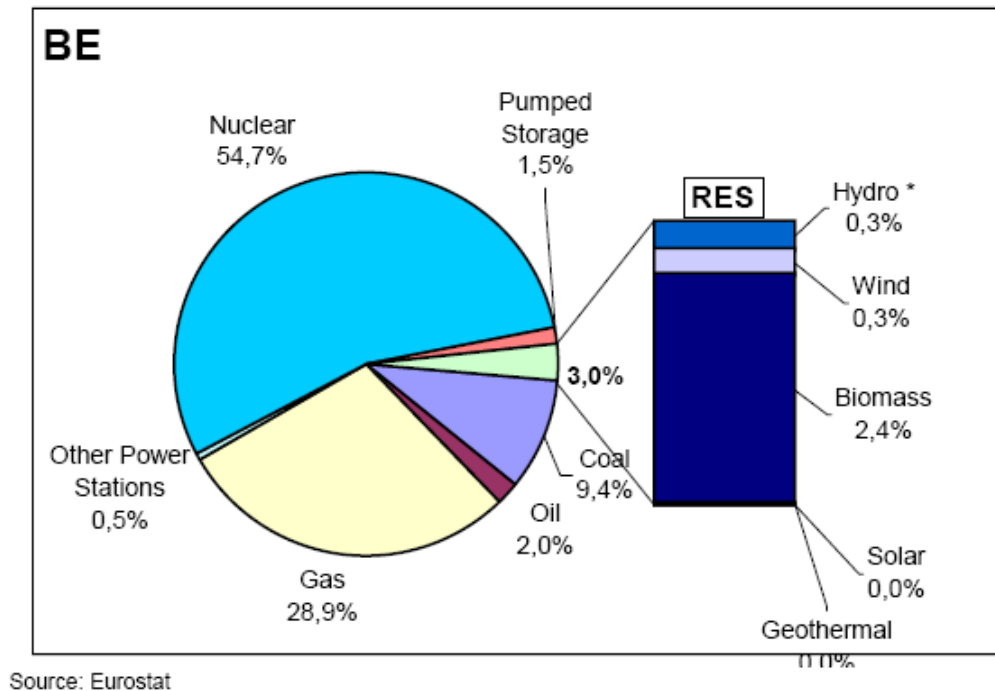
Figuur 2-1 : De evolutie van de Europese Energiemix van 1995 tot 2007 [11]

In 2005 bedroeg het Belgische aandeel in 'Renewable Energy Sources' (RES) nog maar 3,2%, (zie figuur 2-2) Daarom moet tegen 2010 nog 2,8% of ongeveer 2,5 TWh per jaar uit groene energie bijgeproduceerd moet worden. Het C-power windmolenpark zal met een productie van ongeveer 1 TWh per jaar instaan voor 40% van de nog te halen doelstelling tegen 2010. [14]

⁵ 'Large Hydro' wordt hier dan wel niet tot de hernieuwbare energie gerekend, gezien hier ook het verpompen en naar spaarbekkens onder wordt verstaan. Bovendien is het aandeel ervan gezakt van 20% naar 15% in de laatste jaren.

⁶ Hoewel de herkomst van deze bron van energie niet door iedereen als hernieuwbaar erkend wordt.

⁷ Dit zijn de meest recentere cijfers beschikbaar op het moment van schrijven.



Figuur 2-2 : Verdeling energieaandeel in België in 2005 [13]

2.2 Belangrijkste organisaties

2.2.1 Het IEA-OES [15]

Het International Energy Agency (IEA) biedt een internationaal raamwerk voor meer dan 40 internationale Implementing Agreements (IA). Hun taak bestaat erin onderzoek, ontwikkeling en testen van energietoepassingen op mondiaal niveau te steunen. Dit met de bedoeling om de kosten verbonden aan het onderzoek- en ontwikkelingsproces te reduceren door kennis te delen. De IA's zijn opgedeeld in 4 groepen, waaronder hernieuwbare energie. In 2001 werd een nieuwe IA opgericht in een poging experts van verschillende landen te laten samenwerken om de competitiviteit van Ocean Energy Systems (OES) te verhogen. Met OES doelt men op golfenergie en mariene stromingsenergie (o.a. getijdenenergie).

Het IEA-OES werd in eerste instantie opgericht door 3 landen: Denemarken, Portugal en het Verenigd Koninkrijk. België trad in 2006 als 9e lid toe in hoofde van de Federale Overheidsdienst Economie (FOD Economie). Het zal de lezer allicht niet verbazen dat erg veel referenties van onderhavig werk terugslaan op documenten verzameld door de leden van de IEA-OES. De leden van het IEA-OES zijn overheidsinstellingen die allerhande onderzoeken laten uitvoeren door

studiebureaus of steun geven aan producenten die bezig zijn met de ontwikkeling van energieconvertors. In ruil daarvoor moeten deze hun rapporten afleveren aan de leden.

De IEA-OES leden ontmoeten elkaar 2 maal per jaar om informatie uit te wisselen en een strategie op te stellen voor verdere ontwikkeling. Het is ook de bedoeling om later als erkende regelgevende instantie te dienen omtrent de harmonisatie van een aantal kritieke gebieden zoals performantiemetingen en standaarden betreffende de veiligheid en de betrouwbaarheid van toestellen. Hoewel de organisatie als geheel nooit voorkomt in de referentielijst was de oprichting ervan van essentieel belang voor de ontwikkeling van getijdenenergie. De vermelding ervan kan dan ook niet worden vermeden.

2.2.2 Het European Marine Energy Centre (EMEC, VK) [16]

Het EMEC testcentrum werd opgericht in 2007 om de evolutie van mariene energietoestellen te begeleiden van het prototype tot de commerciële marktplaatsing. Gebaseerd te Stromness in Orkney speelt EMEC een internationale rol in het voortstuwen van golf- en getijdentechnologieën. Het Orkney eiland is nabij de Schotse kust gelegen. Dit unieke centrum is het eerste ter wereld waar ontwikkelaar hun prototypes kunnen testen in uitstekende condities en met connectie met het elektriciteitsnet⁸. De Golfenergieconverter (GEC/WEC) Pelamis werd hier getest, terwijl ondertussen ook de TEC van Open Hydro ter plekke geïnstalleerd is. In de toekomst voorziet men zelfs capaciteitsproblemen gezien slechts 5 sites beschikbaar zijn. Tot vandaag werd door de overheid van het Verenigd Koninkrijk en andere organisaties uit de publieke sector reeds meer dan 15 miljoen £ geïnvesteerd in de creatie van het center en zijn 2 mariene laboratoria.

2.2.3 Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform

(BERR, VK) [17]

Het BERR is een overheidsinstantie van het Verenigd Koninkrijk dat het handelssucces moet garanderen in een stijgende competitieve zakenwereld. Het BERR is de nieuw toegekende naam aan het voormalige Department of Trade and Industry (DTI), waarvan vele studies gebruikt werden in dit werk. De Energy Group behandelt alle energiegerelateerde aangelegenheden van productie tot bevoorrading. Als lid van het IEA-OES raamwerk schrijft dit departement enorm

⁸ Oorspronkelijk werden de meeste prototypes getest zonder netconnectie, zodat op dit vlak geen ervaring kon opgedaan worden.

veel studies uit en verleent het behoorlijk wat subsidies. Gezien het Verenigd Koninkrijk het grootste getijdenpotentieel heeft is deze instantie uitermate belangrijk voor de ontwikkeling van getijdenenergie in de wereld.

2.2.4 Het Electric Power Research Institute (EPRI, VSA)[18]

Het EPRI voert onderzoek en ontwikkeling uit naar de technologie, de werking en de milieuontwikkeling voor de globale elektriciteitssector in de Verenigde Staten van Amerika. Deze non-profit organisatie brengt wetenschappers, ingenieurs, industrie en andere onderzoekscentra samen om de uitdagingen van de elektriciteitsgeneratie aan te pakken. Het EPRI krijgt heel wat opdrachten van het Department Of Energy (DOE) en was eveneens de instelling die het onderzoek naar de haalbaarheid van getijdenenergie in Amerika leidde. Heel wat technische en economische informatie, die essentieel was voor het schrijven van dit werk werd uit de rapporten van deze instantie gehaald.

2.2.5 Carbon Trust (VK) [19]

Carbon Trust werd door de overheid van het Verenigd Koninkrijk in 2001 opgericht als een onafhankelijke firma. Hun missie bestaat erin om de beweging tot een lage koolstofuitstotende economie te versnellen door samen te werken met organisaties. Dit om de koolstofemissie te verlagen door het ontwikkelen en ondersteunen van deze technologieën. Getijdenenergie behoort hiertoe. Carbon Trust ontwikkelde onder andere een model voor het berekenen van de kostprijs van getijdenenergie voor projectontwikkelaars.

2.2.6 Beheerseenheid van het Mathematisch Model van de Noordzee en het Schelde-estuarium (BMM, België)

Het BMM is een departement van het Koninklijk Belgisch Instituut voor Natuurwetenschappen (KBIN), een federale wetenschappelijke instelling die valt onder het Federaal Wetenschapsbeleid. Het BMM bestudeert de ecosystemen van de Noordzee door middel van mathematische modelleringstechnieken. Tevens verzamelt het gegevens om de toestand van het mariene milieu te evalueren en te monitoren. Als laatste activiteit vertegenwoordigd het BMM België in diverse intergouvernementele conventies die handelen over de bescherming van het mariene milieu. Het dient opgemerkt dat zonder de gegevens verstrekt door het BMM deze scriptie onmogelijk tot stand zou gekomen. De verschafte data vormt de basis voor de essentiële berekeningen. [20]

2.3 Juridisch kader

In België is helaas geen **regelgevend kader** voor de exploitatie van getijdenenergie aanwezig. In de Vlaamse regelgeving over hernieuwbare energie [21] wordt nochtans notie gemaakt van golf- en getijdenenergie als een bron van hernieuwbare energie, bijvoorbeeld bij het toekennen van een domeinconcessie. Op andere terreinen is er dan weer onduidelijkheid: zo wordt in de federale wetgeving rond Groene Stroom Certificaten (GSC) geen vermelding⁹ gemaakt van getijdenenergie [22], terwijl dit in de Vlaamse regulering [21] wel het geval is.

Deze en andere hiaten in de regelgeving kunnen het voor ontwikkelaars moeilijker maken om in België te investeren, gezien naast het papierwerk¹⁰ voor de aanvraag voor de exploitatie ook geen zekerheid bestaat over de prijs die voor de geleverde energie zal verkregen worden. Toch kan aangenomen worden dat de algemeen geldende regelgeving rond **offshore windenergie** (die er ook niet zonder problemen gekomen is) als een richtlijn kan gelden in het geval golf- of getijdenenergie op het Belgisch Deel van de Noordzee (BDNZ) zou kunnen geëxploiteerd worden.

Het is niet de bedoeling in een huidige preliminaire fase erg diep in te gaan op het regelgevend karakter van groene energie in België. Er zal beperkt worden tot hetgeen nodig is voor dit onderzoek. Voor de geïnteresseerde lezer is omtrent het regelgevend referentiekader in België en Vlaanderen een mooi overzicht gegeven in een studie van Mathys Pieter. [23] In wat volgt wordt een beknopte samenvatting gegeven.

De richtlijnen tot de uitvoeringsmaatregelen worden overheersend vastgelegd in 2 belangrijke wetten, waarop vele besluiten steunen:

- De Economisch Exclusieve Zone¹¹ wet (EEZ-wet) [24] regelt vergunningen, concessies en milieueffectenbeoordelingen van de winning van niet-levende¹² rijkdommen.
- De Marien Milieu Marin wet (MMM-wet) [25] regelt vergunningen en milieueffecten beoordeling van andere¹³ activiteiten, vanuit een ecologisch standpunt.

⁹ het is hier niet duidelijk of deze technologie onder waterkracht of onder andere hernieuwbare energieën valt.

¹⁰ Het totaal gewicht van de ingediende vergunningsaanvragen van het C-power project bedroeg maar liefst 657 kg, waarbij 27 verschillende instanties dienden aangesproken te worden.

¹¹ Het valt op te merken dat juridisch gezien het Belgisch Deel van de Noordzee (BDNZ) op te delen valt in 3 grote zones: de territoriale zee (tot 12 mijl), de aansluitende zone (tot 24 mijl) en het laatste deel (tot rand BDNZ) dat eveneens bestaat uit 3 overlappende zones: de Exclusief Economische zone (EEZ), het BCP en de visserijzone. Het BDNZ wordt in wetenschappelijke gebieden vaak aangegeven met de term Belgisch Continentaal Plat (BCP), hoewel dit dus juridisch niet klopt.

¹² bijvoorbeeld zandextractie, het winnen van energie uit wind, golven en getijden, enz.

Vooraleer overgegaan kan worden naar de bouw en exploitatie van een (windmolen)park zijn volgende licenties essentieel:

- Bouw- en Milieuvergunning voor bouw en exploitatie van het park
- Verkrijgen van een domeinconcessie
- Vergunning voor aanleg en exploitatie van de elektriciteitskabels
- Verkrijgen van groenestroomcertificaten (GSC) voor de verkoop van groene energie (naast de eigenlijke elektriciteitsverkoop)

2.3.1 Milieuvergunning [26][27]

De procedure die 6 tot 12 maanden duurt verloopt als volgt:

- Kennisgeving en indienprocedure
- BMM voert een Milieueffectenbeoordeling uit op basis van het ingediende MER
- Tijdens de beoordeling loopt een publieke consultatieronde waarbij bezwaren mogen ingediend worden.
- BMM adviseert minister van marien leefmilieu die een beslissing neemt.
- Verg[28]unning kan naderhand nog ingetrokken worden bij nadelige milieueffecten.

2.3.2 Domeinconcessie [29][30]

De procedure die 10 maanden duurt verloopt als volgt:

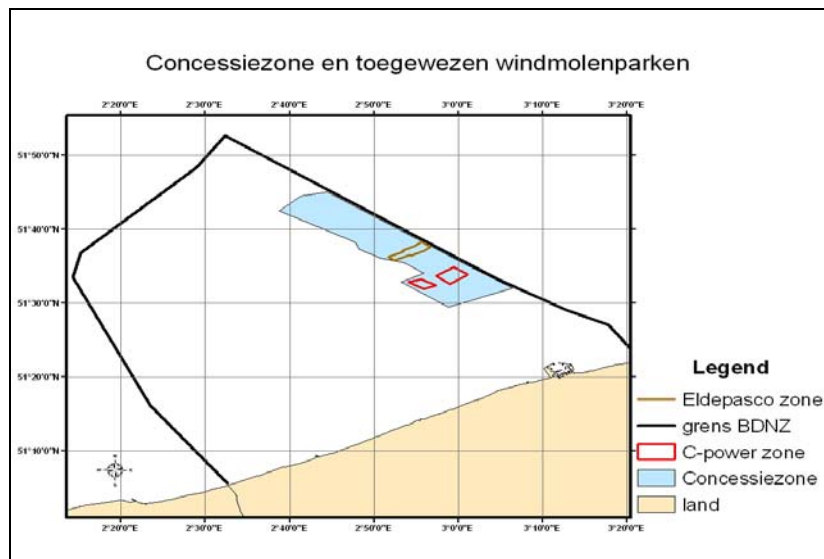
- Voorstel wordt naar de CREG¹⁴ gestuurd
- CREG formuleert (economisch) advies aan minister van Energie
- Minister kent eventueel concessie toe aan de hand van een ministerieel besluit
- Toekenning is pas geldig als milieuvergunning is toegekend

Er is een zone voorzien voor offshore energiewinning waarin de aangevraagde domeinconcessie zich moet bevinden. Deze ligt ver van de kust met als doel offshore windenergie een plaats in de ruimtelijke planning te geven. Voor de visueel weinig hinderlijke TEC's lijkt dit echter wat streng.

¹³ winnen van wel levende rijkdommen zoals visvangst

¹⁴ Commissie voor de Regulatie van Elektriciteit en Gas

Uitbreiding van de wet op domeinconcessie zou kunnen overwogen worden. In figuur 2-3 wordt de concessiezone en de toegewezen windmolenparken aangeduid¹⁵.



Figuur 2-3 : De Belgische concessiezone en de toegewezen windmolenparken

2.3.3 Vergunning aanleg elektriciteitskabels

Deze vergunning valt onder 4 verschillende regelgevingen en is daarom bijzonder complex:

- De bekabeling op zee vallen onder Belgische rechtsmacht [31]
- De federale netstroombeheerder ELIA heeft eigen regels [32]
- Bekabeling aan land volgens de stedenbouw vallen onder Vlaamse bevoegdheid [33]
- Bekabeling aan land volgens de wegvergunning vallen terug onder federaal recht [34]

2.3.4 Verkrijgen GSC

De **aanvraag** voor de toekenning van groenestroomcertificaten (GSC) dient volgens de Vlaamse regelgeving [21] (art.2) naar het VREG¹⁶ gestuurd te worden¹⁷. GSC worden toegekend voor de elektriciteit opgewekt in installaties die uitsluitend gebruik maken van welbepaalde hernieuwbare energiebronnen, waaronder getijden- en golfslagenergie (punt 4 in art.5).

De GSC worden maandelijks toegekend per schijf van **1.000 kWh** elektriciteit geproduceerd in een productie-installatie waarvan een aanvraag tot toekenning van GSC werd goedgekeurd. Het resterende aantal kWh wordt overgedragen naar de volgende maand. (art.3)

¹⁵ Jammer genoeg was geen giskaart van het derde toegekende park van Belwind beschikbaar.

¹⁶ Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt

¹⁷ de toekenning kan ook door Federale, Waalse of Brusselse instanties gebeuren, zijnde het CREG, het CwaPE of het BIM

Oorsprong van getijdenenergie

Het fenomeen van getijden is reeds eeuwen gekend, alsook de energie die ze bezit. Het winnen van die energie is dan ook niet nieuw. Doch voor georganiseerde energiewinning is het nodig een zeker inzicht te hebben in de getijdenwerking. Door het vergaren van kennis stelt de mens zich in staat het getij te voorspellen in tijd en ruimte. Getijden zijn van belang in vele maritieme sectoren (navigatie, havenconstructiewerken, visserij, ...) en zijn dan ook al ruim bestudeerd. Voor een studie naar het potentieel van energiewinning zijn deze inzichten van primordiaal belang. In wat volgt wordt ingegaan op de krachten die getijden genereren, hoe het getij kan geïnterpreteerd worden als bron van energie en hoe dit alles zich manifesteert in de wereld.

3.1 Definitie en beschrijving [35][36]

Een mogelijke definitie van het **getij** is:

De periodieke verandering in de tijd van de waterpeilen en stroomsnelheidsvectoren in zeeën, oceanen en rivieren t.g.v. de voortdurend veranderende aantrekkingskracht van de hemellichamen (zon en maan) op de watermassa's van de aarde. [35]

Anderzijds worden de effecten op het waterpeil en de stroming soms afzonderlijk gedefinieerd:

Het getij is de periodieke beweging van het waterniveau van de zee of oceaan tengevolge van periodieke krachten. [36]

Getijdenstromingen zijn de periodieke bewegingen van het water, over het algemeen horizontaal in de zeeën of oceanen, tengevolge van periodieke krachten. [36]

Beide definities zijn uiteraard correct, maar de opsplitsing gemaakt in de tweede definitie sluit iets beter aan bij dit werk.

De krachten die aan de basis liggen van de getijden zijn van dubbele aard, enerzijds aantrekkingskrachten (tussen aarde – maan – zon) en anderzijds de centrifugaalkrachten ten gevolge van rotatie van beide systemen (aarde – maan en aarde – zon).

Door de omloop van de hemellichamen treden **variati**es op in getij en getijdenstromingen. Men kan hierin verschillende cycli herkennen: halfdagelijkse/dagelijkse, maandelijkse, halfjaarlijkse, achttienjaarlijkse, ... De cycli zijn afhankelijk van de geografische locatie en de onderlinge stand van de hemellichamen. Dagelijkse variaties treden op door de aardrotatie, maandelijkse variaties worden veroorzaakt door de maancycli. Voor de Noordzee geldt een halfdagelijkse variatie met periode 12h25min. De cycli die instaan voor spring en doottij duren 29,5 dagen. Dit is langer dan de tijd die de maan nodig heeft om rond de aarde te draaien (siderische maanmaand, d.i. 27,32 dagen). In die tijd heeft de aarde immers $1/12^{18}$ van haar omlooptijd erop zitten en staan de hemellichamen niet terug op hun oorspronkelijke onderlinge positie (synodische maanmaand, d.i. $\sim 27,32 + \sim(1/12) \times 27,32 = 29,5$ dagen).

Voor **het beschrijven** van het getij bestaan 3 soorten theorieën, die hierna besproken worden.

3.1.1 De statische getijdentheorie [35]

De statische getijdentheorie gaat uit van een volledig met water bedekte aarde beïnvloed door maan en zon. Deze theorie geeft een goed inzicht in het getijdenverschijnsel, maar kan het niet volledig verklaren, mede door de verkeerde beginhypothese. In deze theorie wordt het getij van een willekeurig punt P op de aarde uitgedrukt als:

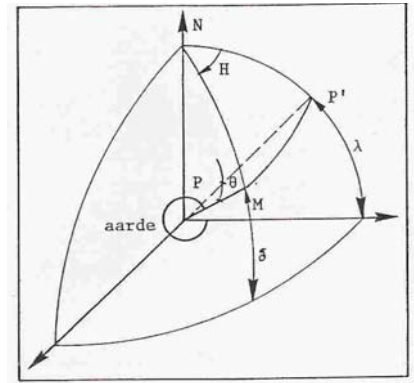
$$\eta = \frac{3 \cdot C \cdot R}{4} \cdot \left[\underbrace{\cos^2 \lambda \cdot \cos^2 \delta \cdot \cos(2 \cdot H)}_{\text{half dagelijkse term}} + \underbrace{\sin(2 \cdot \lambda) \cdot \sin(2 \cdot \delta) \cdot \cos H}_{\text{dagelijkse term}} + \frac{1}{3} \cdot \underbrace{(1 - 3 \cdot \sin^2 \delta) \cdot (1 - 3 \cdot \sin^2 \lambda)}_{\text{14-dagelijkse term}} \right] \quad (3-1)$$

Waarbij:

H : uurhoek van het hemellichaam ten opzichte van P' (projectie van P op het hemellichaam)

¹⁸ Immers in diezelfde tijd is de aarde weer een stukje verder gedraaid en moet weer een deel worden ingehaald. $1/12$ is slechts een benadering, gezien de aardbaan ellipsvormig is zodat ze dus niet steeds een gelijk deel voortgeschreden zal zijn (Wet van Kepler). Dit zorgt er dan ook voor dat er jaarlijkse variaties optreden in die periode van 29,5 dagen.

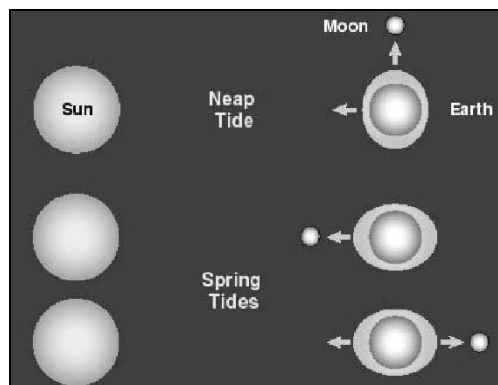
- C : een constante afhankelijk van de massa van het hemellichaam, massa van de aarde, gemiddelde aardstraal R en afstand d tussen middelpunten van aarde en hemellichaam.
- δ : declinatie van het hemellichaam
- λ : geografische breedte van P'
- θ : zenitafstand van het hemellichaam
- R : de gemiddelde aardstraal



Figuur 3-1 hoeken statische getijdentheorie [35]

De eerste term in bovenstaande uitdrukking is de belangrijkste term voor de Noordzee en drukt de halfdagelijkse maan- en zonnegetijde uit. Afhankelijk of men het maan- of het zongetij bekijkt, spreekt men respectievelijk over de M_2 of de S_2 -constituent. De M_2 -constituent wordt in vele werken [37] als veruit de belangrijkste voor de Noordzee gezien, zodat de overige termen zelfs soms verwaarloosd worden. Daarom spreekt men dikwijls over een getijdencyclus van 12h24min, een halve maandag. De Noordzee heeft een zogeheten semidiurnaal of 2 maal daags getijdenpatroon.

De andere termen in de uitdrukking stellen de daagse en de 14-daagse tijcyclus voor. De 14-daagse tijcyclus komt overeen met één springtij-doodtij cyclus. Springtij komt overeen met het gecumuleerde effect van zon- en maanaantrekkingskracht. Bij dood tij werken de 2 krachten elkaar tegen. Een verduidelijkende figuur vindt u hieronder. Verder zijn er nog enkele andere minder belangrijke cycli, bijvoorbeeld de cyclus te wijten aan de verandering in declinatie δ van de zon/maan relatief ten opzichte van de aarde over het jaar heen. Een overzicht van alle getijdenconstituenten vindt u terug in appendix A.



Figuur 3-2 maandcyclus van de maan [38]

3.1.2 De empirische theorie [35]

De empirische theorie gaat ervan uit dat de nauwkeurigheid van de berekeningen kan vergroot worden door de betrekkingen uit te breiden met al dan niet variërende faseverschuivingen in zonne- en maanbewegingen, of door het invoegen van een aantal opgemeten of berekende plaatselijke constanten. Een rechtstreeks gevolg hiervan was de ontwikkeling van getijdenvoorspellingsmachines en -methodes gebaseerd op de harmonische analyse van de resultaten. Het principe van de harmonische analyse is vrij simpel. Algemeen brengt men de te analyseren tijgrootheid T (waterstand of stroomsnelheid) onder de vorm:

$$T = T_0 + \sum_{i=1}^n a_i \cdot \cos(\omega_i \cdot t + \phi_i) \quad (3-2)$$

Met ϕ_i = de faseverschuiving van component i

a_i = de amplitude van component i

$\omega_i/2\pi$ = de frequentie van component i

T_0 = een referentiepeil of snelheid

Daarna bepaalt men op empirische wijze ϕ_i , a_i en ω_i met behulp van opgemeten waarden¹⁹. Het probleem met deze methode is dat de resultaten niet bruikbaar zijn voor lange periodes, gezien de getijden onderhevig zijn aan nodale modulaties²⁰. Dit verklaart waarom getijdentabellen jaarlijks opnieuw uitgegeven worden. Bovendien is het model niet altijd even toepasbaar (niet in extreme weersomstandigheden). Gezien deze nadelen kunnen opgelost worden leidt het niet tot onoverkomelijke problemen. Via de harmonische analyse worden immers zowat alle getijdentafels opgesteld.

3.1.3 De dynamische theorie [35]

De dynamische theorie gaat uit van een zuiver golfmodel. Ze ziet het getij als een reeks periodieke krachten met verschillende periode T . Deze krachten werken in op de vloeistofmassa in een bekken, dat een bepaalde eigenperiode T_n heeft afhankelijk van zijn geometrische eigenschappen. Dat verklaart waarom op sommige plaatsen grote tijhoogten ontstaan, namelijk daar waar $T_n \approx T$ en waar dus resonantie optreedt.

¹⁹ De empirische methode kan ook andere criteria hebben om deze waarden bepalen. De harmonische analyse echter, de belangrijkste empirische methode, gebruikt meetwaarden.

²⁰ Een aantal lang-periodieke verschijnselen in de beweging zon-aarde-maan induceren laag-frequente harmonische componenten in de tijbeweging. Dit wordt opgelost met een nodale correctieterm.

In de Noordzee is $T_n/T=1,24$ voor het halfdagelijks getij en $T_n/T=0,64$ voor het dagelijks getij, zodat ook in deze theorie bevestigd wordt dat het halfdagelijks getij belangrijker is.

Men onderscheidt astronomische (rechtstreekse) getijden en afgeleide (onrechtstreekse) getijden. Het Noordzee-getij is een indirect getij omdat de oorzaak ervan ligt bij het binnendringen van aan getij onderhevige watermassa's vanuit de Atlantische Oceaan in het Noordzeebekken.

In de Noordzee hebben we te maken met een afgeleide getijgolf, of een coöscillerend getij, zodat de berekeningen niet eenvoudig zijn. Om een enigszins nauwkeurige oplossing te vinden zullen de Navier-Stokes vergelijkingen en de continuïteitsvergelijking dienen te worden geïntegreerd. Men dient te integreren binnen een bepaald gebied, rekening houdend met inwendige en uitwendige randvoorwaarden. De oplossingsmethodes kunnen opnieuw in 3 groepen onderverdeeld worden:

- De harmonische methode: gebaseerd op de reeksontwikkeling met periodieke functies. Als resultaat krijgt men een analytische oplossing.
- De methode van de karakteristieken: steunt op het hyperbolische karakter van de differentiaalvergelijkingen. Men kan de vereenvoudigde differentiaalvergelijkingen nadien gemakkelijker numeriek integreren.
- De zuiver numerieke methodes: de gekende eindige elementenmethode en de eindige-differentie-methode.

3.2 Energie

Het gebruik van getijdenenergie als elektriciteitsbron brengt een **aantal voordelen** ten opzichte van conventionele elektriciteitsproductie en zelfs ten opzicht van andere hernieuwbare energiebronnen:

- De exploitatie van getijdenenergie is absoluut gratis eens de turbines geïnstalleerd zijn.
- De getijden zijn voorspelbaar. Ze zijn ook absoluut betrouwbaar omdat ze altijd aanwezig zijn. Dit in tegenstelling tot windenergie, golfenergie en zonne-energie, zodat er minder tot geen back-up capaciteit moet voorzien worden voor als de elektriciteitsproductie stil valt. Omdat men immers die productie op voorhand weet kan men hier rekening mee houden.

- Grotere maatschappelijke aanvaardbaarheid²¹. Door hun opstelling onder water verkleint het NIMBY²²-effect.
- De hoge dichtheid van zeewater laat kleinere dimensionering toe van de toestellen, met een gelijkaardig vermogen van andere technologieën.

Het belangrijkste **nadeel** van getijdenenergie is de verhoogde kostprijs omdat door de opstelling onder water aangepaste maatregelen moeten genomen worden²³.

Getijden zijn watergolven met een zeer grote golflengte en periode. De energie die in de getijden vervat zit kan dus ook worden bepaald zoals dit gebeurt voor een golf. De energie splitst zich op in een potentiële energiecomponent en een kinetische. De potentiële energie is het gevolg van de verheffing van de waterspiegel. De kinetische component tengevolge van de snelheid van de stroming.

$$E_T = E_P + E_K = \int_{x_0}^{x_0+L} \int_{-d}^{\eta} \rho g z dx dz + \int_{x_0}^{x_0+L} \int_{-d}^{\eta} \frac{\rho}{2} u^2 dx dz \quad (3-3)$$

De manieren waarop energie uit getijden worden geëxtraheerd baseerde zich in het verleden voornamelijk op de potentiële energievorm. De nieuwe generatie van getijdenenergieconvertoren focust op de omzetting van de stromingssnelheden, kinetische energie. Beide technieken kunnen worden geklasseerd onder de gezamenlijke noemer getijdenenergie.

3.2.1 Potentiële Energie

Reeds in de jaren '60 werd geïnvesteerd in de eerste centrales die de **potentiële energie van de getijden** benutten. Het concept bestaat uit het afdammen van een getijdenrivier of estuarium (Eng.: tidal barrage). Een werkend voorbeeld hiervan is te vinden in Frankrijk alwaar de centrale in la Rance sedert '66 uitgebaat wordt door Electricité de France (EDF). Ook de Severn in Engeland was voorbestemd voor een dergelijke centrale. Dat die plannen nog steeds niet zijn

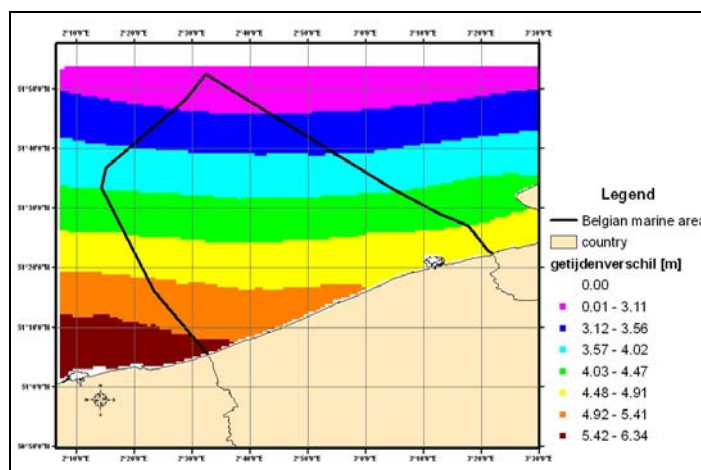
²¹ Dit gaat enkel op voor de kinetische energieconvertoren, zie verder.

²² Not In My Back Yard of het feit dat iedereen voorstander is van groene energie tot het in zijn buurt geplaatst wordt.

²³ Onder meer corrosiebescherming en de afdichting van de elektrische componenten

goedgekeurd heeft vooral te maken met de negatieve milieu-impact²⁴ die een 'tidal barrage' met zich meebrengt. Tevens zijn de bouwkosten voor een getijdencentrale op basis van potentiële energie zeer hoog. Daar bovendien de minimale hoogteverschillen voor rendabiliteit begroot worden op 6m [39] zal dit type in deze scriptie verder buiten beschouwing gelaten worden. (zie figuur 3-3)

Rond het idee van energieopwekking uit de potentiële energie van een getijdengolf werden over de jaren nog een aantal **nieuwe concepten** ontwikkeld. Eén ervan is het nog niet zo heel lang ontwikkeld concept van de 'Tidal Lagoon'. Hier betreft het kunstmatige bassins die offshore worden opgetrokken. Dit vermijdt het volledig afsluiten van een estuarium. Een ander idee dat geopperd werd, in 1998 in Nederland, is dat van de 'Dynamic Tidal Power'. [40] Een dam loodrecht op de kust zou middels reflectie en diffractie van de getijdengolf het hoogteverschil versterken. Turbines in de dam wekken dan onder invloed van dit hoogteverschil elektrische energie op. Beide zijn gepatenteerde systemen met commerciële prospecties. Voor Nederland gaf dit slechts vanaf een strekdam van 30km lang een significante verhoging van het hoogteverschil. Ook de voornoemde bezwaren met betrekking tot investeringskost en het rendabiliteitsprobleem²⁵ blijven bestaan. Hiernaast mag de grote invloed op het kustprofiel niet verwaarloosd worden. Ook hier lijkt bij voorbaat geen toekomst weggelegd voor de exploitatie in België. Merk op dat reeds vroeger een getijdencentraleproject (3,4MW) op de spuikom van Oostende werd voorgesteld. De studies hieromtrent zijn reeds uitgevoerd, echter tot op heden is de toekomst hiervan onbeslist²⁶ [41-43].



Figuur 3-3 : getijdenverschillen rond het BDZ (m)

²⁴ Het grote bouwproject verstoort het ecosysteem, alsook verhindert het afdammen van de rivier vismigratie. Bovendien heeft dit ook impact op scheepvaart, visserij, afvoer van afvalwater, ...

²⁵ Rendabiliteit slaat hier op het feit dat het getijdenhoogteverschil nog steeds niet voldoende hoog zal zijn.

²⁶ Onder andere conflicten door het effect van de waterverlaging met betrekking tot de oesterkweek liggen aan de basis van de moeilijke besluitvorming.

3.2.2 Kinetische Energie

De omzetting van de **kinetische energie van de stromingen** naar elektrische energie is het proces dat voor dit onderzoek het meest interessant lijkt. De toestellen waarmee dit kan gebeuren hebben een relatief kleine schaal en beïnvloeden het stromingsmilieu eerder weinig. Er wordt van deze technologie geen significante milieu-impact verwacht. De laatste jaren kwamen dit soort toestellen net om die reden meer en meer in de aandacht. Doch de bewijzen dienen nog aangeleverd. Ook voor het Belgische deel van de Noordzee (BDNZ) lijkt het zo dat als er al getijdenenergiewinning mogelijk is, enkel dit soort toestellen door de publieke opinie zal aanvaard worden. Voortaan zullen deze toestellen aangeduid worden met de internationaal meer gebruikelijke term Tidal Energy Converters, of kortweg TEC.²⁷ Het ogenblikkelijk vermogen van een stroming kan men als volgt formuleren:

$$P = \left(\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^2 \right) \cdot v \quad (3-4)$$

Waarbij:

P	:	vermogen van de stroming
ρ	:	dichtheid van zeewater
A	:	doorstroomsectie
v	:	stromingsnelheid

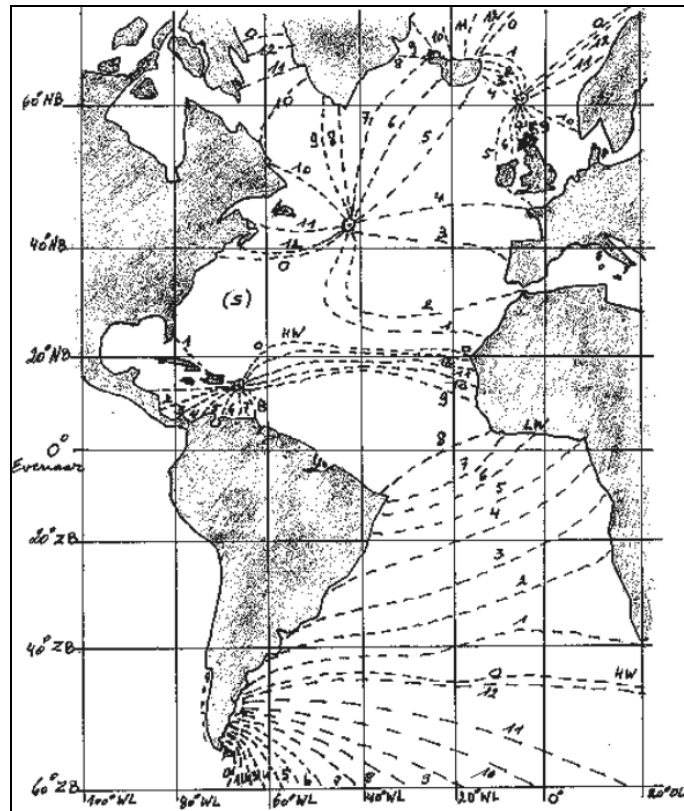
De **dichtheid van zeewater** wordt gedefinieerd uit de verhouding van een kubieke meter zeewater tot een kubieke meter gedistilleerd water bij 4°C. De dichtheid is afhankelijk van de saliniteit, temperatuur en druk. De dichtheid van zout water is groter dan van zoet water, wat dus het opwekken van mechanisch vermogen in zeewaterstromen gunstiger maakt dan in zoetwaterstromen.

De dichtheid kan met precisie worden berekend met de 'International Equation of State', IES80. Voor computermodellering wordt deze berekening echter niet gebruikt wegens te inefficiënt en teveel parameters. In deze scriptie zal een standaard waarde van 1025kg/m³ gehanteerd worden.

²⁷ Hoewel theoretisch turbines die de potentiële energie van de getijden omzetten ook TEC kunnen genoemd worden.

3.3 Fenomeen

De krachtswerking door de hemellichamen grijpt slechts aan op de oceanen waarin ze een rechtstreeks getijdeneffect creëert. Figuur 3-4 toont de cotidale lijnen in de Atlantische Oceaan. Cotidale lijnen zijn lijnen waar op een zelfde moment een zelfde getijverschil optreedt. Er valt op te merken dat de getijdengolf zich recht naar de eilanden van het Verenigd Koninkrijk toe voortplant.



Figuur 3-4 cotidale lijnen in de oceanen [44]

In figuur 3-5 valt waar te nemen hoe dit getij zich als een golf voortzet langsheen het Noorden doorheen de Ierse Zee, via Schotland naar de Noordzee. Ook via het kanaal plant de getijdengolf zich voort. De getijden in de Noordzee zijn dus geïnduceerde getijden. Door het samenpersen van de waterhoeveelheid in een trechter zijn Kanaaleilanden en de eilanden in de Ierse Zee locaties bij uitstek voor kinetische energiewinning. De golf die het Kanaal binnendringt, buigt onder invloed van de Corioliskracht af naar rechts en veroorzaakt zo grotere getijverschillen aan de Franse kust. Dit verklaart de locatiekeuze van de getijdencentrale van La Rance.

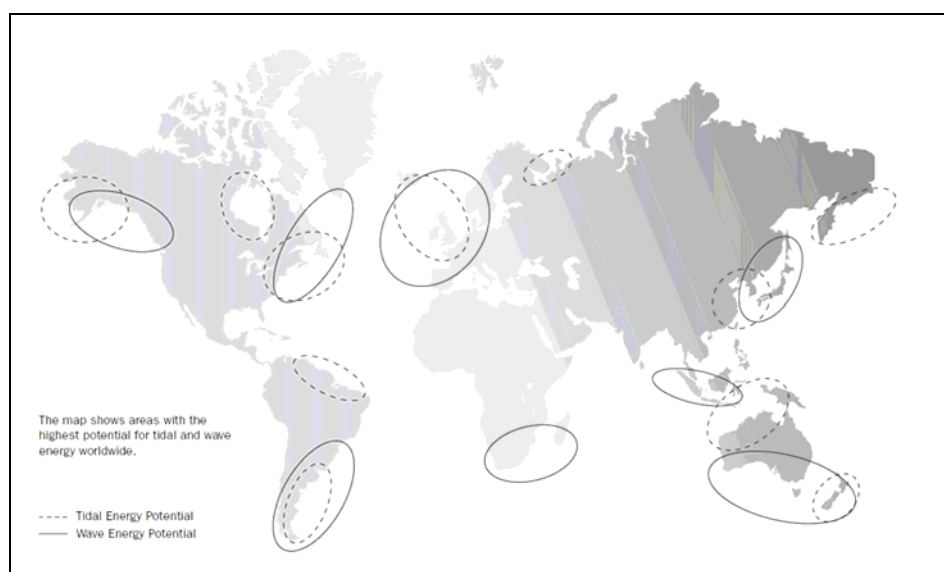
Indien de aarde niet roteerde zou zich enkel een beweging in 1 richting voordoen. Door de aardrotatie draait het water echter rond een aantal punten heen. Deze punten heten amfidrome

punten (figuur 3-5). In een amfidroom punt is er geen getijverschil. Bij de doorgang doorheen een dergelijk punt gaat men steeds over van hoog naar laag water. Er kunnen wel stromingen optreden in deze punten. Het is het amfidroom punt in het zuidelijk gedeelte van de Noordzee dat ons getij bepaalt. Het ligt tussen IJmuiden en Lowesoft op $51^{\circ}41'N - 3^{\circ}13'E$. [44]



Figuur 3-5 cotidale lijnen en amphidroom punt [44] (rode pijlen geven de voortplantingsrichting van de getijdengolf aan.)

De getijden over de hele wereld volgend kunnen ruwweg een aantal potentiële gebieden voor getijdenenergie winning worden aangeduid. (figuur 3-6).



Figuur 3-6 Kaart met potentiële zones voor golf en getijdenenergie in de wereld [45]

Technologische beschouwingen

Tot nu toe werd er gekeken naar de theoretische achtergrond van de getijden en hun mogelijke aanwending voor energieopwekking. Even belangrijk is hoe deze energieconversie van de waterkracht naar elektriciteit precies gebeurt. Dit hoofdstuk gaat dieper in op de verschillende methodes waarop de technologie zich baseert om stromingsenergie in elektrische energie om te zetten. Met het oog op enige verduidelijking bij een aantal aannames in het verloop van deze scriptie worden de belangrijkste componenten van de convertoren uitgezet en toegelicht. Zoals beargumenteerd in hoofdstuk 3 vormen enkel stromingsmachines het onderwerp van deze bespreking, hoewel men gelijkenissen met getijdenbassins kan bemerken.

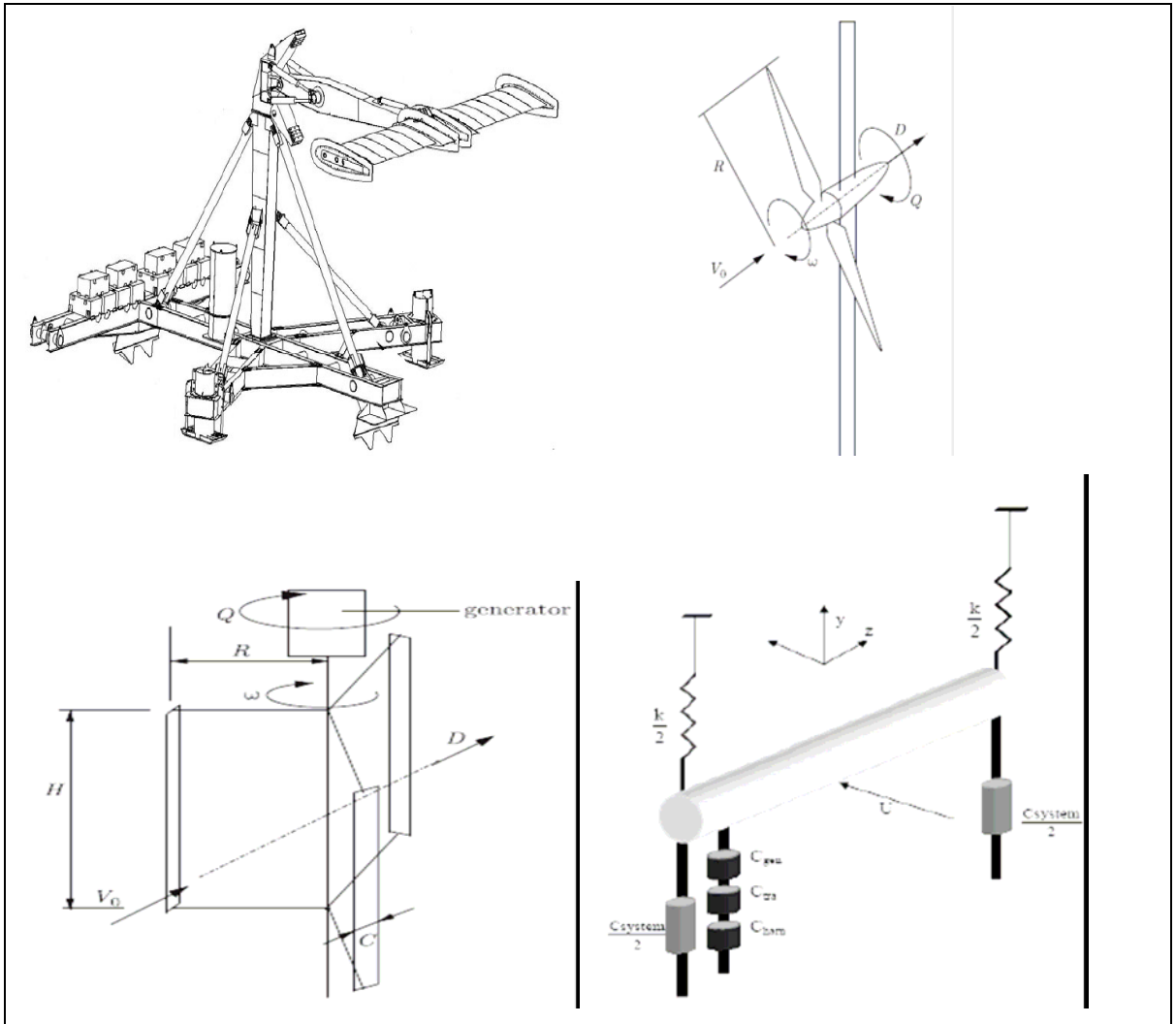
4.1 Energieomzetting

De manier waarop TEC's energie onttrekken uit een stroom kan onderling sterk verschillend zijn. Zo kunnen we systemen onderscheiden die hiertoe gebruik maken van roterende turbines, oscillerende beweging van hydrofoils en de wervelingen opgewekt door een cilinder in een stroming. De meest frequente systemen onder de TEC's baseren zich op de lift en sleepkracht (Eng.: liftforce and dragforce) op turbinebladen in een stroming. Onder deze systemen zijn de roterende turbines en de hydrofoils te plaatsen.

Roterende turbines werken volgens hetzelfde principe als windmolens. Analoog zijn twee systemen te onderkennen, de verticale as (VA) turbine en de horizontale as (HA) turbine. De horizontale as getijdenturbine (HATT) bestaat uit een rotoras die parallel in een stroming gebracht wordt. De liftkracht van de stroming op het blad veroorzaakt een rotatie. Voor de verticale as getijdenturbine (VATT) bestaan twee mogelijke uitwerkingen: het Darrieus-type, gebaseerd op sleep en liftkrachten op verticaal in de stroming geplaatste bladelementen en het Savonius-type, dat kan voorgesteld worden als een aantal schoepen op een verticale as.

Hydrofoils zijn bladen die net als de bladen bij een rotortoestel krachtswerking door stroming ondervinden op basis van lift en sleep. De bladen zijn ingeklemd en ondergaan een op en neergaande beweging, te vergelijken met de beweging van een walvisstaart. Deze mechanische

beweging wordt door middel van hydraulische motoren omgezet naar een rotorbeweging in een generator die op zijn beurt elektrische energie produceert. Deze methode is opvallend minder gebruikelijk onder de huidige commerciële applicaties.



Figuur 4-1 Schematisch overzicht van de vier types convertoren (a) hydrofoil[46], (b) HATT, (c) VATT [47] en (d) Wervelstromingsgeïnduceerde vibraties [48]

Een minder conventionele manier van energie-extractie uit stroming is via de **wervelingen** die een cilinder in een stroming opwekt. Deze methode wordt slechts door VIVACE²⁸ toegepast. Het meest eenvoudige opzet van deze module bestaat uit een stijve cilinder gemonteerd op veren en gekoppeld aan een krachtafneempunt (Eng.: power take-off) systeem via transmissie. De wervelingen induceren vibraties in de cilinder, die hierop een op en neergaande beweging begint. Het is de energie van deze beweging die omgezet wordt naar elektriciteit. De omzetting naar

²⁸ Dit is de merknaam en staat voor Vortex Induced Vibrations for Aquatic Clean Energy

andere energievormen vormt voor het systeem een mechanische demping. Dit is dus een massa-veer-demper systeem waarin gestreefd wordt naar resonantie. [48]

Wat de extractiemethode ook is, steeds wordt slechts een **fractie** van het aanwezige vermogen omgezet in mechanische energie. Het mathematisch uitdrukken van de mechanische energie gebeurt door uitdrukking te geven aan deze fractie van de energiestroom doorheen het verticaal vlak. Dit wordt gedefinieerd als de mechanische efficiëntie van het toestel, waaruit het mechanisch vermogen:

$$P_{mech} = \eta_{mech} P_{stro\ min\ g} = \eta_{mech} \cdot 0,5 \cdot \rho_w v^3 \quad (4-1)$$

Om de werkelijke elektrische energie te kennen, moet er rekening mee gehouden worden dat er bij de omzetting allerlei verliezen optreden. Er treden transmissieverliezen op, generatorverliezen en eventuele verliezen bij de conversie naar de stroomkarakteristieken van het elektriciteitsnet, zodat het uiteindelijk elektrisch vermogen als volgt geschreven wordt:

$$P_{mech} = \eta_{trans} \cdot \eta_{generator} \cdot \eta_{power_conversie} \cdot \eta_{mech} \cdot P_{stro\ min\ g} = \eta_{trans} \cdot \eta_{generator} \cdot \eta_{power_conversie} \cdot \eta_{mech} \cdot 0,5 \cdot \rho_w v^3 \quad (4-2)$$

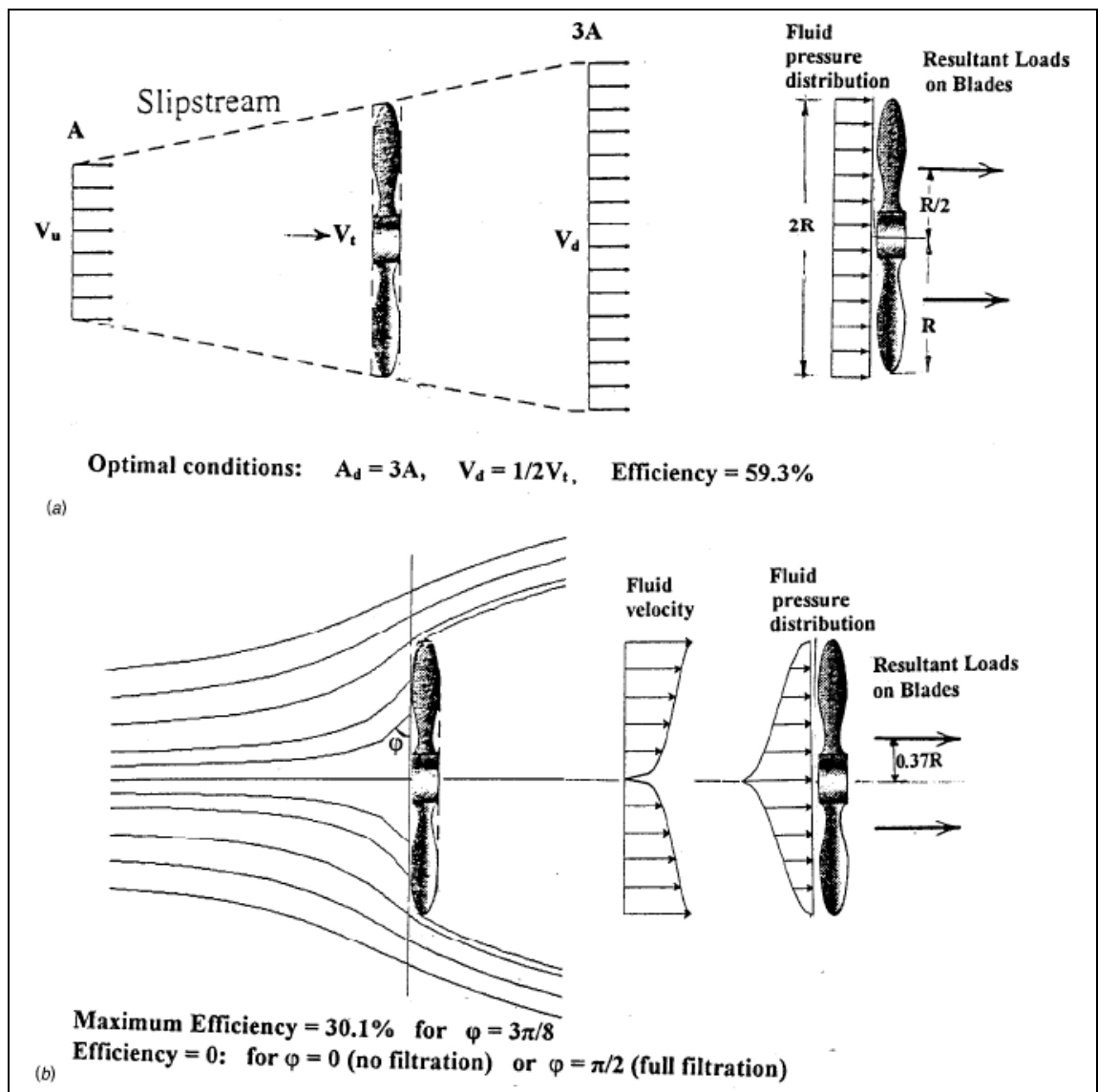
4.2 Limieten aan de turbine efficiëntie

De aanwezige energie in een stroming kan niet volledig worden geëxtraheerd. In de eerste plaats zal de efficiëntie van een toestel hierin een rol spelen. Deze is echter zelf ook beperkt door een theoretische bovenlimiet aan de efficiëntie van een turbine. Ditzelfde principe geldt in de windmolenindustrie waarin deze gewoonlijk wordt aangeduid als de Betz-limiet. Gezien de sterke analogie, wordt deze limiet vaak overgenomen in de TEC – sector. Een aantal critici menen echter dat deze limiet fundamenteel fout is, gezien een aantal grondige verschillen tussen waterstroming en windstroming. Sommigen beweren zelfs dat deze evenmin opgaat voor de windmolensector [49].

De limiet van Betz stelt een limiet aan van 16/27 ofwel 59,3% de bereikbare efficiëntie [50]. Betz kwam tot dit resultaat in 1920 en baseerde zijn theorie voor propellor-turbines in vrije stroming op volgende aannames:

- 1 – dimensioneel model voor een vlakke turbine
- Onsamendrukbare vloeistof
- Rechthoekige stroming met constante snelheid over iedere sectie van de stroombuis
- Uniforme distributie van de stromingsdrukken op de turbine

Betz definieerde de efficiëntie van een turbine als de verhouding van het door een turbine geleverde vermogen tot het vermogen van de vrije stroming. Op basis van wijziging in momentum kon Betz de efficiëntie bepalen²⁹.



Figuur 4-2 (a) de theorie volgens Betz, (b) de theorie volgens Gorlov [49]

²⁹ Zie appendix B voor een bewijs hiervan

Kritiek hierop richt zich op de rechtlijnigheid van de stroming bij het passeren van de turbine. [49] De uniforme verdeling van de stromingsdrukken die dit impliceert overschatten de krachten op de turbine en aldus de efficiëntie. In de realiteit is de stroming doorheen de turbine kromlijinig. (figuur 4-2(b)) De turbine kan gezien worden als een oppervlak Ω waardoor een stroming V stroomt en een zekere hydraulische weerstand r ondervindt. De efficiëntie (ε) wordt dan:

$$\varepsilon = \frac{P}{P_\infty} = \frac{\int \nabla p \cdot V}{\frac{1}{2} \rho V_\infty^3 |\Omega|} \quad (4-3)$$

Via numerieke berekeningen binnen een interval voor een aantal waarden van de bladhoek (Eng.: pitch) volgt de maximaal bereikbare efficiëntie: 30,11%. Deze berekeningen houden echter slechts rekening met slechts 1 enkele parameter, maar geven wel een duiding over de te hoge inschatting van de Betz-limiet. Men kan ook opmerken dat er een fundamenteel verschil is tussen windstromingen en waterstromingen, die beperkt zijn door randomgeving en een vrij oppervlak. [51]

4.3 Toelichting bij Turbine

Er zijn een aantal methodes ontwikkeld om de energie uit de stroming om te zetten naar mechanische energie. Hetgeen volgt gaat voornamelijk in op de turbinesystemen, gezien hun groter belang in de huidige markt (zie volgend hoofdstuk).

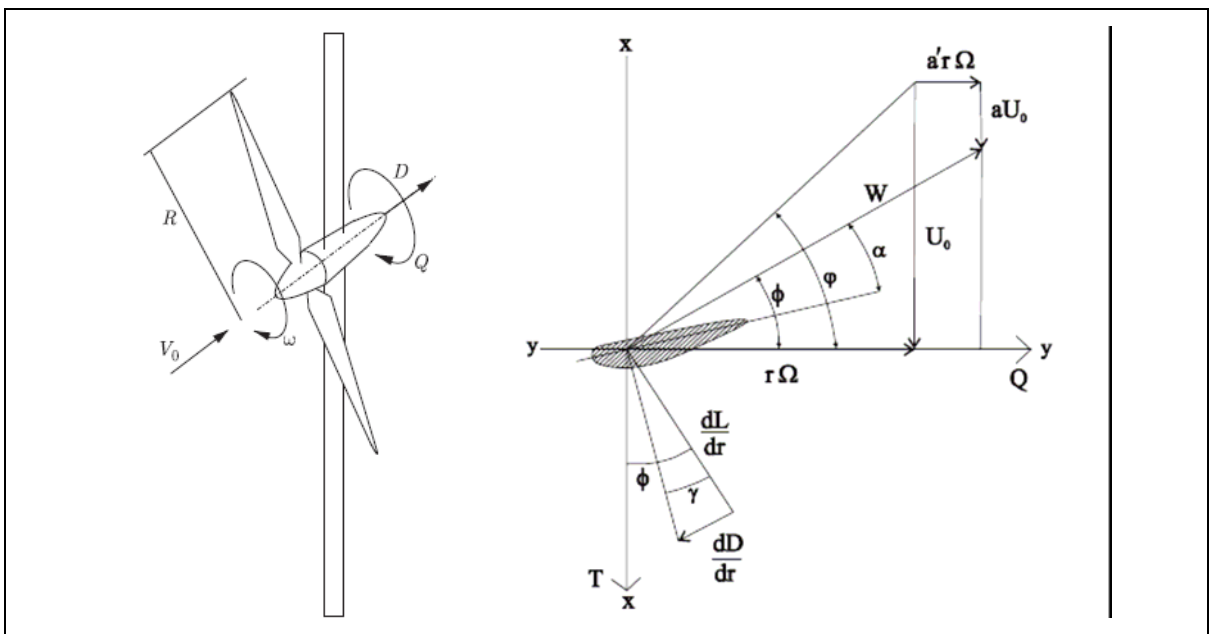
4.3.1 Rotor

Dit onderdeel is gemeenschappelijk aan zowel HA als VA toestellen. Ze verschillen echter in hun concrete uitwerking. De **rotor** is het roterend onderdeel dat een krachtmoment genereert door middel van de krachten op de bladen die erop gemonteerd zijn. Dit onderdeel vertoont sterke gelijkenissen met de rotoren uit de windmolensector. Toch is deze analogie niet absoluut. [52] Zo zijn de snelheden waaraan een TEC onderworpen wordt veel minder willekeurig en komen plotse ‘vlagen’ niet voor. Waar bij wind de maximale snelheid waarden tot 50 m/s kan bereiken, ver boven de gebruikelijke cut-out snelheid van 20 à 25 m/s, blijkt getijdenstroming zeer regelmatig. Grote variaties op de pieken, met maximale waarden rond 6 à 7 m/s³⁰, komen niet

³⁰ Deze maxima komen enkel op de beste sites ter wereld voor. Voor het BDNZ gaat het nooit boven 2,5 m/s.

voor. Bovendien is een toestel in een mariene omgeving onderhevig aan corrosie, bio-fouling³¹ en erosie die de corrosie kan versnellen. Ook het onderhoud wordt een stuk bemoeilijkt, waardoor vaak naar alternatieven moet worden gezocht teneinde de onderhoudsperiodes te verlengen.

Zoals reeds aangehaald werken **HATT's** met wieken in het vlak van de rotor. De wieken werken op hetzelfde principe als de vleugels van een vliegtuig. De specifieke vorm van de wiekdoorsnede induceert een drukverschil over het blad. Dit resulteert in een liftkracht die de rotatie aandrijft, zoals in figuur 4-3 naar voor gebracht. De snelheid W waaraan het blad onderhevig is, is de resultante van twee componenten. Enerzijds de snelheid in de stroomrichting op het blad werkend: het verschil tussen de vrije stroomsnelheid U_0 en de stroomsnelheid net achter de turbine. De laatste is initieel onbekend, maar wordt gedefinieerd aan de hand van de axiale inductiefactor a .

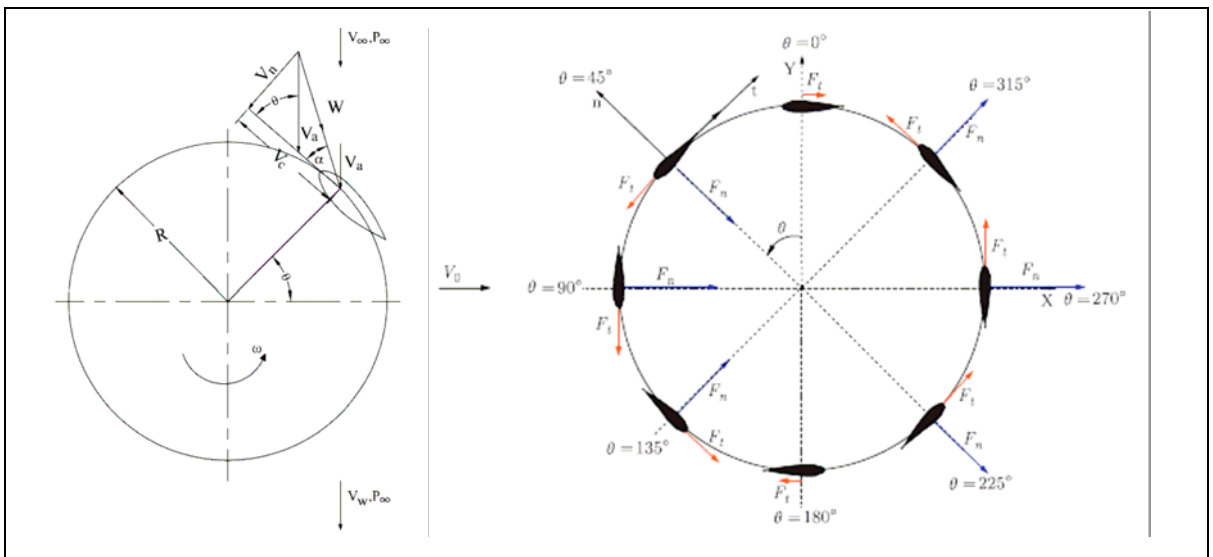


Figuur 4-3 Rotor in vooraanzicht (a) [47][53] en aangrijpende krachten op een wiek van de HATT (x-as is asrichting rotor) (b) [47]

Anderzijds is het blad onderworpen aan de relatieve stroming tengevolge van zijn eigen beweging en de snelheid in het water geïnduceerd (gekenmerkt door zijn tangentiële inductiefactor a'). De resulterende tangentiële liftkracht overtreft de tangentiële sleepkracht en het blad roteert ten gevolge van de liftkracht. Merk op dat de rotationele snelheid varieert over de lengte van de wiek. Opdat de performantie optimaal zou zijn moet dus het blad een variabele sectie hebben over diezelfde lengte.

³¹ De onwenselijke toename van micro-organismen, planten, algen en dieren op onderwaterstructuren.

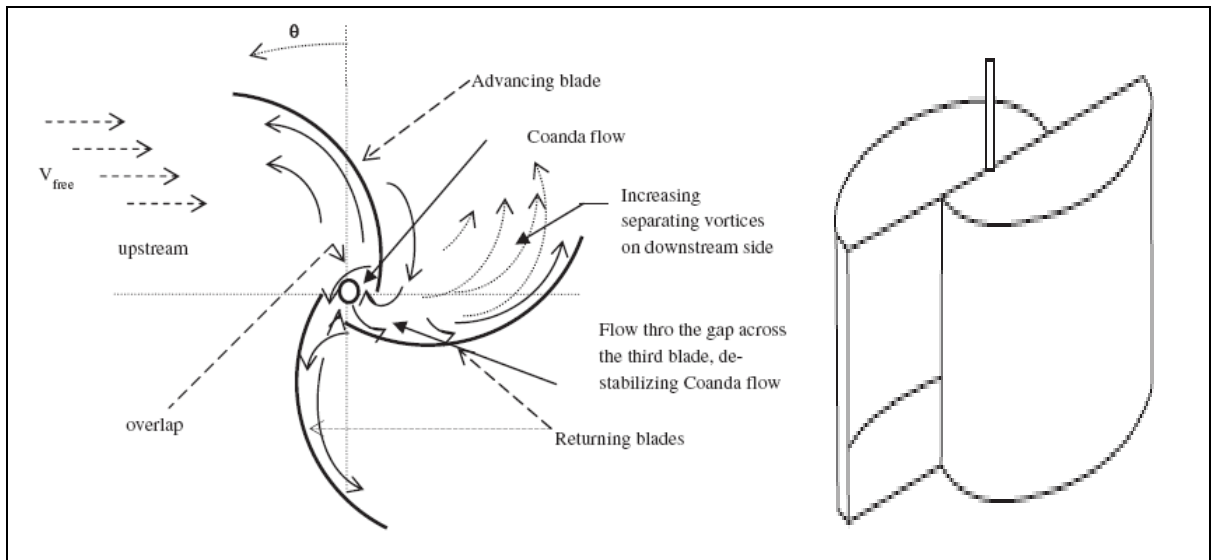
De **Darrieus – turbine**, of ook wel de ‘cross-flow’ turbine, valt onder de categorie van VATT’s.³² Ze maakt gebruik van momentum-uitwisseling. Ook deze turbines zijn gedreven door liftkrachten. V_a , de geïnduceerde snelheid, is de snelheid doorheen de rotor. Hieruit en uit zijn rotatiesnelheid volgt de resulterende snelheid over het blad (V_c). Figuur 4-4b toont de resulterende tangentiële kracht tijdens rotatie van één blad. De tegengestelde krachten bij 0° en 180° worden tegengewerkt door de bladen die zich op dat moment op een andere positie bevinden. Gezien de bladen over de hele lengte aan dezelfde snelheidsresultante onderworpen zijn kan deze sectie uniform worden gehouden over de volledige lengte.



Figuur 4-4 De krachswerking op een blad van een Darrieus turbine (a)[54] en de variatie van krachten op verschillende posities (b) [47]

Een tweede type VATT's is het **Savonius-type**. Deze is gebaseerd op Bernoulli's dynamische drukeffect. In tegenstelling tot de twee vorige werkt dit type dus op de sleepkrachten. Figuur 4-5a toont de stromingen in een turbine met 3 schoepen. De efficiëntie van dergelijke turbines is niet erg hoog.

³² Merk op dat de term ‘cross-flow’-turbine eigenlijk beter gekozen is, gezien het toestel ook horizontaal kan worden geplaatst, doch in de windmolentoepassingen is dit quasi nooit het geval.



Figuur 4-5 Ontwerp voor een Savonius turbine met 3 schoepen met overlap in het midden (a) en een eenvoudig concept van de Savonius turbine (b) [55]

4.3.2 TSR, Rotorefficiëntie, moment en reactie

De **tip speed ratio** (TSR of lambda) is de verhouding tussen de snelheid aan het uiteinde van een blad en de stromingsnelheid. De TSR hangt nauw samen met de rotaties per minuut (rpm) van de rotor. Vaak wordt het aantal rotaties per minuut evenwel beperkt ten einde de impact met levende organismen te verhinderen. Hierop wordt nog teruggekomen in het onderdeel milieu-impact.

De **rotorefficiëntie** wordt uitgedrukt door zijn performantiecoëfficiënt C_p . De coëfficiënt wordt bepaald uit de verhouding van het vermogen van de vrije stroom tot het vermogen geleverd door de integratie van de lift of sleepkrachten op de bladen (F_L). Omgekeerd kan het vermogen door de rotor geleverd bepaald middels de rotorefficiëntie.

$$C_p = \frac{F_L}{0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3} \quad (4-4)$$

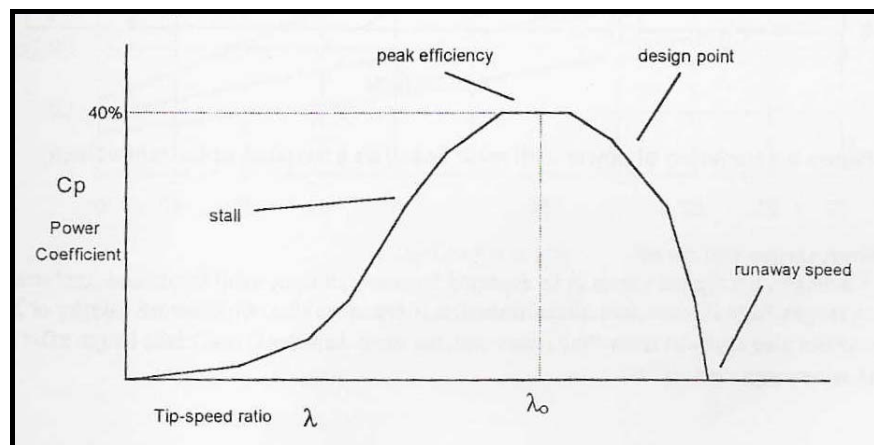
Het **moment** op de rotor wordt eveneens uitgedrukt door een coëfficiënt, de momentcoëfficiënt (Eng.: Torque Coëfficiënt). Deze geeft het moment op de turbine (Q) in verhouding tot het moment door het aangrijpen van de totale waterkracht doorheen de stroombuis op de turbinetip. De laatste wordt bepaald door de kracht van de stroming te laten aangrijpen op het uiterste punt van de turbine (met straal R).

$$C_q = \frac{Q}{0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^2 R} \quad (4-5)$$

De reactiekracht (Eng.: Thrust) op de rotor is de kracht in de richting van de stroming. Deze is voor het ontwerp het meest kritiek onder piekstroming. De coëfficiënt die dit uitdrukt, de reactiecoëfficiënt (Eng.: Thrustcoëfficiënt) geeft de verhouding van de reactie tot de dynamische stromingskracht.

$$C_t = \frac{T}{0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^2} \quad (4-6)$$

Het is de gewoonte om bij testresultaten deze coëfficiënten uit te drukken in functie van de TSR. De vermogenscoëfficiënt heeft dan steeds de typische vorm zoals in figuur 4-5. Wanneer de TSR nul is staat de turbine stil, er wordt geen vermogen geleverd. Bij een bepaalde TSR gaat de vermogenscurve opnieuw door nul, de rotor draait nu in vrijloop en wordt dus geen stromingsvermogen omgezet in mechanisch vermogen.



Figuur 4-6 : vermogenscoëfficiënt in functie van de TSR [56]

4.3.3 Ontwerpparameters

De **helling** van het blad (Eng.: pitch) is de hoek waaronder een blad kan wentelen om zijn as. Hiermee verandert in feite de aanvalshoek van de stroming³³. Het bijregelen van deze hoek kan de rotatiesnelheid beïnvloeden. Iedere rotatiesnelheid heeft zijn optimale vermogen voor een bepaalde stroomsnelheid. Door het variëren van de helling in functie van de stromingsnelheid kan dus de optimale rotorprestatie worden bereikt.

³³ Hoek waaronder de resultante van de stroming aangrijpt op het blad.

Bij een VATT varieert bij omwenteling van de rotor de aanvalshoek³⁴ op het blad ongeveer sinusoidaal [57]. Als de aanvalshoek groter wordt dan de stallingshoek³⁵ (Eng.: stall) dan daalt de liftkracht en stijgt de sleep, waardoor het gegenereerd vermogen afneemt (figuur 4-6). Door het variëren van de hellingshoek kan dit worden vermeden of net worden nagestreefd.

De aanvalshoek bij een HATT wijzigt niet door omwenteling, echter wel door wijziging in stroomsnelheid van het stromingsveld. Sommige fabrikanten maken van een variabele hellingshoek gebruik om de turbine op geleidelijke manier af te remmen en om bij overschrijden van de belasting deze te limiteren [58]. Integratie van een variabel hoekmechanisme kan tot een vermogenstoename van 20% of meer leiden [57][59]. Een tweede voordeel is dat door juiste keuze van de TSR en bladhellingshoek eenzelfde vermogen kan bereikt worden bij lagere TSR en zo cavitatiegevoeligheid daalt. Anderzijds kan worden afgevraagd of het invoeren van een bladhoek controlesysteem ook economisch wel voordeliger is. Uit [52], waarin de economische levensvatbaarheid van een HATT met vaste bladhoek en variabele bladhoek tegen elkaar worden afgewogen, blijkt van niet. Het uitgangspunt van de studie is de lagere kapitaal – en operatiekosten bij eenvoudige componenten. Bij machines die 100% betrouwbaar³⁶ zijn blijkt het toestel met vaste pitch 10% minder vermogen te genereren dan de variabele bladhoek, wat eenvoudig kan worden gecompenseerd door iets langere bladen te hanteren. Wanneer machines met lagere betrouwbaarheid beschouwd worden, daalt dit nog. Uiteindelijk blijken vaste bladhoek toestellen een lagere kost per eenheid elektriciteit te garanderen dan varianten met variabele bladhoek.

De **gierhoek** (Eng.: Yaw-angle) is de hoek waaronder de hele rotor kan draaien teneinde steeds in de stromingsrichting te staan en dus de energievangst te optimaliseren. Hier kan opnieuw de link naar windenergieturbines worden getrokken. Echter, waar windturbines effectief een draaihoek voorzien, trachten fabrikanten van TEC's meestal te ontwerpen met een minimum aan bewegende onderdelen die een te groot risico op falen vormen. Gieren dient overigens alleen beschouwd te worden bij HATT's, daar VATT's steeds dezelfde richting ten opzichte van de stroming behouden. Bij een aantal TEC's is gieren inherent aan het ontwerp van het verankeringssysteem. Anderzijds wordt dit probleem dikwijls herleid tot een rotor die werkt in twee richtingen, waar wordt gerekend op het feit dat getijdenstromingen min of meer 180°

³⁴ De hoek waaronder de relatieve snelheid van de stroming het blad raakt. De relatieve stroomsnelheid heeft niet de grootte en richting van de stroming in het stromingsveld gezien het blad roteert in de stroming.

³⁵ De stallingshoek is de hoek die de overgang aanduidt waar het beschreven effect zich voordoet.

³⁶ Betrouwbaarheid slaat in deze context op het niet falen van het toestel.

gedraaid zijn in eb en vloed³⁷. Het ontbreken van een giermechanisme kan op meerdere manieren worden opgelost. Bij de turbines van MCT worden de bladen hiervoor over 180° om hun as gedraaid [58]. Andere fabrikanten zien heil in het gebruik van dubbelwerkende bladen door hun vormgeving. Een venturi-buis, zoals bij Lunar Energy, kan tevens verbetering brengen bij niet 180° georiënteerde stroming. De laatste verbetert de captatie onder verschillende hoeken aanzienlijk [60].

Het design van de **bladen** en het aantal heeft een directe invloed op het vermogen dat onttrokken kan worden. Door de vorm van de doorsnede van het blad aan te passen kan gespeeld worden met de lift en sleepcoëfficiënt, ook de koorde van het blad kan worden geoptimaliseerd. Deze parameters staan in lineair verband met de krachten die werken op de bladen en dus met het vermogen die een turbine kan leveren. De keuze voor 2, 3 of meer bladen heeft echter dikwijls meer uitstaan met praktische redenen en faalkans dan met het vermogen. Zo kiest MCT voor een 2-bladige rotor ten koste van de grotere efficiëntie, meer gebalanceerde krachtswerking en verminderde vermoeiing die gepaard gaan met een 3-bladige rotor [58]. De 2-bladige rotor heeft immers het voordeel het onderhoud sneller te doen verlopen en dus de beschikbaarheid³⁸ te verhogen. Bovendien is het aantal complexe onderdelen (cf. mechanisme voor variabele aanvalshoek) kleiner en is het geheel lichter en goedkoper.

Om **cavitatie** te vermijden is het nodig de tipsnelheid te limiteren. Bijgevolg zullen voor grotere diameters de rotatiesnelheden moeten afnemen. Een turbine kan dus niet eindeloos herschaald worden zonder performantie verliezen. Voor rotoren die nabij het vrij oppervlak opereren bedraagt de cavitatiesnelheid 7m/s. Deze stijgt bij grotere dieptes. Bij hoge stroomsnelheden is dus eveneens een lage TSR vereist.

4.4 HATT versus VATT

De keuze voor een horizontale of verticale as turbine is een technologische kwestie waar ook in de windenergiesector lange tijd over gegaan is. De overheersende neiging van de industrie te opteren voor HATT is dan ook vaak gebaseerd op de conclusies getrokken uit de windturbine-industrie. Bij windenergie is inderdaad gebleken dat HATT's te prefereren vallen over

³⁷ Een aanname die vooral opgaat in kanaalsecties en passen.

³⁸ Periode waarin de turbine beschikbaar is zonder falen en onderhoud.

VATT's [61], althans voor commerciële doeleinden³⁹. Doch de specifieke voorwaarden voor windenergie zijn niet altijd die voor getijdenenergie en aldus kunnen de conclusies niet zonder meer worden overgenomen [59]. Een aantal afwegingen op een rijtje gezet:

- Lagere stroomsnelheden bij TEC's dan bij windmolens: centrifugale spanningen op de bladen van een VATT zijn veel lager wat een geheel ander bladdesign toelaat.
- Een VATT bevindt zich bij windenergie op grote schaal steevast in de onderste, tragere stroomlagen. Bij getijdenstroming is dit niet het geval.
- Relatief voordeel ten opzichte van cavitatie bij lagere TSR voor de VATT. Dit komt nog nadrukkelijker naar voor bij waterstroming.
- VATT geen nood aan gierhoek: minder complex en minder risico voor falen.
- Door de rechthoekige sectie zou het ook mogelijk zijn VATT's in ondiepe wateren te installeren, waar HATT's minder aanwezig zijn.
- HATT's hebben over het algemeen een grotere efficiëntie dan VATT's.

4.5 Toelichting bij de generator

Iedere TEC beschikt over een generator waarvan het doel is de mechanische energie opgewekt door de stroming om te zetten in elektrische energie. Een al te uitgebreide bespreking van de verschillende types generatoren zou ons te ver leiden en is voer voor menig elektrotechnicus. Toch worden hier enige begrippen die vaak voorkomen in hun context geplaatst. Eveneens wordt getracht een aantal algemene overwegingen te maken met betrekking tot de uiteindelijke evaluatie van een specifieke TEC. De vorm van de elektrische output zal immers invloed hebben op de te installeren infrastructuur bij een TEC park.

Het huidige elektriciteitsnet in Europa bestaat uit **3-fasige wisselstroom met frequentie 50Hz**. Dit betekent dat de er een faseverschil van 20 ms is tussen de verschillende fasen. 3-fasige wisselstroom levert een meer constant potentiaalverschil dan 2 of 1-fase stroom. De meeste TEC's leveren dan ook stroom met 50 Hz frequentie en 3-fasen dat meteen op het net kan worden aangesloten.

³⁹ Blijken kostefficiënter, maar brengen wel een grotere kapitaalkost met zich mee, wat het voor kleinschalige projecten minder gunstig maakt.

Synchrone generators [62] creëren door het draaien van de rotor⁴⁰ een magnetisch veld wat een stroom veroorzaakt in de stator⁴¹. Het toerental van de rotor is gelijk met de frequentie van de statorstroom, wat dus meestal de netfrequentie van 50Hz is. Het aantal polen van de stator bepaalt in dit geval de rotatiesnelheid van de rotor.

Asynchrone generators of inductiegenerators [62] genereren een rotorveld door inductie vanuit de stator. Er ontstaat slechts spanningopbouw wanneer het toerental van de rotor en de netfrequentie ongelijk zijn (asynchroon). Immers anders is het magnetisch veld gelijk en wordt geen elektriciteit gegenereerd. Het rotortoerental is hoger dan deze bij een synchrone generator.

De **transmissie** naar de rotor van de generator kan op verschillende manieren gebeuren. Ofwel wordt een tandwielkast geïntegreerd die de rotatiesnelheid van de turbine moet versnellen tot rotatiesnelheden aan de rotor opdat een frequentie van 50Hz zou kunnen bereikt worden, ofwel wordt de rotatiesnelheid van de turbine rechtstreeks overgebracht naar de rotor van de generator. Het laatste wordt 'direct drive' genoemd en wint aan populariteit bij windmolens. De rotatiesnelheid bij TEC's is echter vrij laag en noodzaakt dus het gebruik van een groot aantal magneten (meer polen) in de stator. De afmetingen van de generator is dan ook meteen het grootste probleem van deze techniek. Anderzijds wordt in [63] geargumenteed voor een 'direct drive' systeem bij TEC's, op basis van de lagere kost en de hogere zekerheid. Verscheidene studies wijzen op het groot falingsrisico van een schakelkast die voor 30 tot 39% van de haperingen in de windindustrie verantwoordelijk zijn. Direct drive bevat immers minder mechanische componenten, wat onder water geen overbodige luxe is. Bovendien werkt de direct drive over een wijd spectrum aan snelheden en is dus goed aangepast aan technologieën met variabele snelheid.

Tenslotte kunnen generatoren nog verschillen in het gebruik van een **permanente magneet als rotor of elektromagneten**. De laatsten hebben als nadeel dat ze DC vereisen om hen gemagnetiseerd te houden. De kabels hiervoor betekenen een extra dynamische afdichting die moet worden verzekerd onder water. Permanente magneten vermijden dit euvel maar leiden dan weer tot de kritiek snel gedemagnetiseerd te geraken. Ze zijn dan ook minder gebruikelijk in de windenergiesector [64].

⁴⁰ Het niet stationair deel van de elektrische generator.

⁴¹ Het stationair deel van de elektrische generator, kan 2, 4, 6, 8, en meer polen hebben.

Conclusie: hoewel synchrone generatoren duurder zijn dan asynchrone is een 'direct drive' synchrone generator met lage snelheid en permanente magneet het meest belovende generatortype [65].

4.6 Modellerings technieken [53][54][66]

Wat betreft ontwerp gaat analogie met windenergie zeker op, doch er zijn een aantal fundamentele verschillen typisch voor stromingsturbinen in water die verder onderzoek vereisen [67], zoals daar zijn het Reynolds getal⁴², karakteristieken met betrekking tot stallen en cavitatie. Hierbij kan wel gebruik gemaakt worden van de kennis van mariene propellers. Doch hydrodynamisch onderzoek is geboden. Voor initieel onderzoek gaat men vaak uit van modellen die de processen mathematisch beschrijven. Een kort overzicht van de meest gebruikte methodes volgt. Doch een volledige bespreking is niet het doel van deze scriptie.

De eenvoudigste modelleringsvorm is de **Blade Element Momentum methode (BEM)**, oorspronkelijk ontwikkeld voor vliegtuigpropellers. Deze techniek wordt gebruikt om aerodynamische belasting te voorspellen, het ontwerp van de wiken te toetsen en het vermogen van de turbine te begroten. De BEM methode onderstelt [68]:

- Een axiaalsymmetrisch stromingsveld
- Radiaal onafhankelijke⁴³, ringvormige stromingstubes die door het rotorvlak passeren.
- De kracht door de bladen op de stroming is gelijk verdeeld over de ringen⁴⁴.
- Momentum flux en lokale kracht op de bladen in evenwicht. (Steady State)

De BEM stelt het momentumevenwicht over een elementair bladdeel. Door deze gelijk te stellen met de aangrijpende lift- en sleepkrachten kan het krachterevenwicht bepaald worden, waaruit het vermogen volgt. Een uitwerking van deze theorie kan men vinden in appendix C.

Verscheidene aanpassingen aan de BEM werden reeds gedaan ten einde een realistischer resultaat te verkrijgen. Zo wordt in [69] een methode uitgewerkt waarbij rekening gehouden wordt met de tipverliezen. Golf- en getijdenvariaties worden verwerkt binnen de BEM theorie, dus de positie van ieder blad moet gekend zijn om relatieve snelheid te bepalen [70]. Dit geeft

⁴² Hoewel dit ook voor windenergie geldt, gelden andere grootteordes voor marine stroming en treden dus andere problemen op. De analogie met windenergie kan dus niet zonder meer gemaakt worden.

⁴³ Er treedt geen onderlinge stroming op tussen de ringen van verschillende stroombuizen.

⁴⁴ Impliciet wordt dus een oneindig aantal bladen verondersteld.

een realistischer beeld en kan gebruikt worden bij de vermoeiingsanalyse. De theoretische bespreking hiervan valt echter buiten het bestek van dit werk.

Een tweede zeer frequent toegepaste techniek is de methode van de **actuator disk** [68]. Een aantal fenomenen typisch voor getijdenenergievangst kunnen niet correct door de BEM methode worden geanalyseerd:

- Stroming met vrij oppervlak impliceert een grotere stroming door de rotor dan voorspeld met de BEM methode.
- Het dynamische effect van een turbine veroorzaakt veranderingen in de stroming voor de rotoren.

Om deze effecten in te schatten is een analyse van het stromingsveld nodig. De actuator disk methode onderstelt de rotor een als een oneindig dunne schijf waarop een geïnduceerde snelheid werkt langsheen de rotoras. Ze lost de continuïteitsvergelijkingen en de Navier-Stokesvergelijkingen op. Het stromingsveld wordt numeriek opgelost.

Voor **VATT's** worden gelijkaardige modellen gebruikt [54], doch specifieke aanpassingen moeten gebeuren. De meest gebruikte theorieën worden kort opgesomt:

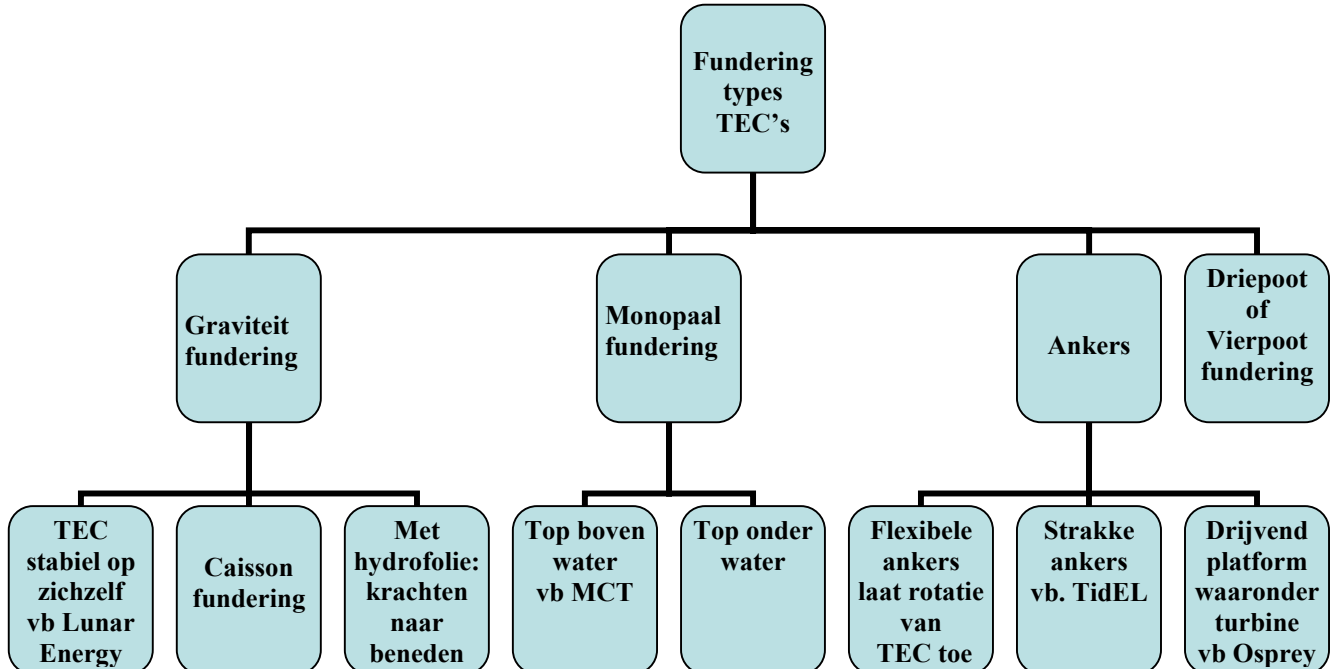
- Momentum modellen: met enkele stroombuis, meervoudige stroombuizen (de rotor wordt verdeeld in verschillende parallelle stroombuizen) en dubbel-meervoudige stroombuizen (meervoudige stroombuizen die bovendien nog eens worden opgesplitst voor en na de turbine)
- Vortex modellen: mogelijke stromingsmodellen gebaseerd op de berekening van stromingssnelheden rond de turbine ten gevolge van wervelingen in het zog van de bladen.
- Cascade modellen: model gebaseerd op werking van turbomachines. De snelheid in het zog en de vrije stroom worden gerelateerd middels de Bernouilli-vergelijking. De geïnduceerde snelheid wordt bepaald met een semi-empirische vergelijking.

4.7 Toelichting bij de funderingssystemen

Ook voor de funderingen wordt vaak naar de windmolenindustrie gekeken. Hoewel er heel wat gelijkenissen (zoals het mariene klimaat, de bodem) zijn, treden ook wel een aantal essentiële verschillen op:

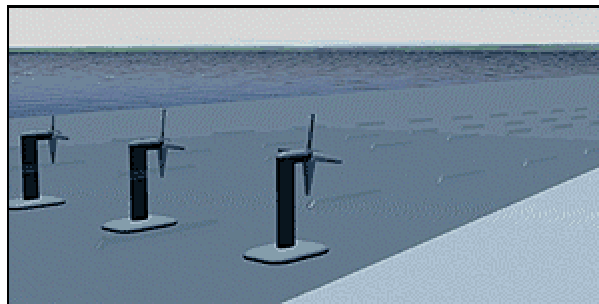
- De grote hoogte waarop windturbines zich bevinden zorgt voor een grote verticale kracht, maar geeft ook aanleiding tot serieuze momenten op de fundering en/of kan eventueel knikverschijnselen in de paalfundering teweeg brengen indien deze in staal uitgevoerd is. TEC's zullen veeleer horizontale krachten en momenten op hun funderingen uitgevoerd zien, gezien zij de stromingen van het water moeten trotseren.
- De aansluiting tussen fundering en turbine voor windmolens gebeurt boven water, terwijl dit voor de TEC's onder water plaatsvindt.

In onderstaande figuur worden de verschillende funderingstypes voorgesteld [71]. In wat volgt zullen deze funderingstypes dieper besproken worden.



4.7.1 Graviteitsfunderingen [72-74]

Een graviteitsfundering bestaat in het klassiek geval uit een zware betonnen blok of caisson dat op de zeebodem staat en waarop de turbine direct gemonteerd wordt. Dit biedt als voordeel dat de trekspanningen tussen de zeebodem en de fundering vermeden worden, gezien er geen componenten in de bodem zitten. Door voldoende eigengewicht te voorzien stabiliseert de structuur en is ze bestand tegen de kantelmomenten door de stromingen. Bij deze vorm van funderingen moet men bijzonder letten op uitschuring en erosie van de bodem.



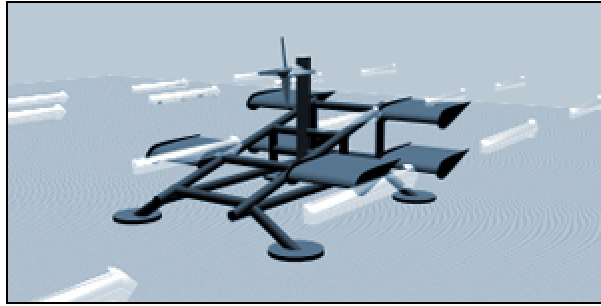
Figuur 4-7 : voorbeeld van een graviteitsfundering bij een HATT [75]

Naast het klassieke type kan men 2 types van graviteitsfunderingen die speciaal zijn voor TEC's onderscheiden. Een eerste type betreft het uitvoeren van de fundering en de turbine in één geheel, met andere woorden de TEC op zich bezit een danig gewicht dat ze ook als fundering dient. De turbine van Lunar Energy⁴⁵ kan hiervoor als voorbeeld dienen. Hier wordt voorzien dat de turbine van zijn draagstructuur kan losgemaakt worden indien men onderhoudswerken wil uitvoeren. Eigenlijk kunnen we hier dus van een stalen graviteitsfundering spreken.

Een ander speciaal geval betreft een TEC met speciaal ontwikkelde armen van het toestel. Deze armen hebben de vorm van een vleugel en worden aangeduid met de naam hydrofoils⁴⁶. De vorm van de armen zorgt ervoor dat de stroming extra verticale krachten op de TEC induceert, zodat het toestel minder gewicht dient te bezitten om stabiel te blijven. Speciale aandacht dient te gaan naar het evenwicht in periodes van kalmere stromingen, hoewel dan ook de kantelmomenten kleiner zijn.

⁴⁵ Zie hoofdstuk 5

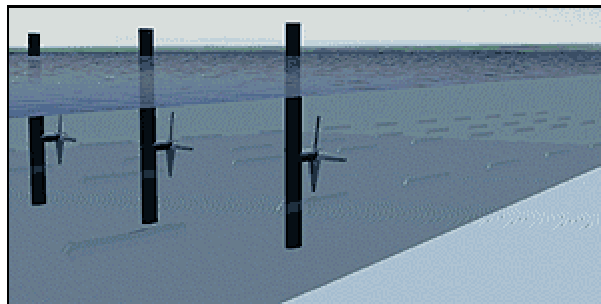
⁴⁶ Niet te verwarren met de oscillerende hydrofoils die elektriciteitsopwekking nastreven



Figuur 4-8 : voorbeeld van hydrofoils die naar beneden werkende kracht induceren [75]

4.7.2 Monopaalfunderingen [72-74]

Voor windenergieturbines zijn monopaalfunderingen veruit de meest gebruikte funderingen gezien ze tot een diepte van 35m het economisch voordeligste funderingstype zijn en bovendien een eenvoudige installatie toelaten. De monopaalfundering bestaat uit een stalen buis die in de bodem wordt geheid of getrild, afhankelijk van het soort bodem. De installatie en assemblage van de paal gebeurt op zee met behulp van een hefplatform.

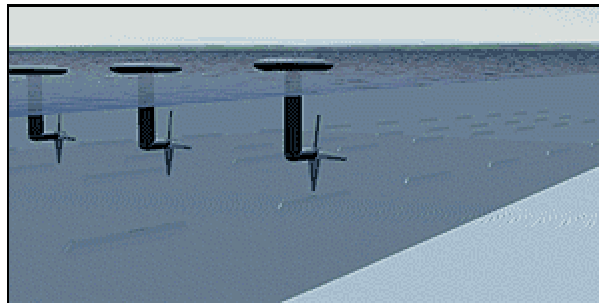


Figuur 4-9 : voorbeeld van een monopaalfundering [75]

Men kan een railsysteem op de paal voorzien om de turbine boven water te halen voor onderhoud (principe MCT, zie hf. 5). Nadeel van het uitsteken van de paal boven water is wel dat de paal moet kunnen weerstaan aan de golfwerking aan het wateroppervlak. Een mogelijk alternatief is om de monopaal niet uit het water te laten komen en de turbine er bovenop te monteren. Het onderhoud kan dan eventueel gebeuren via een telescopisch systeem (idee Swanturbines), waarbij de paal kan uitgeschoven worden tot boven het wateroppervlak. Hier blijkt de afdichting en de kostprijs van het telescopisch systeem een beperkende factor. Een laatste mogelijkheid is om de turbine loskoppelbaar te maken en ze zoals bij een graviteitsfundering voor onderhoud naar land te transporteren.

4.7.3 Ankers [72-74]

Bij grotere dieptes kan het aanwenden van een monopaalfundering of graviteitsfundering leiden tot enorme materiaalkosten, waardoor het gunstig wordt om ankersystemen te beschouwen. Ook bij minder grote dieptes kan het een manier zijn om de kosten te drukken. De toestellen worden verankerd via meerdere kabels en ankers met de zeebodem. De verankeringstypes hangen af van de aanwezige bodemsoorten. De meest frequent gebruikte ankertypes in de offshore technologie zijn dode gewichtankers en ingebedde ankers. De grootste bezorgdheid zijn de dynamische effecten te wijten aan vortexstromingen en golfbeweging, die kunnen resulteren in slijtage en breuk.



Figuur 4-10 : voorbeeld van een ankerfundering (in dit geval een drijvend platform) [75]

Er bestaan 3 grote deelgroepen waarin men de ankerfunderingen kan onderverdelen:

Flexibele verankeringen verankeren het toestel aan de zeebodem, maar laten een aanzienlijke vrijheid van beweging van het toestel toe. Dit laat het toestel toe om te draaien als de getijdenstroom verandert met het getijde. Het nadeel is dat de kabels kunnen knappen onder schokbelasting bij plots wisselende stroming.

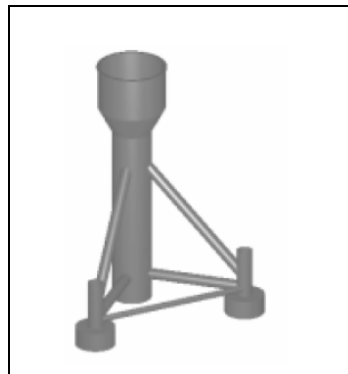
Stijve verankeringen induceren een constantere spanning in de kabels door het toestel volledig op zijn plaats te houden en slechts een minimale speling toelaten.

Drijvende platformen laten toe dat meerdere turbines onderaan een platform gemonteerd worden, die kan meebewegingen met het zeeniveau. Dit kan handig zijn om niet te veel trekspanningen van de kabels in de ophangpunten van het toestel te induceren

Indien men kijkt naar de huidige TEC's gebaseerd op ankerfunderingen vinden we 2 systemen terug. Voor een VATT vindt men in de praktijk stijve verankeringen terug terwijl het toestel vlottend op het water drijft. Door de werking van de VATT's is het immers niet noodzakelijk dat de turbine flexibel kan veranderen met de getijdenstroming, zodat men logischerwijze voor stijve verankeringen opteert, daar de kans op knapbelasting afneemt. Voor een HATT vindt men in de praktijk flexibele verankeringen terug, zodat de turbine onder water met de stroming kan meebewegen. Dit vermijdt de nood aan gier- of variabele bladhoekmechanismen. Uiteraard kunnen de andere 2 combinaties ook voorkomen, maar gezien de werking van de toestellen is het niet logisch deze in de praktijk toe te passen.

4.7.4 Drie- of vierpoot structuren [72]

In dit eerder nieuw type van fundering gebruikt men aanvullend aan de monopaal 3 of 4 zijvoeten waarop de structuur steunt. Men kan deze uitvoeren met zuigvoeten of ze in de zeebodem vernagelen. Deze zuigvoeten zijn open langs onder en door het verwijderen van water uit de holte zuigen zij zichzelf in de zeebodem door het drukverschil dat ontstaat. Omdat ze niet zo diep in de grond gaan als palen, is het belangrijk erosiewerking te controleren. Het feit dat er voldoende waterdiepte moet zijn om het drukverschil te garanderen en de ontoelaatbaarheid bij rotsbodems hebben het gebruik van dit soort structuren tot nu toe verhinderd.



Figuur 4-11 : driepootfundering met zuigvoeten [72]

Marine Current Turbines is tijdens de ontwikkeling van de SeaGen plots afgeweken van de traditionele monopaaalfundering en ondersteund de monopaal nu met 4 vernagelde zijpoten die de stabiliteit verbeteren. Deze zullen tot 9m in de zeebodem ingeboord worden. (figuur zie hf. 5) Het is de eerste maal dat dit type fundering gebruikt werd.

4.7.5 Eigenschappen van de verschillende funderingstypes [73]

	Graviteitsfundering	Monopaal tot boven water	Monopaal onder water	Monopaal onder water met telescopische geleiding	Anker: VATT, strak	Anker: HATT, flexibel	Drie- of vierpoot
Eigenschappen							
Lage kostprijs	+	+	+	-	+	+	-
Zelfrichtend	+ ⁴⁷	-	-	-	NVT	+	-
Geen visuele impact	+	-	+	+	-	+ ⁴⁸	+
Geen golfinteractie	+	-	+	+ ⁴⁹	-	+	+
Klein risico aanvaren	+	-	+	+	-	+	+
Mogelijk diep water	+	-	-	-	+	+	+
Onderhoud ter plaatse mogelijk	-	+	-	+	+	+	-
Eenvoud structuur	-	+	+	-	+	+	-
Elektronische componenten boven water	-	+	-	-	+	-	-
Geen extra plaatsaanduidingen nodig	-	+	-	-	+	-	-
Onderhoud vereist ter land slepen TEC	+	-	+	-	-	-	+
Grote belastingen op ondergrond	+	-	-	-	-	-	-
Erosiegevoelig	+	+	+	+	-	-	+
Geleidingsmechanisme nodig	-	+	-	+	-	-	-
Corrosie in de splashzone	-	+	-	+	+	-	-
Risico op knakken kabels	-	-	-	-	+	+	-
Werkt enkel in diep water	-	-	-	-	-	-	+
Moeilijker toepasbaar bij rotsbodems	-	+	+	+	-	-	+

Tabel 4-1 : eigenschappen van de verschillende funderingstypes

⁴⁷ Indien voorzien van venturi-buis

⁴⁸ dit type HATT wordt onder water verondersteld, hoewel dit niet strikt noodzakelijk is.

⁴⁹ Tenzij in periodes van onderhoud

Commercieel aanbod

Aan de basis van onderhavig hoofdstuk ligt een bevraging van de industrie naar technische (rendement, ontwerp, ...) en economische (kostprijs, commerciële prospecties, ...) eigenschappen van de TEC-realisaties. Dit resulteerde niet altijd tot het verkrijgen van de gevraagde informatie, maar leidde toch tot een aantal interessante meningen van experts ter zake. Gezien de markt nog in zijn jeugd jaren vertoeft leeft de schrik om al te veel concurrentiegevoelige informatie vrij te geven. Desalniettemin wordt getracht enkele toestellen voor het onderzoek naar voren te schuiven uit de verkregen reacties, aangevuld met publieke testresultaten, ontwerpbeschrijvingen en de resultaten van een gelijkaardig onderzoek in de VSA [76].

In tabel 5-1 wordt een overzicht gegeven van de bevroegde fabrikanten en hun toestellen. De lijst kan als vrij afbakenend voor de markt worden beschouwd. Waar voldoende informatie beschikbaar was om het onderzoek mee verder te zetten wordt een technische fiche gepresenteerd. Tevens zijn een bespreking van de technologische stand van zaken, enkele specifieke ontwerpmaatregelen tegen falen en de onderhoudsvoorzieningen gegeven. In appendix C zijn de vermogenscurves per toestel opgenomen, alsook een korte beschrijving van de toestellen waarop niet verder wordt ingegaan. Tenslotte volgt een evaluatie die besluit met een kleine selectie van toestellen waarop deze scriptie voortbouwt.

Legende:

HA	:	Horizontale as turbine
HA*	:	HA + Venturi buizen
HA**	:	HA + Buitenring met inwendig enkelvoudige draaiende schijf
VA	:	Verticale as turbine
HF	:	Hydrofoil
ALT	:	Alternatief systeem
FS	:	Fixeersysteem
CA	:	Confidentiality Agreement

	Naam product	type	Producent	reactie	Opmerking
1	Seaflow/Seagen	HA	Marine Current Turbines (www.seageneration.co.uk) (www.marineturbines.com)	JA	"Sounds more dream than reality in Belgium"
2	Blue Concept	HA	Hammerfest Strøm (www.e-tidevannsenergi.com)	NEE	Geen activiteit meer te zien sinds 2002
3	Rotech Tidal Turbine	HA	Lunar Energy (www.lunarenergy.co.uk)	NEE	
4	TidEL	HA	SMD Hydrovision (www.smd.co.uk)	JA	
5	SRTT	HA	ScotRenewables (www.scotrenewables.com)	NEE	
6	Underwater Electric Kite	HA	UEK Systems (www.uekus.com)	NEE	
7	THG	HA	THG Tidal (www.thglimited.com)	NEE	
8	Tidal Stream Turbine	HA	J.A. Consult (www.tidalstream.co.uk)	JA	Goede info maar niet geïnteresseerd in CA
9	Various turbines	HA	Verdant Power (www.verdantpower.com)	JA	Geen reactie meer na voorstel CA
10	Tocado Tidal Current Turbine	HA	Teamwork Technology (www.tocado.com)	NEE	
11	Roce Rocks turbine	HA	Clean Current (www.cleancurrent.com)	JA	Te gevoelige info
12	Voith-Siemens	HA	Voith Siemens Hydro (www.more-powerful-solutions.com)	NEE	
13	Rochester Venturi	HA*	RVCo Ltd, Gentec (www.hydroventuri.com)	NEE	
14	Open Center Turbine	HA**	Open hydro (www.openhydro.com)	JA	Te gevoelige info
15	EvoPod	HA	Overberg ltd. (www.oceanflowenergy.com)	NEE	

16	Tidevanndkraft	HA	Statkraft (www.statkraft.com)	NEE	
17	Swanturbine	HA	University of Wales Swansea (www.swanturbines.co.uk)	NEE	
18	Kobold Turbine	VA	Kobold Turbine (www.pontediarchimede.com)	JA	Altijd te contacteren voor verdere info
19	HXE	VA	Hydrohelix Energies (www.hydrohelix..fr)	NEE	
20	Gorlov Turbine	VA	GCK Technology (www.gcktech.com)	NEE	
21	Stream Turbine	VA	Seapower (www.seapower.se)	NEE	
22	Davis Turbine, Tidal Fence	VA	Blue Energy (www.bluenergy.com)	NEE	
23	Waverotor	VA	Ecofys (www.ecofys.nl)	JA	Te gevoelige info + "Google on it"
24	Tidal Stream Generator	VA	Edinburgh University (www.research-innovation.ed.ac.uk)	NEE	
25	Polo	VA	Edinburgh University (www.research-innovation.ed.ac.uk)	NEE	
26	Osprey	VA	FreeFlow69 (www.freeflow69.com)	JA	Heel goede info maar erg kleine turbine
27	Tidal Sails	ALT	Tidal Sails (www.tidalsails.com)	NEE	
28	VIVACE	ALT	Hydro Energy (www.vortexhydroenergy.com)	NEE	
29	Hydrogen	ALT	Hydrogen (www.hydro-gen.fr)	NEE	
30	Seasnail	FS	RGUniversity & AREG (www.rgu.ac.uk/cree)	NEE	
31	Pulse Generation	HF	Pulse Generation (www.pulsegeneration.com)	NEE	
32	Stingray	HF	The Engineering Business (www.engb.com)	NEE	Uit de markt gestapt

Tabel 5-1 Overzicht van bevraagde TEC fabrikanten

5.1 Marine Current Turbines – The seaflow/seagen series

5.1.1 Omschrijving [58][77]

	Seaflow (getest in 2003)	Seagen (installatie 2008)
Algemeen		
Plaats	1,1km van Foreland Point,dichtbij Lynmouth, North Devon	Strangford Narrows, Noord-Ierland
Bathymetrie	15m bij LWS op 2m van de bodem, 2m van wateroppervlak	Tussen 20 en 30m
Voorziene levensduur	Ontmanteld zomer 2006	5 jaar testen
Totaal systeemefficiëntie	37% design maar circa 45% bereikt	45% design
Rotor		
Asrichting	Horizontaal	Horizontaal
Rotordiameter⁵⁰	11m	16m
Draaisysteem	Rotor vast maar bladen 180° draaibaar zodat in eb en vloed kan gewerkt worden	Idem Seaflow
Aantal rotors	1	2
Aantal bladen⁵¹	2	2*2
Nominaal vermogen	300kW bij 2,5 a 3 m/s	2*600kW=1,2MW bij 3m/s
Cut-in snelheid	0,7m/s	0,7m/s
Monopaalfundering		
Lengte paal	52m	55m
Lengte boven bodem	34m, dus 18m in zeebodem ⁵²	40,7m
Diameter paal	2,1m	3,5m onder – 3m boven
Gewicht	80 ton	151 ton
Aanpassing SeaGen	Monopaal nu ondersteund door 4 steunvoeten, die elk 9m in de zeebodem gepind zijn.	
Transmissie+ generatie		
Ratio versnellingsbox generator toerental	57:1	69.9:1
Aansluiting/kabel	1000 rotaties per minuut	1000 rpm
η versnellingsbox	5kVA verbruik,niet net-geconnecteerd	11kV geconnecteerd 50Hz
η generator	94% op nominaal vermogen	
Krachtensysteem	96% op nominaal vermogen	
	Variabele snelheid, variabele voltage en variabele frequentie	
Onderhoud		
	Er bestaat een hefmechanisme om het volledige systeem omhoog te brengen indien men onderhoud wil uitvoeren. Dit gebeurt m.b.v. 2 hydraulische rams ⁵³ van 2*280mm aan een snelheid van 0,38m/min	

Tabel 5-2 Technische fiche Marine Current Turbines

⁵⁰ De rotordiameter is in het geval van beide projecten gekozen in functie van de bathymetrie van de gekozen site. De afmetingen zijn te kiezen naargelang de eigenschappen van de site. Dit heeft uiteraard impact op het geleverd vermogen van een toestel.

⁵¹ Bladen zijn uit composietmateriaal.

⁵² Tijdens de werken was het nodig een 'Spigot' onder de paal te installeren omdat de fundering anders te zwak was.

⁵³ Een cyclische waterpomp aangedreven door waterkracht

5.1.2 Technologische stand van zaken [78][79]

De technologie achter de ontwikkeling van MCT vindt zijn oorsprong in het werk uitgevoerd in de jaren '90 door zijn voormalige moederonderneming IT Power in samenwerking met Scottish Nuclear en het UK National Engineering Laboratory. Een kort overzicht van de ontwikkeling:

- Tussen 1993 en 1995: de groep ontwikkelt succesvol een van de eerste TEC's ter wereld, met een diameter van 3,5m en een rotorcapaciteit van 15kW te Loch Linnhe in Schotland. MCT begint daarna met het zoeken en perfectioneren van een systeem op grotere schaal. Economische analyse wijst immers uit dat een offshore hernieuwbaar systeem 1 MW of meer in nominaal vermogen moet bezitten om economisch rendabel te zijn. Dit omdat de relatief hoge kosten gerelateerd aan offshore constructies en hun vereiste robuustheid hoge positieve kasstromen noodzakelijk maken.
- 2003: MCT installeert het tweede prototype met als naam *SeaFlow*. Het is 's werelds eerste pilootproject voor de exploitatie van mariene stromingen op commercieel vlak. Het onderzoek omtrent dit project startte reeds in 1998, gesteund door de Europese Commissie in het raamwerk van het niet-nucleaire energieprogramma Joule III.
- Nog tijdens de installatie en testprocedure gaat MCT van start met het ontwerp en fondsenwerving voor een opvolger die de economische drempel van 1MW moet halen. Deze realiseren ze in de vorm van de SeaGen die 1,2MW genereert. In een recent persartikel [80] wordt toegelicht dat de installatie plaatsvindt eind maart 2008 in Strangford Lough te Noord-Ierland⁵⁴. [81]

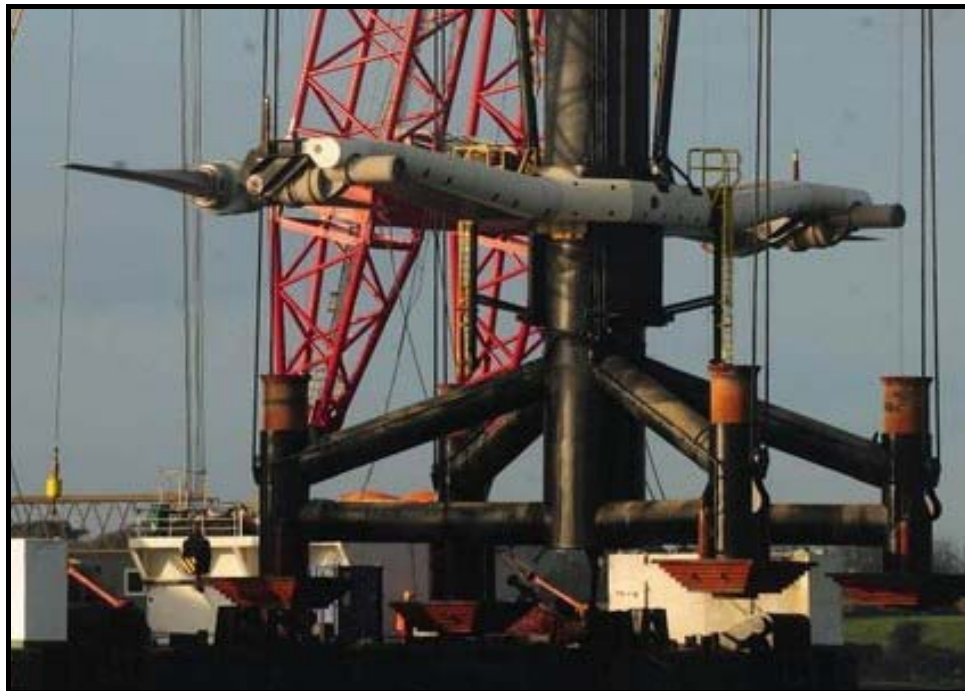


Figuur 5-1 : De SeaFlow in onderhoudsstand [82]

⁵⁴ Oorspronkelijk was de installatie augustus 2007 gepland, maar omdat de hefplatform (jack-up) niet beschikbaar was diende de installatie uitgesteld te worden. MCT besliste daarop de vijzelkraan te vervangen door een groter duwstel met kraan (crane barge) van het Belgisch bedrijf Scaldis.

Het concept van de SeaGen verschilt in wezen niet zoveel in dat van de SeaFlow qua componenten. Er werden enkel kleine verbeteringen aangebracht met betrekking tot de materiaalsoort en de afdichtingen voor het zeewater. Een wezenlijke verandering is echter dat er nu 2 rotors zijn en dat er dus een ander draagtoestel dient gebruikt te worden. Dit dient zo elegant mogelijk te zijn opdat het liftstelsel het draagtoestel nog steeds uit het water zou kunnen hijsen voor onderhoud. In de toekomst wil MCT dit draagtoestel verder ontwikkelen zodat er tot 6 rotoren op 1 monopaal kunnen geïnstalleerd worden, wat de kosten sterk zou doen dalen. Het probleem zit hem dan in de stijfheid en het gewicht van dit systeem draagtoestel-turbines dat de prijs en complexiteit zal doen toenemen. Een andere belangrijke beslissing was de afwijking van het pure monopaalsysteem door hun monopaal te ondersteunen door 4 zijsteunen, een zogenaamde quadripod. Deze zijsteunen zullen door Fugro Seacore Ltd. tot 9m in de zeebodem geboord worden.

Marine Current Turbines Ltd. verzilverde in korte termijn 3 belangrijke contacten voor het plaatsen van de SeaGen turbines. Een eerste luik betreft contracten in Canada, waar de firma aan de Oostkust een contract heeft met de Maritime Tidal Energy Corporation om turbines te plaatsen in de Baai van Fundy in Nova Scotia. Het is nog niet duidelijk om hoeveel turbines het hier gaat. Aan de Westkust van Canada heeft MCT een samenwerkingsakkoord getekend met de BC Tidal Energy Corporation om tegen 2009 minstens drie 1,2MW turbines te plaatsen in de Campbell River te Vancouver. [83]



Figuur 5-2 : installatie van de SeaGen turbine in maart 2008 [84]

Dichter bij de thuisbasis is de firma ondertussen studies aan het invoeren voor de inplanting van 7 turbines in een snelstromende doorgang van 25m breed naar de open zee, gekend als The Skerries. Deze plek ligt vlak bij het eiland Anglesey in Wales en zou goed zijn voor 10,5 MW aan geïnstalleerd vermogen. Het project zou geplaatst te worden tussen 2011 en 2012. [85]

5.1.3 Resultaten

De SeaFlow turbine overleefde een volledige winter, inclusief enkele stormen en bleef goed werken. De installatie werd uitgevoerd zonder het gebruik van duikers, enkel met het gebruik van een hefplatform. Er werden verschillende tests uitgevoerd, waarvan 2 gedetailleerde tijdens springtijcycli in de zomer van 2003. Oorspronkelijk was er een snelheidsmeter gefixeerd aan de ring van de turbine, maar deze gaf afwijkende resultaten door de aanwezigheid van de ring en de activiteit in de turbine zelf. Daarom maakte men ook gebruik van een ADCP (Acoustic Doppler Current Profiler), gemonteerd op een bootje dat iets opwaarts van de turbine gelegen was. De rotor was iets efficiënter dan voorspeld (45% ipv 37%), maar de stroming aan de turbine was iets minder dan verwacht, zodat het piekvermogen iets minder bedroeg dan de nominale 300 kW.

5.1.4 Faaltoestanden en Onderhoud

Het slechtste scenario voor falen bleek niet voort te komen uit extreme stormcondities maar uit gemiddelde golven die veel regelmatig voorkomen en het systeem op vermoeidheid belasten. [76] MCT voorziet 20 jaar als de nominale werkingstijd van de TEC's, hoewel ze verwachten dat belangrijke items zoals de monopaal een hoge kans hebben om langer te overleven. Daartoe zijn kathodische bescherming en aangepaste corrosievoorzieningen (kleine overdikte van het staal zodat corrosie lichtelijk mag optreden) een noodzakelijk kwaad. Sommige componenten uit het SeaFlow project werden trouwens opnieuw gebruikt in het SeaGen model.

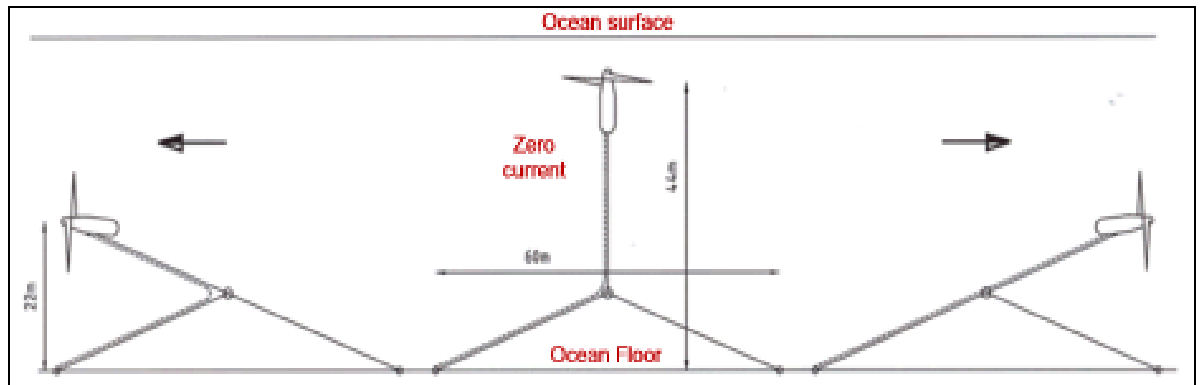
De turbines zijn voorzien van een hydraulisch hefsysteem dat eenvoudig onderhoud toelaat. De paal is voorzien van een ladder, zodat deze met een eenvoudige boot bereikbaar is voor onderhoud. De bedoeling is om niet meer dan 1 maal per jaar inspecties te doen met een groot onderhoud elke 5 jaar (transmissie en rotors vervangen). De jaarlijkse inspectie zal bestaan uit diagnostische tests, wassen van de rotor en herstellen van alle ontdekte fouten. Daarnaast zou er nog een groter tienjaarlijks onderhoud gepland zijn om het liftmechanisme, de bladen en de ring te inspecteren en/of te vervangen. Van de monopaal en de elektriciteitskabel verwacht men dat deze langer zullen overleven dan de nominale levensduur, waarschijnlijk om en bij de 30 jaar.

5.2 SMD Hydrovision – TidEL

5.2.1 Omschrijving

	TidEL (1/10 test in Newcastle, full-scale test in Orkney)
Algemeen	
Plaats	EMEC testsite te Orkney
Bathymetrie	Niet gekend, mag tot grote dieptes gaan door het type fundering
Voorziene levensduur	20 jaar
Totale systeem efficiëntie	Rond 35%
Beschikbaarheid	96,7%
turbinesysteem	
Asrichting	Horizontaal
Rotordiameter	2 maal 18,5m gescheiden door een tussenbalk van 22m
Houdergrootte	2,5m diameter, 8m lang
Richtingsadaptatiesysteem	Vlottend en vastgemaakt aan de zeebodem. De turbines worden in de afwaartse richting van de stroming geduwd. In periodes van luwte staan de turbines verticaal omhoog gericht.
Aantal rotors	2
Aantal bladen	2, vast aan houder (maar houder variabel)
Nominaal vermogen	2*500kW=1MW bij 2,3 m/s
Cut-in snelheid	0,7m/s
Gewicht	70 ton
fundering	
Aantal ankers	2
Aantal kabels	5
Type	Verankerd aan de zeebodem, toestel vlottend
Transmissie	
Systeem	Vergelijkbaar met windmolens (rotor,versnellingsbak en generator)
Power output	3 fase AC 11kV, netfrequentie per eenheid
Onderhoud	
	Het tweede anker bezit een loslaatbare connectie met de funderingskabel die met een afstandsbediening los kan gelaten worden zodat de turbine naar het oppervlak drijft om onderhoudswerken uit te voeren. De turbine kan dan naar het land verscheept worden om de werken in gunstigere omstandigheden uit te voeren.

Tabel 5-3 Technische fiche SMD HydroVision - TidEL



Figuur 5-3 : richtingsadaptie van de TidEL turbine aan de stromingsrichting [86]

5.2.2 Technologische stand van zaken

SMD Hydrovision, met thuisbasis in Newcastle, is vooral gekend als fabrikant van systeemcomponenten onder meer voor onderwater toepassingen. Hiertoe behoren ook de graaftoestellen voor kabels en pijplijnen. Het New and Renewable Energy Centre (NAREC⁵⁵) assisteerde SMD Hydrovision bij het ontwikkelen van een getijdenstroomgenerator TidEL genaamd, een logisch gevolg van de geografische ligging van beide bedrijven en hun respectievelijk werkterrein. [87] Het toestel werd in eerste instantie gedurende 2 maanden op schaal 1/10 getest in de testtanks van NAREC. In 2005 stelde SMD het ingenieursconsultancybureau Entec aan om het onderzoek van een TidEL volledige schaal 1MW testmodel te leiden op de EMEC testsite te Orkney. [88] Het is de bedoeling tijdens een 12-maandelijke testperiode de omgevingsimpact te minimaliseren en de installatie, de werking en het onderhoud van toekomstige toestellen te optimaliseren. Tot op heden zijn geen resultaten hiervan beschikbaar. Februari 2008 moeten de rapporten van de test beschikbaar zijn voor het BERR teneinde de fondsen te behouden⁵⁶.

⁵⁵ Een zelfonderhoudende maar non-profit organisatie, in Blyth vlakbij Newcastle, gecreëerd voor het verschaffen van de gelegenheid tot het testen en ontwikkelen van diensten in de energiesector.

⁵⁶ Tot op heden is het rapport echter niet terug te vinden op de BERR website



Figuur 5-4 : De TidEL turbine van SMD Hydrovision [89]

5.2.3 Faaltoestanden en onderhoud

Het TidEL-systeem is ontworpen zodat de kabels op alle momenten strak gespannen staan. Dit vermijdt dat de kabels zouden knappen onder een plotse belasting. Tijdens het testen in de tank werden hoge spanningen aangewend om het funderingssysteem te testen. Doordat het systeem op de bodem gemonteerd is en dus tegen extreme weersomstandigheden beschermd is, bestaat er een verminderd risico op falen.

Het systeem is ontwikkeld met een onderhoudsinterval van 2 jaar. Elke 2 jaar zal de eenheid tijdens getijdenstilte verwisseld worden door een reserve eenheid, waarna er op land onderhoudswerken uitgevoerd worden. De bedoeling is dat er ten alle tijde 4 reserve eenheden aanwezig zijn en dat de eenheden systematisch vervangen en onderhouden worden. Het vervangen en aan land brengen van 1 eenheid zou 3 dagen in beslag nemen, terwijl het onderhoud zelf per turbine ongeveer een week zou duren. Voor een 100MW park betekent dit dat bij een continu proces van onderhoud elke turbine ongeveer om de 2 jaar onderhoud zal ondergaan. Dit zou een globale reductie van beschikbaarheid van het park van 0,5% betekenen. Het is ook de bedoeling om het onderhoud van het systeem dieper te bestuderen bij het testen van het 1MW model.

5.3 Open Hydro – Open-Centre Turbine

5.3.1 Omschrijving

Open-Centre Turbine™	
Algemeen	
Plaats	Getest op schaal 1:5 door US Navy en tegenwoordig schaal 2:5 test op de EMEC site te Orkney, Schotland
Bathymetrie	Geen minimum of maximumdiepte
Voorziene levensduur	Niet vermeld
Totale systeemefficiëntie	52% volgens EPRI ⁵⁷
Rotor	
Asrichting	Horizontaal
Rotordiameter	15m
Draaisysteem	Turbine in de richting van de dominante stroming. Enkel binnenring draait. Buitenring is vast. Er is een holte in het midden, waardoor dieren die in de rotor dreigen te geraken kunnen ontsnappen.
Aantal rotors	1
Aantal bladen	De binnenring draait rond en bestaat uit één geheel. De turbine heeft dus geen bladen, maar wel schuine schoepen die de turbine doen draaien door hun vorm.
Nominaal vermogen	1520 kW bij 2,57 m/s. Turbine moet niet stilgelegd worden bij te hoge snelheden, gezien er geen versnellingskast aanwezig is.
Cut-in snelheid	0,7 m/s
Monopaalfundering	
Type	Dubbele monopaal fundering waartussen de turbine opgehangen is. Andere types van fundering mogelijk.
Transmissie + generatie	
Type generator	Meerpolige permanente magneetrijem generator, geen nood aan versnellingskast + geen nood aan afsluitingen.
Aansluiting/kabel η aandrijvingstrein	Aan land getransformeerd tot 11kV AC, 3 fase, 50-60 Hz Geen versnellingsbak dus normaal 100%, maar enige torsiewrijving door de grote diameter => 95%
η generator	97%
Onderhoud	Onderhoud gebeurt door de turbine langs de dubbele monopaal uit het water te lichten. Vermoedelijk bestaat hiervoor een geleidingsmechanisme, maar er werd geen verdere info over gevonden.

Tabel 5-4 Technische fiche OpenHydro

⁵⁷ Water-to-Wire efficiëntie uitgerekend op basis van de vermogenscurve van Open Hydro over een volledige maancyclus van 29 dagen.

5.3.2 Technologische stand van zaken

De ontwikkeling van de Open-Centre technologie begon in de Verenigde Staten in een klimaat van stijgende gewaarwording van de mondiale nood aan onderzoek en ontwikkeling in hernieuwbare energie. Open Hydro heeft 12 jaar ervaring in het ontwikkelen en testen van de Open-Centre Turbine in mariene omstandigheden.

- De firma wordt gevormd in 2005 na de onderhandeling over de globale rechten van de Open-centre technologie eind 2004. [90] Het bedrijf was origineel gevestigd in Florida, maar beschikt nu ook over een afdeling in Ierland dat de huidige contracten aangaat. Het 3m diameter model (schaal 1:5) werd succesvol getest in de oceaan door de U.S. Navy onder een Cooperative Research and Development Agreement (CRADA).
- In 2006 installeert Open Hydro een 6m diameter (schaal 2:5) testmodel op de EMEC testsite te Orkney in Schotland, waarna het een subsidie van 1,8 miljoen € krijgt van het Scottish Executive's Wave and Tidal Energy Scheme om een tweede grotere versie van de turbine in Orkney te installeren. [91]
- Maart 2007 wordt een contract getekend met Alderney Renewable Energy Ltd. waarbij Open Hydro een rij turbines zal installeren in het gebied van de Kanaaleilanden rond Alderney. Alderney Renewable Energy bezit immers de exclusieve rechten voor de ontginning van getijdenenergie van een groot deel van het gebied waar getijdenenergiewinning mogelijk is. De grootste stromingen komen voor in de gebieden rond de Kanaaleilanden. Het project zou enkele miljoenen € aan investering vergen en de turbines zouden tegen 2008-2009 moeten geplaatst worden. [92]



Figuur 5-5 : Het 6m diameter Open centre schaalmodel dat in eind 2006 te EMEC geïnstalleerd werd [93]

5.3.3 Faaltoestanden en Onderhoud

Het toestel zal volledig ondergedompeld en gefundeerd worden door palen via een stalen plaat graviteitsfundering op de zeebodem. De bescherming wordt geboden door een gepaste schuifweerstand met de zeebodem en een afstand van 5m tot de rand van de turbine om puin of obstakels op de zeebodem te vermijden. Van bovenaf zou de firma graag een afstand van 15m tot het zeeniveau bewaren om wrakhout en de invloed van stormen of zeegolven te vermijden. De buitenring biedt bescherming aan de turbinebladen, biedt plaats voor steunpunten en de riemgenerator en dient bovendien als veiligheidskooi. Het open center van de turbine biedt een passage aan voor het mariene leven of wrakstukken. In vergelijking met andere toestellen zijn deze veiligheidsafstanden vrij groot. De mogelijkheid dat dit toestel in ondiepere wateren kan geplaatst worden valt dus niet uit te sluiten. Qua onderhoud wordt een jaarlijkse inspectie voorzien en een 4 à 5 jaarlijkse grotere controle/vervanging.

5.4 Scotrenewables Marine Power Ltd. – de SRTT

5.4.1 Omschrijving [94]

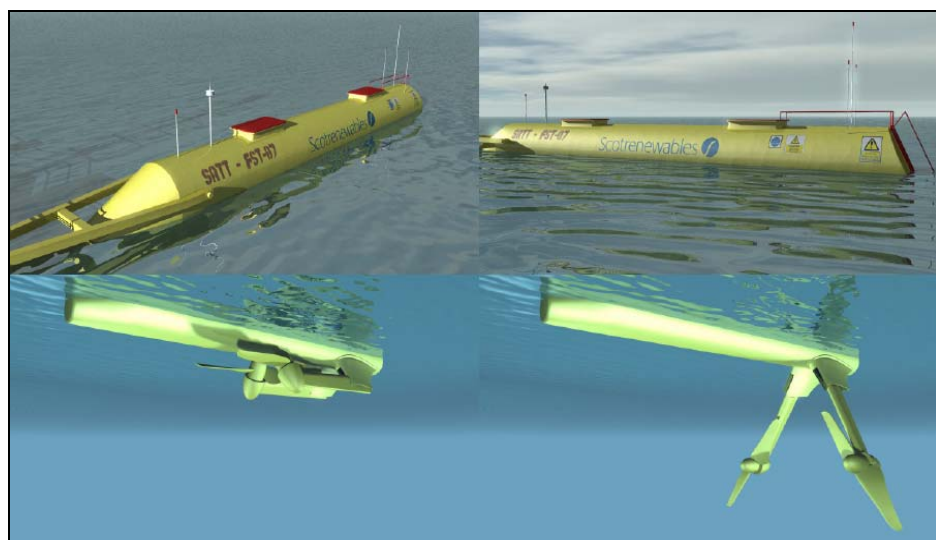
Scotrenewables Tidal Turbine (SRTT)	
Algemeen	
Plaats	Open zee en tanktest van schaal 1/14, 1/16 en 1/7, volledige schaaltest te Orkney voorzien.
Bathymetrie	Meer dan 25m diep
Voorziene levensduur	Niet vermeld
Totale systeemefficiëntie	Doefficiëntie bedraagt 45,6%
Rotor	
Asrichting	Horizontaal
Rotordiameter	12m
Rotortype	Variabele snelheid, vaste stand bladen, rotor kan passief in de richting van de stroming meebewegen voor zover de verankering dit toelaat
Toerental bereik	6.3 - 19.1 rotaties per minuut
Aantal rotors	2
Aantal bladen	2
Nominaal vermogen	1,2 MW bij 3 m/s
Cut-in snelheid	1 m/s
Diepgang	Ontworpen voor het centrum van de rotors op 11m diepte
fundering	
Type	De turbines zijn bevestigd onderaan een vlot van 32m lang dat omhooggaan en bewegen van de turbines moet beperken en dat tevens de transmissiecomponenten bevat. Het vlot is verbonden met een boei die verankerd is.
Aantal kabels	4 maal 130mm dia. polyester/ 120mm dia. kettinglijn (staal)
Transmissie + generatie	
Type generator	2 hydraulisch gedreven inductiegenerators
Aansluiting/kabel	6,6kV omgezet tot 11kV op de testsite te Orkney
η aandrijvingstrein	84% op gerateerde power
Onderhoud	Niet vermeld

Tabel 5-5 Technische fiche SRTT

5.4.2 Technologische stand van zaken

Scotrenewables (Marine Power) Ltd. werd in 2002 opgericht met als enige doel het getijdenturbineconcept tot volledige commercialisatie te brengen. Het concept van de SRTT werd oorspronkelijk ontwikkeld tijdens de doctoraatstudie van Barry Johnston, stichter van het bedrijf, op de Universiteit van Orkney. Het concept van de SRTT werd ontwikkeld door Scotrenewables als volgens hen de beste manier om energie uit de getijdenstromingen te halen, gebaseerd op praktische ontwerpervaring en een grondig begrip van de achterliggende principes. De volgende tabel toont de progressie van de SRTT tot vandaag: [95]

Datum	Locatie	Type	Schaal	Gedane testen
2003	QinetiQ, Haslar, Gosport	Sleeptank	1/16	Initiële systeem- en stabiliteitsanalyse
2005	SSPA, Gothenburg, Zweden	Sleeptank	1/7	Performantie in statische/dynamische condities
2005	Clestrain Sound, Orkney	Zeetest	1/7	Instrumentatie en krachtenbepaling
2006	QinetiQ Haslar, Gosport	sleeptank	1/7	Verificatie performantie, funderingsgewicht en volledige instrumentatieanalyse
2006	QinetiQ Haslar, Gosport	sleeptank	1/14	Dynamische testen in overleefbaarheidsmodus
2006	Clestrain Sound, Orkney (On-going)	Zeetest	1/7	Performantie in een variërende reeks golf/stromingsinteracties
2007	MARIN, Netherlands (To be confirmed)	Oceaan bassin	1/40	Overleefbaarheidsanalyse, bepaling dynamisch antwoord met variërende rotordemping niveaus en golf/stromingen.
2007	DHI/ Norwegian University of Science and Technology (NUST)	Oceaan bassin	1/40	Idem vorige
Eind 2008	EMEC testsite, Orkney	Oceaan test	1/1	Nog niet gekend

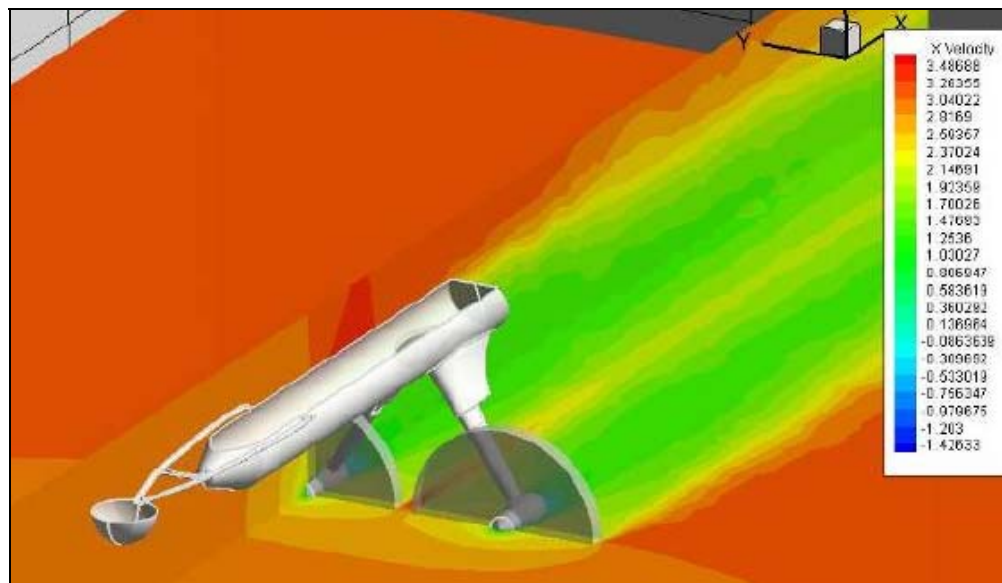


Figuur 5-6 : SRTT transport- (links) en operationele configuratie (rechts) [94]

De laatste fase van SRTT tot commercialisatie werd verwacht te beginnen in de zomer van 2007 en zal 5 miljoen £ aan investering vergen, hoewel de firma bijgestaan wordt door een fonds van 1,8 miljoen £ van de Scottish Executive's Marine Energy Fund. [96] Er wordt verwacht dat de turbine tegen eind 2008 zal geïnstalleerd worden op de EMEC testsite te Orkney.

5.4.3 Faalmechanismen en onderhoud

Het bepalen van de faalmodi is gelijkaardig aan het initiële ontwerp van de technologie in die zin dat de componenten dezelfde zijn. Voor elke component werden alle mogelijke faalmethodes geïdentificeerd, gevolgd door het bestuderen van de mogelijke oorzaak of faalmechanisme, detectiemethode en de gevolgen van het falen. Nadat dit gebeurd was, werd de risicomatrix en de faalmechanismen voor elke component geïdentificeerd om een globaal risico te schatten. De risico's werden zeer grondig uitgewerkt en meer dan bij andere fabrikanten onderzocht. De firma heeft ook een Det Norske Veritas (DNV) Certificaat verkregen dat de haalbaarheid van de 1,2 MW turbine garandeert. Over het onderhoud van de turbine is helaas zeer weinig bekend.



Figuur 5-7 : Stromingssnelheden rond een SRTT (computersimulatie) [94]

5.5 Verdant Power – Free Flow Turbine

5.5.1 Omschrijving

Verdant Power	
Algemeen	
Plaats	Roosevelt Island in de East River, New York
Bathymetrie	9m onder wateroppervlak, rotsbodem
Voorziene levensduur	Door de modulaire structuur kan elke component vervangen worden en heeft het systeem in theorie een onbeperkte levensduur.
Totale systeemefficiëntie beschikbaarheid	37,25 % ⁵⁸ Leverde 77% van de tijd elektriciteit aan het net
Rotor	
Asrichting	Horizontaal
Rotordiameter	5m
richtingsadaptiesysteem	Pyloon heeft draibare ondersteuning, zodat de turbine in de richting van de getijdenstroom gericht staat.
Aantal rotors	1
Toerental	32 rotaties per minuut bij maximale snelheid
Aantal bladen	3, vast
Nominaal vermogen	35,9 kW bij 2,2m/s ⁵⁹ , leverde gemiddeld 14,5kW aan het net
Cut-in snelheid	0,7 m/s
Diepgang	9m onder wateroppervlak
Gewicht	3,6 kg in open lucht
fundering	
Type	Vaste paal met turbine is via een tussenstuk met bouten aan een verstevigde paal verbonden, die in de rotsbodem gedrield en gegrout werd.
Transmissie + generatie	
Type generator	Constante snelheid inductiegenerator, moet niet gesynchroniseerd zijn met het elektrische net.
Aansluiting/kabel η aandrijvingstrein	3 fase verbonden met het elektriciteitsnet 86% efficiëntie
Onderhoud	Door de modulaire structuur kunnen alle onderdelen vervangen worden. Dit kan door het gebruik van duikers of indien het grotere componenten zijn door een ponton met kraan.

Tabel 5-6 Technische Fiche Verdant FreeFlow

⁵⁸ Water-to Wire efficiëntie volgens EPRI-berekeningen

⁵⁹ Andere afmetingen zijn mogelijk waardoor grotere vermogens kunnen bereikt worden

5.5.2 Technologische stand van zaken

Verdant Power werd in maart 2000 opgericht door een gespecialiseerd groep van technici en zakenmensen. Het bedrijf steunt deels op privaat aandeel en deels op fondsen van overheids- of onderzoeksinstituten. Onderstaande tabel bevat de voorafgaande ontwikkelingen van de FreeFlow turbine:

Datum	Locatie	Type	Gedane testen
1983-1986	NY Universiteit	Model bassin	Ontwikkeling en testen van de bladen
1989	Bong Kanaal, Pakistan	kanaaltest	Initiële ontwikkeling
2002-2003	Chesapeake Bay, MD en East River, NY	3m diameter	Derde generatiemodel
2006	East River, NY	5m diameter	Piloottest van 6-units geïntegreerd studiesysteem.
2007	East River, NY	5m diameter	Plaatsen van laatste turbine, en verbinding met het elektriciteitsnet. Energievoorziening voor 2 naburige bedrijven.

Verdant Power zit momenteel in fase 2 van de operatie van het RITE project (Roosevelt Island Tidal Energy). Het deed succesvolle testen in 2002 en verzamelde de nodige licenties voor het plaatsen van een demonstratiepark voor het testen van 6 turbines. Met betrekking tot het verkrijgen van die licenties realiseerde Verdant een ongezien precedent door het voor elkaar krijgen om de noodzakelijke strenge licentie voor hydro energie van het FERC (Federal Energy Regulatory Commission) niet te moeten bezitten⁶⁰. In fase 3, voorzien van 2008 tot 2010 wil Verdant een commerciële schaal turbine ontwikkelen, testen en plaatsen en tevens het park in de East River uitbreiden tot een totale capaciteit van 10MW [97].

⁶⁰ Verdant klaagde aan dat die licentie bedoeld is voor grootschalige stuwdamprojecten en kregen gelijk omdat dit voor hun project niet het geval is. Het voorval staat bekend als de "Verdant Ruling".



Figuur 5-8 : installatie van de Verdant turbine in de East River, New York [98]

5.5.3 Faalmechanismen en onderhoud

Tijdens het testen van turbine 1 en 2 in december 2006 bogen de bladen van turbine 1 door na testen op extreme belastingen. Turbine 2 wekte effectief elektriciteit op en werkte constant van 12 december 2006 tot 21 januari 2007 tot ook zijn bladen doorbogen onder de wisselende belasting. De beide turbines werden vervolgens voorzien van nieuwe en sterkere rotoren. [99] Gezien de lange onderzoeksperiode voorafgegaan aan de uitvoering van de Free Flow turbine zijn de redenen en oorzaken voor falen goed gekend voor elk onderdeel van de turbine.

De turbine heeft een minimale onderhoudscyclus van 2 jaar, terwijl elke 10 jaar structureel onderhoud voorzien wordt. De modulaire structuur van de turbine laat toe vrij snel van onderdelen te wisselen en laat eventueel een oneindige levensduur toe.

5.6 Sea Power International AB – Exim Tidal Power Plant

5.6.1 Omschrijving

Sea Power	
Algemeen	
Plaats	Shetland Islands
Rotor	
Asrichting	Verticaal, savoniustype
Rotordimensies	1m diameter, 3m hoog
richtingsadaptiesysteem	Werkt door middel van torsiekoppel gegenereerd door sleepkrachten.
Aantal rotors	2
Beschikbaar opp	3m*1m*2=6m ² , maar diepere en bredere toestellen mogelijk
Nominaal vermogen	44 kW bij 2,4m/s ⁶¹
Cut-in snelheid	0,7 m/s (maar niet altijd)
Diepgang	3m
fundering	
Type	Met ankers en kabels opgehangen onder een boei dat op het wateroppervlak drijft
Aantal ankers	4
Transmissie + generatie	
Type generator	standaard generator van de firma ABB
Aansluiting/kabel	400V synchroon AC, 3 fase, 50-60 Hz
η aandrijvingstrein	Ongeveer 96 %
η generator	Ongeveer 95 %
Onderhoud	Gezien de kleine grootte van het toestel is onderhoud vrij eenvoudig omdat het toestel op het wateroppervlak drijft.

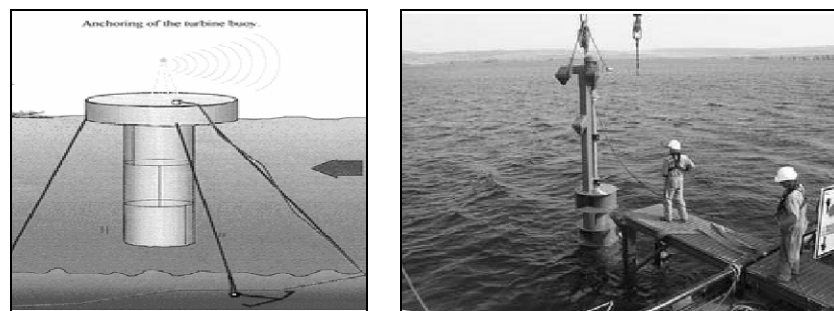
Tabel 5-7 Technische Fiche Seapower

⁶¹ Dit moet gerelativeerd worden want tijdens het testen werd maximaal 4,1 kW gehaald en bij snelheden lager dan 1,5 m/s werd zelfs helemaal geen relevante energieoutput verkregen.

5.6.2 Technologische stand van zaken

Seapower werd zo'n 20 jaar geleden opgericht in Zweden om waardevolle ionen uit het zeewater te winnen. Seapower herstructureerde later door ook onderzoek te doen naar energie-extractie uit golfenergie, en nog later ook uit getijdenenergie. Een eerste doel was om een testserie te doen in de omgeving van de Shetland eilanden in Schotland, waarvoor naderhand een speciaal dochterbedrijf werd opgericht in 2005. Toch werd er al in 2003 testen gedaan op enkele sites, met weinig bevredigende resultaten.

Voor 2005 werden licenties bekomen voor het testen van de turbine op 2 verschillende sites rond de Shetland eilanden. Tot op vandaag is daar nergens resultaat van terug te vinden en bovendien is de website van Seapower opgedoekt.



Figuur 5-9 : Concept van de EXIM turbine (a) en fixeren van de testturbine (b) [76]

5.7 Lunar Energy – Rotech Tidal Turbine (RTT)[60][100]

5.7.1 Omschrijving [60][76][100][101]

	RTT 1000 (Prototype op ware grootte)	RTT 2000 (Prototype op ware grootte)
Algemeen		
Plaats	Orkney (prototype EMEC site)	Onbekend
Dimensies	15m venturibuis en 19,2m lang	32m hoog (25m venturibuis) (Ontworpen voor waterdieptes > 40m), 30m lang
Gewicht	2500 ton ; 150 a 200 ton voor de uitneembare cassette	
Materiaal (gew. in proc. van tot.)	verwerkt staal (10%), beton (45%) en goedkope balast (45%)	
Voorziena periode	testen in 2007/2008	Onbekend
Opmerking	waarschijnlijk zullen dit de eerste commerciële units zijn	economische en praktische haalbaarheid in onderzoek
Rotor		
Asrichting	Horizontaal	Horizontaal
Rotordiameter	11,5m	19,5m
Draaisysteem	NVT ⁶² , Werkt zowel in eb als vloedrichting	
Aantal rotors	1	1
Nominaal vermogen	1MW bij pieksnelheden van EMEC testsite van 4m/s	2MW bij 3.1 m/s
Cut-in	Onbekend	1m/s
Rotorefficiëntie	Onbekend	49% bij pieksnelheid (resultaten op basis van CFD modellering)
fundering		
Type	Graviteitsfundering geplaatst op nivellerende grindzak	
Transmissie + generatie		
Ratio versnellingsbox	Oneindig variabel ⁶³	Oneindig variabel
Generator toerental	1500 rpm ⁶⁴	
Elektrische output	11kV geconnecteerd (AC) 50 à 60Hz, synchroon	
η transmissie	80% (eigenlijk hydraulische transmissie)	
η generator	95%	
Onderhoud	Elke vier jaar verwijderen van de verwijderbare cassette ⁶⁵ . (Deze termijn werd door alle leveranciers van onderdelen ondersteund.)	

Tabel 5-8 Technische Fiche Lunar Energy

⁶² Er is geen draaimechanisme voorzien, noch verstelmogelijkheden voor de bladhoek. Daarom wordt een venturi-buis gebruikt.

⁶³ De transmissie gebeurt via een hydraulisch pompsysteem, dus geen eigenlijke tandwielbox die slechts discrete variaties toelaat.

⁶⁴ Dat dit zowel geldt voor de 1MW generator als de 2MW is niet specifiek aangegeven maar is een evidente assumptie gezien ze beide op 50Hz aan het net leveren.

⁶⁵ Lunar Energy ziet reductie van operatie- en onderhoudskost als de kern van hun strategie. Dit uit zich in een verwijderbare cassette waarin alle beweegbare onderdelen van het toestel zijn ondergebracht (generator, turbine, transmissie, ...). Verder werd het design ook gericht op toepassen van bestaande componenten met een bewezen betrouwbaarheid.

De Rotech Tidal Turbine werkt volgens het principe van een horizontale as turbine. Het systeem beschikt niet over een draaimechanisme. Dat de stromingsrichting hierdoor niet altijd parallel is met de as van de turbine wordt opgevangen door het aanwenden van een venturibuis. Deze heeft als doel de stroom te richten en te concentreren, waardoor een hoger vermogen kan bereikt worden dan zonder venturi. De turbine aangedreven door de getijdenstroom drijft op zijn beurt een hydraulische pomp aan. Het is vervolgens de pomp die de generator aandrijft. Dit systeem van transmissie maakt het mogelijk een enkele statische afsluiting voor alle connecties te gebruiken, die zich aan het mechanisch orgaan bovenop de venturi bevindt. Daar het hele circuit van dynamische onderdelen gecentraliseerd is heeft Lunar Energy gekozen voor een design met een uitneembare cassette.



Figuur 5-10 : De Lunar Energy RTT [100]

5.7.2 Technologische stand van zaken

In 2001 werd in opdracht van Lunar Energy een eerste TEC ontworpen door Rotech Engineering. Sindsdien is de volledige technologische ontwikkeling van de RTT in handen van Rotech Engineering en heeft Lunar Energy de wereldwijde exclusieve rechten om de technologie commercieel te exploiteren.

- Een eerste 1:20 schaalmodel, voorafgegaan door verscheidene CFD modelleringen, wordt in 2003 getest in het Hydrodynamics Centre van de Strathclyde University. Hier wordt voornamelijk het kernconcept van de RTT onderzocht: de venturi-buis. De complexiteit en het risico van extra beweegbare onderdelen die een draaimechanisme met zich meebrengt doet Rotech Engineering ervoor kiezen de getijdenstroom te geleiden naar de

turbine middels een venturi-systeem. Uit de resultaten van de tests blijkt bij dat dit systeem geen vermindering van het vermogen op te treden voor stroming onder 40° à 45° invallend ten opzichte van de horizontale as. Er blijkt zelfs een vermogenstoename bij schuine instroming. Een piek met 23% hoger vermogen (in vergelijking tot het vermogen onder parallelle instroming) treedt op bij instroming onder 25° .⁶⁶ Tot ongeveer $22,4^\circ$ vertoonde de schaalmodel testdata goede correlatie, hierna presteerde het schaalmodel echter beter dan verwacht volgens de CFD modellering.

- De installatie van het eerste prototype op ware schaal, een turbine met piekvermogen van 1MW, was voorzien rond 2006 à 2007 op de testsites van EMEC in Orkney. Zowel bij EMEC als Lunar Energy wordt hierover verder niets vermeld. Het einde van deze tests is voorzien voor 2008.

Plannen voor een eerste commercieel project aan de Welsh coast in het Verenigd Koninkrijk zou elektriciteit moeten voorzien voor 5000 huizen. Indien de impactstudies met betrekking tot het milieu afgerond geraken meent Lunar Energy dit rond 2010/2011 operationeel te kunnen maken. Ook een park met een vermogen van 300MW voor de kust van Zuid-Korea zou tegen 2015 operationeel moeten zijn (de investering hiervan bedraagt 500 miljoen £). In de zomer van 2008 wordt de haalbaarheidsstudie hiervoor afgerond en gevolgd door een eerste pilootfase van 1MW in 2009.

5.7.3 Faaltoestanden en onderhoud

Lunar Energy heeft er in zijn ontwerp naar gestreefd het aantal beweegbare onderdelen te minimaliseren en centraliseren. Bovendien werken ze enkel met bewezen systemen en onderdelen, wat de betrouwbaarheid ten goede komt. Er zijn weliswaar nog geen open zee testen gebeurd die hun ontwerpberekeningen kunnen staven. Hetgeen volgt is dan ook eerder een algemene beschouwing van de voorziene maatregelen tegen falen.

Teneinde de turbine tegen overbelasting te beschermen is in het hydraulisch systeem een **hydraulische rem** ingebouwd. Een mechanische rem voorziet het systeem van een tweede veiligheid in geval van falen van het hydraulisch systeem. Lunar Energy is de mening toegedaan dat giermechanismes en bladhoekverstelling zichzelf een hoog faalrisico vertonen en als dusdanig niet aangewezen zijn.

⁶⁶ Resultaten van tests uitgevoerd door Strathclyde University.

De keuze de **generator** aan te drijven middels een hydraulisch systeem en niet via een directe aandrijving (meteen achter de turbine) vermijdt het meer risicohoudend gebruik van dynamische afdichtingen. De generator bevindt zich zo in een statisch afgesloten cocon op atmosferische druk. Enkel de hoofdas van de turbine, tussen hoofdas en hydraulische pomp, maakt nog gebruik van een dergelijke afsluiting. Dit vormt dan ook een van de grootste risicostukken op falen. Anderzijds dient opgemerkt te worden dat hydraulische transmissie zeer lage efficiëntie vertoont en Lunar Energy hier dus gedeeltelijk inboet ten voordele van zekerheid.

Het **structurele ontwerp** van de RTT was in handen van Atkins die reeds ervaring heeft in de offshore industrie. Op basis van de resultaten van golfmodellering en CFD modellering zijn zowel afglijding, draagcapaciteit en vermoeiing onderzocht en ontworpen met veiligheidsfactoren die de gebruikelijke in offshore constructie overstijgen. Gezien het toestel op de zeebodem geplaatst wordt bestaat en dus de zeespiegel niet doorbreekt zou het toestel minder blootgesteld zijn aan nefaste golfwerking.

De RTT is voorzien van een **controlesysteem**, zoals gebruikelijk in de windenergiesector. De firma Trident verzamelt en analyseert data van verscheidene sensoren op de RTT. Het systeem is TUV⁶⁷ gecertificeerd.

Verder voorziet Lunar Energy in een vierjaarlijkse **onderhoudsbeurt** waarbij de volledige cassette wordt verwijderd. Bij dit onderhoud zouden geen duikers of onderwater voertuigen te pas komen. Verwijderen van de cassette zou tijdens een periode van stilstaand water gebeuren. Het volledige installatieproces zou kunnen worden voltooid in minder dan 24 uur. [102] Er wordt 9m vrije waterhoogte voorzien voor de onderhoudsschepen.

⁶⁷ Afkorting voor Technischer Überwachungsverein, uitgereikt door een onafhankelijke Duitse organisatie dat de veiligheid van allerhande producten garandeert om mens en omgeving tegen fouten te beschermen.

5.8 PonteDiArchimede SpA – Enermar [103][104]

5.8.1 Omschrijving

ENERMAR project (Pilotproject)	
Algemeen	
Plaats	Straat van Messina, 150m uit de kust van Sicilië verwijderd (2m/s verwacht)
Dimensies/ waterdiepte	Platform: 10m diameter, 2,5m hoog en 1,5m ontwerp Turbine: 5m hoog, 6m diameter 18-25m (Messina 20m)
Materiaal	Verwerkt staal en bladen van carbonvezels
Voorziene periode	2001-? (levensduur van 20 jaar)
Rotor	
Asrichting	Verticaal (3 bladig)
Rotordiameter	6m
Draaisysteem	Niet van toepassing ⁶⁸
Aantal rotors	1
Nominaal vermogen	25kW bij 2 m/s (cut-out 3m/s, anders cavitatie)
Cut-in	1 m/s
Rotorefficiëntie	41% (71% van de Betz Limiet)
Totale efficiëntie	25%
fundering	
Type	Drijvend platform Verankering met 4 ankerblokken, 350kN elk en ketting van 70mm
Transmissie + generatie	
Ratio versnellingsbox	1:90
Nominale generator toerental	Niet gekend (4 polig)
Elektrische output	11kV geconnecteerd (AC) 50 à 60Hz, synchron
η transmissie	90%
η generator	91%
Onderhoud	
	4-jaarlijks aanbrengen van bio-fouling bescherming op de bladen
Patenten/Licenties	
	In Italië en de Filippijnse Republiek is er reeds een patent op de Kobold turbine. Voor de landen van de Europese gemeenschap is een patentaanvraag ingediend.

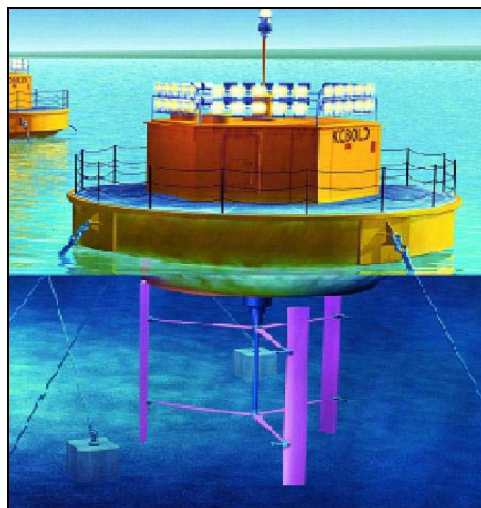
Tabel 5-9 Technische Fiche van de Kobold

⁶⁸ De stroming valt altijd op dezelfde manier in op verticale as turbines.

5.8.2 Technologische stand van zaken

Eind jaren 80 ontstond het idee van een getijdenturbine bij de topman van Ponte di Archimede S.p.A gebaseerd op het voortstuwsysteem van zijn scheepsvloot.

- In de jaren 90 werd een 1^{ste} klein model van de Kobold gebouwd en getest in de watertank van de universiteit van Napels (Departement of Naval Architecture). Toen werd een krachtmoment gegenereerd op basis van sleep.
- De tweede fase bestond uit het ontwikkelen van een numeriek model aan het Department of Aeronautical Engineering van dezelfde universiteit. Dit had als doel het gedrag en het vermogen van de turbine te voorspellen. Tezeldertijd werden windtunneltest uitgevoerd, met een tweede model gebouwd aan eerdergenoemd departement. Ditmaal werd krachtmoment verkregen op basis van lift. Tests met verschillend aantal bladen werden uitgevoerd en de articulatiehoek⁶⁹ werd geoptimaliseerd. Dit toestel had een diameter van 2,2m en bezat 0,8m lange wieken met een koorde van 0,17m. Er werd geëxperimenteerd met 2, 3, 4 en 6 bladen.
- De vele tests leidden tot een eerste prototype van de Kobold turbine op ware grootte, met volgende karakteristieken: 3 bladen, 6m diameter, 5m hoogte en koorde van blad 0,4m.



Figuur 5-11 : de Koboldturbine [104]

⁶⁹ de hoek waaronder de bladen konden draaien t.o.v. de straal van het toestel, dus 0 tot 90°

- In 2001 ging het ENERMAR project van start met als middelpunt de gepatenteerde Kobold turbine. Sindsdien werd continu data ingezameld met betrekking tot het mechanisch gedrag van de turbine (moment en vermogen). Sinds 2005 is de turbine aangesloten op het.
- Rond 2007 is begonnen met een tweede turbine geïnstalleerd in Indonesië, met steun van UNESCO. Het project bestaat uit een 100kW turbine (36m²) met zelfde efficiëntie als het ENERMAR project, eveneens aangesloten op het lokale net. Deel van het onderzoek bij dit project is de invloed op de werkgelegenheid in de lokale gemeenschap. Het onderhoud en de bediening gebeuren dan ook door de lokale bevolking.

5.8.3 Faaltoestand en onderhoud

De turbine is ontwikkeld met een minimum aan bewegende onderdelen onder water. Zo maakt het verticaal as systeem een draaimechanisme overbodig, gezien de draairichting van dergelijke turbine onafhankelijk is van de stroomrichting. Het drijvend platform maakt het bovendien mogelijk het mechanische deel van het toestel bijna volledig boven water te houden. Daar het meestal net de bewegende delen zijn die de grootste risico op falen vertonen is een algemeen minimum aan bewegende onderdelen een goede zaak vanuit structureel ontwerpstandpunt.

Het onderhoud van de turbines kan vrij eenvoudig gebeuren door de drijvende platformen op te halen en onderhoud uit te voeren aan land. Zoals reeds vermeld zal 4-jaarlijks een chemische anti-fouling laag worden aangebracht op de turbinebladen. In de tropische wateren van Indonesië zullen de turbines 3 maandelijks worden gepoetst en onderzocht.

5.9 UEK corporation – Underwater Electric Kite (UEK)[105-107]

5.9.1 Omschrijving

	UEK
Algemeen	
Plaats	Verschillende locaties
Dimensies/ waterdiepte	5,18m hoog, 9,5m breed en 7m lang (visnetten inbegrepen)
Gewicht	3,5 ton
Materiaal	Behalve de bladen, volledig van composietmateriaal en staal.
Rotor	
Asrichting	Horizontaal
Rotordiameter	4m (0,5m asdiameter) 6,2m diameter van stroom beïnvloed door 'augmentor ring'
Draaisysteem	Voorzien middels het verankeringssysteem.
Aantal rotors	1
Nominaal vermogen	400kW bij 3m/s
Cut-in	1,54m/s
Totale efficiëntie	57,1% ⁷⁰
fundering	
Type	Verankering met twee kabels en twee ankerblokken (stroomopwaarts en stroomafwaarts). Een van de kabels verbindt de twee ankerblokken, de andere verbindt het toestel met het midden van de eerste kabel.
Transmissie + Generatie	
Ratio versnellingsbox	Onbekend
Generator toerental	Onbekend
Elektrische output	480V geconnecteerd (AC) 60Hz synchron, na inversie (toestel levert DC)
η transmissie	95%
η generator	95%
Onderhoud	
	2-jaarlijkse beurt voor wisselstukken met een maximum duur van 2 uur (tijdens stilwater)
Patenten/Licenties	Gepatenteerd, bereidwillig licenties te verschaffen teneinde op geografisch geschikte, met betrekking tot de benodigde doelstellingen, locaties te produceren.

Tabel 5-10 Technische fiche van de UEK

⁷⁰ Dit zou de vermeende algemene efficiëntie zijn, vermoedelijk is hier nog geen rekening met de maximale haalbare limiet in een stroming. De werkelijke efficiëntie kan dan worden geschat door te vermenigvuldigen met de Betz – limiet.

De UEK is een horizontaal as toestel met venturi-buis. De venturi is geoptimaliseerd door een uitlopende pen, de 'augmentor ring'. Deze stuwt het water radiaal naar buiten wat achter de turbine een lage-druk-zone creëert en zo de door het venturi-systeem reeds verhoogde stuwning nog verbetert.

5.9.2 Technologische stand van zaken

- Reeds in 1980 begon UEK corporation met het onderzoek naar TEC's. Een eerste toestel van 1,2m diameter werd in '85 in de Chesapeake Bay geïnstalleerd.
- Vanaf '86 tot '88 is een model van 0,9m diameter geïnstalleerd op een catamaran uitvoerig getest teneinde de afmetingen en efficiency van de 'augmentor ring' te optimaliseren.
- Uiteindelijk werd in 1995 een 2,4m diameter TEC voor de eerste maal succesvol getest. Dit model vormt sedertdien de basis voor het commercieel model. Sinds '95 is een 3m diameter toestel geïntroduceerd, met enkele en dubbele rotor.
- In 2000 zijn de eerste grootschalige testen hierop uitgevoerd in Ontario (OPG), gedurende 36 dagen. De structuur en transmissie bleken goed bestand tegen de hevige belasting van stenen die met de stroming werden meegesleurd.

Een aantal projecten zijn lopende sedert 2005. Een park van 25 units, met een totaal vermogen van 10MW werd geïnstalleerd in Delaware in de monding van de Indian River (getijdenrivier)⁷¹.



Figuur 5-12 : De UEK turbine [108]

⁷¹ In 2006 was dit project in de preliminaire beslissingsfase.

5.10 GCK – Gorlov Helical Turbine (GHT) [105][109][110]

5.10.1 Omschrijving

De Gorlov Helical Turbine is een turbine met verticale as, waarvan de bladen onder een hoek van 67° zijn geïnstalleerd.

GHT	
Algemeen	
Plaats	
Dimensies/ waterdiepte	1m diameter, 2,5m lang, koorde van het blad 14cm
Gewicht	91kg (enkel voor de turbine)
Materiaal	Aluminium extrusiebladen
Rotor	
Asrichting	Verticale as (3 bladen)
Rotordiameter	1m
Draaisysteem	Niet van toepassing ⁷²
Aantal rotors	1
Rated output	1,5kW bij 1,5m/s 180kW bij 7,72m/s
Cut-in	0,5 m/s
Totale efficiëntie	Rondom 33% (meeste tests wijzen op 35%)
fundering	
Type	Bodemfundering of suspensie aan drijvende vlotter
Transmissie + generatie	
Ratio versnellingsbox	Onbekend
Toerental generator	onbekend
Elektrische output	110 volt, net geconnecteerd, 60Hz, AC
η transmissie	100%
η generator	85%
Onderhoud	
	2-jaarlijks aanbrengen van coating, 5-jaarlijks onderhoud van de generator en draagstructuur.

Tabel 5-11 Technische Fiche van de GHT

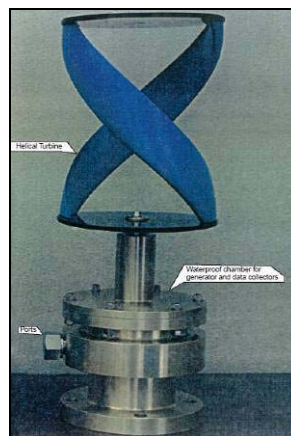
⁷² Zoals reeds eerder vermeld is dit niet van toepassing bij VATT's

5.10.2 Technologische stand van zaken

De Gorlov turbine is in 1994 ontworpen door prof. A.M.Gorlov. Eerst gebaseerd op de Darrieus-turbine werd het concept geoptimaliseerd door het toepassen van geïnclineerde bladen. Hierdoor kon een efficiëntie in de buurt van 30% worden bereikt, waar de Darrieus-rotor zich beperkt tot een efficiëntie rondom 20%. De turbine kan horizontaal of verticaal toegepast worden, met eender welk funderingstype.

Een commercieel project werd ontwikkeld in opdracht van de Koreaanse overheid. In Uldolmok Strait zou een installatie met een vermogen van 90MW worden geïnstalleerd op drijvende pontons. Er werden reeds turbines geleverd aan het Korea Ocean Research and Development Institute (KORI) voor langdurige tests op ware grootte. De verdere status hiervan is onbekend.

Tussen 2001 en 2003 liepen een aantal testprojecten in Maine (VSA) en op de Amazone rivier (Brazilië). Tests aan de universiteit van Michigan in 2004 leverden bovenstaande resultaten op. Commercialisatie wordt verwacht tegen 2010. GCK richt zich voornamelijk op kleinschaligere projecten.



Figuur 5-13 : De gorlovturbine [111]

5.11 HydroGen Technology - HydroGen[112]

5.11.1 Omschrijving

De HydroGen technologie is een peddel turbine zoals bij de typische aloude watermolens. Hiermee vormt deze technologie een buitenbeetje ten aanzien van de typische TEC's.

	HydroGen 10
Algemeen	
Plaats	
Dimensies	2,3m bij 4,5m
Gewicht	Onbekend
Materiaal	Onbekend
Rotor	
Asrichting	Horizontaal (Peddels)
Rotordiameter	Onbekend
Draaisysteem	Vaste Richting
Aantal rotors	1
Nominaal vermogen	10kW
Cut-in	1 m/s
Totale efficiëntie	Ongeveer 20% ⁷³
fundering	
Type	Drijvende catamaran
Transmissie + generatie	
Ratio versnellingsbox	Direct Drive
Toerental generator	Onbekend
Elektrische output	Onbekend
η transmissie	Onbekend
η generator	Onbekend
Onderhoud	
	Onbekend
Patenten/Licenties	
	Gepatenteerd

Tabel 5-12 Technische Fiche HydroGen

⁷³ Volgens verwachtingen na optimalisatie, volgens de firma.

5.11.2 Technologische stand van zaken

Het patent op de technologie werd verkregen in 2004. Het concept van peddels werd gekozen teneinde het grote probleem van vermoeiing bij gewone propellers te vermijden. In 2005-2006 vonden de eerste tests op een geschaald prototype van 10kW (2,3m bij 4,5m) plaats. Na enkele aanpassingen werd een nieuwe test voorzien op een 50kW (10m bij 8m) exemplaar in 2007. Voor 2009 is het eerste model op ware grootte gepland met een vermogen van 1MW.



Figuur 5-14 : De HydroGen turbine met peddel [113]

5.11.3 Faaltoestand en onderhoud

HydroGen meent het economisch risico van TEC's te vermijden door te opteren voor een toestel dat aan het wateroppervlak werkt. Deze techniek vermijdt de hogere structurele kosten die gepaard gaan met onderwaterstructuren. De structuur is ontworpen bestand te zijn tegen de stormen offshore van een aantal voorgestelde kusten. Er wordt echter opgemerkt dat er geen veiligheid geboden is voor meer blootgestelde sites.

5.12 Evaluatie

Een uiteindelijke afweging dient gemaakt om tot een beperkte selectie van toestellen te komen. Hierop zal tenslotte een financiële analyse gebeuren, teneinde een finaal standpunt over de haalbaarheid van getijdenenergie op het BDNZ te kunnen innemen. Dit gegeven is niet eenvoudig, gezien de keuze onder andere afhangt van de kostprijs, de performantie, de cut-in snelheid en de grootte van het toestel. Daarnaast is het ook belangrijk weten hoe ver de ontwikkelaar van het toestel al staat in zijn progressie naar een commercieel type. De best scorende toestellen zullen onze locatiekeuze bepalen door hun afmetingen. Omgekeerd zal de zoektocht naar geschikte sites ook mogelijkerwijze een beperkende factor zijn voor de keuze van een toestel, als de bathymetrie te klein is of als de cut-in snelheid van het toestel nergens gehaald wordt.

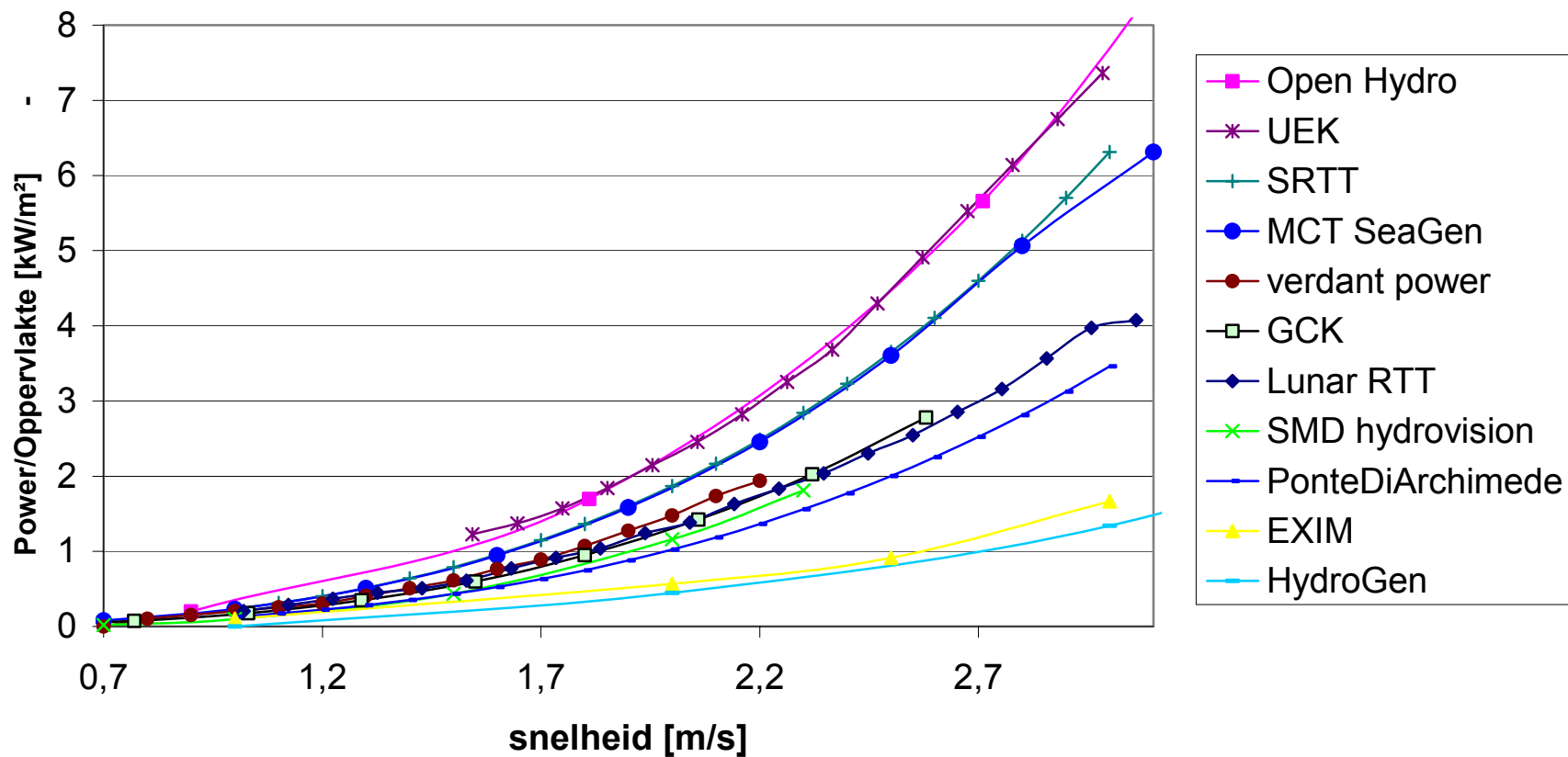
Om enigszins inzicht te krijgen van wat momenteel de beste toestellen op de markt zijn werden een aantal facetten tegen elkaar afgewogen. Er werd een vergelijkende studie uitgevoerd tussen de **performantie, de kostprijs/kW geïnstalleerd vermogen en de stand van de technologie** van de verschillende TEC's.

Van de 11 TEC's waarvan informatie over de power curves beschikbaar was werd de elektriciteitsoutput in verhouding tot zijn nuttige⁷⁴ doorstroomoppervlakte uitgezet in functie van de stromingssnelheid. Eerstgenoemde parameter is nodig om de vergelijking tussen de verschillende TEC's te kunnen maken, aangezien het logisch is dat een groter toestel een grotere productie teweeg brengt. In de legende werden de TEC's in volgorde van performantie voorgesteld. Merk op dat niet altijd dezelfde parameters met elkaar vergeleken konden worden gezien de beperkte informatie⁷⁵, zodat de resultaten met een zekere scepsis bekeken moeten worden. Dit in gedachten houdend springen 4 HATT toestellen met betere performantie naar voren: Open Hydro, UEK, SRTT en MCT. Onder de VATT's, hoewel algemeen een lagere efficiëntie, komt GCK eventueel in aanmerking. Merk op dat dit toestel eerder voor niche-toepassingen is ontwikkeld. Met zijn lage cut-in snelheid en kleine dimensies is deze ideaal in kleinere sites met minder diepgang.

⁷⁴ Merk op dat voor de OpenHydro dus het gat niet werd meegeteld.

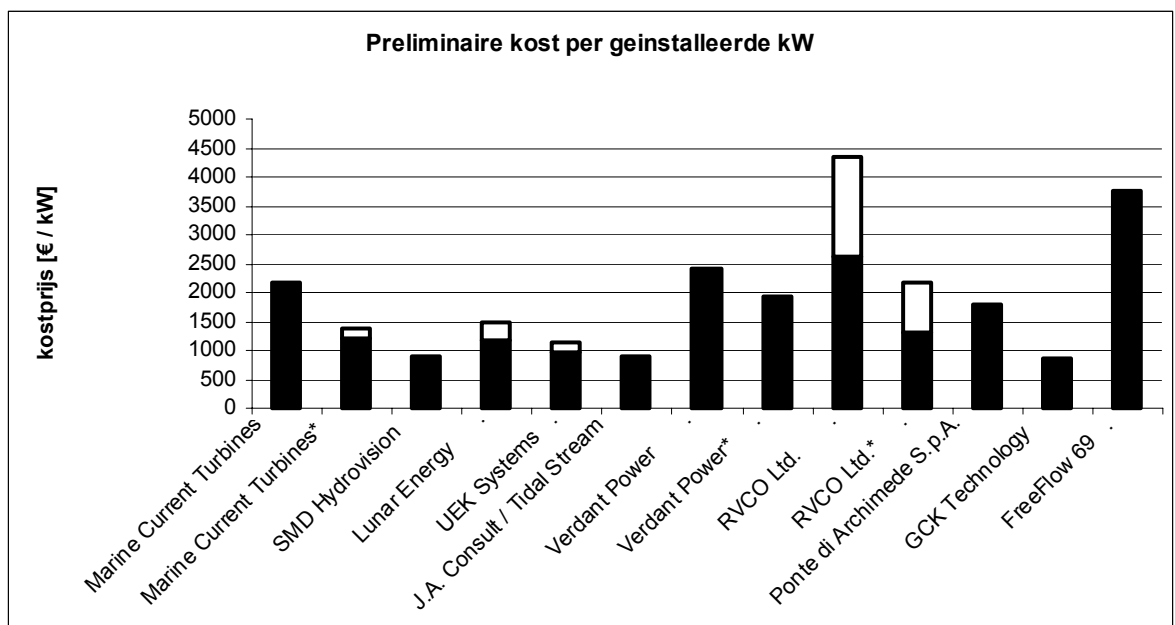
⁷⁵ Voor sommige kleinere toestellen is er geen nominaal vermogen opgegeven, waardoor de curve niet gelimiteerd is naar boven toe. Merk op dat gezien het kleine toepassingsgebied waarvoor ze ontworpen zijn, een maximaal vermogen door technische beperkingen wellicht nooit bereikt wordt.

vergelijking turbineperformantie



Figuur 5-15 : vergelijking turbineperformantie

Om een schatting van de kosten van de verschillende toestellen tegenover elkaar te krijgen werd de kostprijs per geïnstalleerde kW uitgezet. Er dient opgemerkt te worden dat de schattingen van de fabrikanten erg preliminair en mogelijks te optimistisch zijn. (de fabrikanten willen immers graag interesse wekken en hopen om investeerders aan te trekken) Verder zit er ook een zekere spreiding in de waarden omdat sommige firma's⁷⁶ de kostprijs van de ophanging van het toestel niet meerekenen. Indien er een firmanaam 2 maal voorkomt, slaat de tweede keer (met *) op de prospectie van de kosten na het installeren van een aantal MW aan geïnstalleerd vermogen. Er werd een witte balk voorzien als de firma een interval voor de kostprijs aangaf. Verder dient opgemerkt dat de vermelde kostprijzen enkel de kostprijs van de turbine zelf beslaan, en niet de funderingen, bekabeling, Voor de omzettingen van \$ naar € en van £ naar € werden de historische wisselkoersen van het jaar waarin ze werden gepubliceerd geraadpleegd.



Figuur 5-16 : kost per geïnstalleerd vermogen

Het gemiddelde van de minimale kostprijzen van alle toestellen waarvan er beschikbare informatie is bedraagt 1691€/kW, waarbij de goedkoopste toestellen rond de 1000€/kW schommelen en de duurste rond de 2500€/kW, wat toch een aanzienlijke marge is zodat getijdenenergie als een risicomarkt kan bestempeld worden. Gezien de aannames en de grote spreiding is het moeilijk conclusies uit bovenstaande figuur te trekken, hoewel men een aantal technologieën kan uitsluiten door hun overdreven kostprijs. (De grens wordt getrokken bij 2500€/kW)

⁷⁶ Onder andere GCK Technology, wat hun goede score in de tabel mede verklaart.

Tenslotte is het ook belangrijk te weten hoe ver het bedrijf al gevorderd is in het ontwikkelen van zijn TEC. Onderstaande tabel geeft hiervan de informatie weer. De kolom ‘technische informatie’ slaat op het beschikken over voldoende informatie om dit toestel verder uit te werken. (vooral het beschikken over de power curve is hierbij belangrijk)

Fabrikant van TEC	Concept	Medium schaal (1:40 à 1:50)	Grote schaal (1:10 à 1:20)	Ware Grootte Prototype	Farm schaal Prototype	Farm schaal Commercieel	Technische informatie	commerciële prospecties
Marine Current Turbines							•	2008
Hammerfest Strm								
Lunar Energy							•	2008
SMD Hydrovision							•	
ScottRenewables (SRTT)							•	
UEK Systems							•	
J.A. Consult							•	
Verdant Power							•	2008
Clean Current								2009
Open Hydro							•	2008
Ponte di Archimede S.p.A.							•	
Hydrohelix Energies								
GCK Technology							•	
Seapower								
Blue Energy								
Ecofys								
FreeFlow 69								
Tidal Sails								2010
HydroGen								na 2009
Statkraft								
Overberg								2010

Tabel 5-13 : stand van de technologie

Na de volledige vergelijking van de beschikbare systemen blijken de systemen die in de sectie performantie het best scoren toch de interessantste toestellen. Voorlopig stellen we de toestellen van Open Hydro, de SRTT van ScottRenewables⁷⁷, De RITE van Verdant en de Seagen van Marine Current Turbines van de HATT's voor om economisch dieper te onderzoeken. UEK valt weg door zijn te grote cut-in speed⁷⁸. Van de VATT's wordt nog 1 toestel verder bekeken: de Gorlovturbine van GCK Technology.

⁷⁷ Hoewel hiervan geen prijzen gevonden werden

⁷⁸ 1,5 m/s is al een piekwaarde voor het BDNZ, zie vorig hoofdstuk

De stroming vastleggen

Dit hoofdstuk legt de basis voor het bepalen van het stromingspotentieel. Heel wat studies zijn gebeurd om het potentieel aan getijdenenergie in de wereld te begroten. Deze studies vormen een interessant uitgangspunt voor dit hoofdstuk. De totale energetische getijdenstroming die het Noordwest-Europese continentale plat binnen trekt bedraagt 250 GW. 200 GW daarvan zou in de waters rond de Britse eilanden worden gedissipeerd [114]. Teneinde in volgende hoofdstukken een studie naar het Belgisch potentieel te ontwikkelen wordt een inventaris van een aantal datasets opgesteld. Uiteindelijk leveren op basis van een aantal criteria slechts twee datasets de benodigde informatie aan. Tenslotte volgt een bespreking van een aantal principiële elementen bij het schatten van het potentieel: farm en flux methode, en de ‘significant impact factor’.

6.1 Overzicht onderzoeksstudies

Het berekenen van een getal dat de mogelijke energie-extractie uit getijdenstromingen weergeeft gaf reden tot het opstellen van tal van studies en leidde tot talloze discussies. Kennis van de hoeveelheid extraheerbare getijdenenergie is onmisbaar – indien het verwaarloosbaar is zal geen verder onderzoek gedaan worden. Het potentieel op **wereldniveau** werd tot op heden slechts zeer benaderend begroot. Een nauwkeurige bepaling hiervan is vrij moeilijk: ten eerste bestaat de mogelijkheid dat de bestudeerde sites niet onafhankelijk zijn⁷⁹, ook vereist het vrij uitgebreide beschrijvende kennis van de regio’s. Ook een schatting op basis van regionale studies is niet evident, gezien niet van alle potentiële locaties uitvoerige studies beschikbaar zijn. Dit en het feit dat de bestaande studies uitgaan van het potentieel op een aantal *a priori* geselecteerde ‘gunstige’ locaties maakt dat een groot aantal gebieden niet beschouwd worden. De begrootte cijfers zullen dan ook steevast een ondergrens vormen voor het werkelijk potentieel.

Het Joule II programma van de **EU** werd opgericht om een waardig hernieuwbaar alternatief te creëren voor de nucleaire energie. In een van de onderzoeken [115] uitgevoerd door Tecnomare

⁷⁹ Het onttrekken van energie in één zone kan grote invloed hebben op een andere zone.

SpA en IT Power (voorloper van MCT) werden in Europa 106 locaties gevonden met sterke mariene stromingen. Er werd geschat dat deze samen 48 TWh/jaar aan het Europese elektriciteitsnetwerk kunnen leveren. Dit is equivalent met 12500 MW geïnstalleerde capaciteit. Helaas is geen enkele site in het BDNZ gelegen.

Gezien bleek dat het grootste Europese getijdenenergiepotentieel zich rond het Verenigd Koninkrijk bevond werd het consultancybedrijf Black & Veatch door de overheidsinstelling Carbon Trust gevraagd om een beschikbaarheids- en technologisch onderzoek te voeren rond het eiland. In een eerste fase van die studie werd het potentieel van de belangrijkste getijdenstromingssites rond het VK geschat op ongeveer 110 TWh/jaar, terwijl het technisch haalbare potentieel daarvan geschat werd op ongeveer 22 TWh/jaar. Het technisch haalbare potentieel van Europa (zonder het VK) werd geschat op 17TWh/jaar (dus het VK vertegenwoordigd meer dan de helft van het totale vermogen) terwijl het technisch haalbare potentieel van de wereld op 120 TWh/jaar (600 TWh/jaar totaal vermogen) geschat werd. (Op dit laatste getal rust een groot onzekerheidsinterval) Voor de berekeningen werd de 'Flux Methode'⁸⁰ gebruikt. Deze houdt rekening met het feit dat er een bovengrens is aan het extraheerbare vermogen. Dit leidde tot het creëren van de term Significant Impact Factor⁸¹ (SIF). In de eerste fase werd die algemeen op 20% geschat, gebaseerd op werk van de Robert Gordon Universiteit (RGU) [116].

In fase 2 werd het potentieel van het VK opnieuw bekeken: voor de 10 belangrijkste sites (samen goed voor meer dan 80% potentieel) werden er een aantal correcties gedaan op bathymetrie en stroomsnelheden. De SIF van enkele van deze sites werd lager ingeschat omdat extractie te ingrijpende veranderingen zou teweegbrengen en er werden enkele sites geëlimineerd omdat ze elkaar beïnvloedden⁸². Verder werden enkele belangrijke gebieden die in fase 1 vergeten waren (onder meer een aantal gebieden rond de Kanaaleilanden) meegerekend. Dit leidde tot de nieuwe schatting van een technisch extraheerbaar energiepotentieel van ongeveer 18TWh/jaar, met een mogelijke fout van 30% [4]. Dit getal wordt door bijna alle fabrikanten aangehaald als drijfveer. Men stelt dat hiervan 12TWh/jaar [117] economisch haalbaar te ontginnen is, wat zou neerkomen op 3000MW ofwel 3% van de energiebehoeften van het VK.

⁸⁰ Extractiemethode gebaseerd op de inkomende kinetische energieflex langs een doorstromingssectie van een kanaal of bassin. Dit is onafhankelijk van het toesteltype.

⁸¹ Factor die stelt dat slechts een deel van het vermogen mag ontgonnen worden om te grote economische en omgevingsimpact te vermijden. Een SIF van 100% zou alle energie onttrekken en geen stroming na het gebied meer overhouden. Zodoende is dit laatste ongewenst. Meer uitleg volgt later.

⁸² Het uitrekenen van 3 fluxlijnen die ten opzichte van elkaar in een driehoek liggen is een overschatting van het potentieel omdat extractie uit een gebied het andere gebied beïnvloedt.

De methodologie van Black & Veatch volgend rekende het EPRI het getijdenenergiepotentieel voor de Verenigde Staten uit. De beste sites van Alaska, Nova Scottia, New Brunswick en de Golden Gate in San Francisco gaven het hoogste potentieel met respectievelijk 3.62, 2.9, 0.4 en 0.3 TWh/jaar. Hierbij werd gerekend met een SIF van 15%. Alle beschouwde sites van alle staten [118-122] samen zouden het technische potentieel van de VSA op ongeveer 7,5 TWh/jaar brengen, hoewel allicht een groot deel niet economisch extraheerbaar is. (De sites van Alaska zijn bijvoorbeeld moeilijk te verbinden met het elektriciteitsnet).

6.2 Data

Zoals voor alle studies geldt ook voor dit onderzoek dat het staat of valt met de kwaliteit van zijn data. Het verzamelen, toelichten en afwegen op kwaliteit van deze data staat beschreven in wat volgt.

6.2.1 Criteria

De **totstandkoming** van de data kan grondig verschillen tussen verschillende datasets. Zo ook de aannames die aan de oorsprong ervan liggen.

- Getijdengolven vallen perfect te voorspellen. Dit maakt het een uitstekend onderwerp om met computermodellen te bestuderen.
- Metingen geven de meest correcte – want de werkelijke – resultaten voor een bepaalde periode. Ze houden immers rekening met de variatie in stroming door stormen, golfklimaat, ... De meest frequente manier om te meten is door gebruik van ADCP⁸³ meting.
- Fysische modellering biedt een tussenweg tussen numerieke studies en metingen. Ze simuleren de werkelijkheid zodat dure verplaatsingen (per boot) niet noodzakelijk zijn en laten toe om een gedetailleerd stroombeeld te krijgen.

Onderhavig werk is veeleer een verkennende opdracht. Bijgevolg is het opzetten van meetcampagnes, net als fysische modellering, geen optie. Ook het meer verfijnd beeld dat de beschikbare data van andere metingen schetst van de werkelijke omstandigheden⁸⁴ op zee

⁸³ Een Acoustic Doppler Current Profiler meet de stromingssnelheid in de 3 hoofdrichtingen. Het toestel bestaat uit 1 uitzendende en 3 ontvangende transducers. Door het tijdsverschil tussen de 3 ontvangstsignalen kan het snelheidsprofiel bepaald worden.

⁸⁴ Weersinvloeden, stormsurgés, golfinteractie, ...

kunnen in deze fase geen meerwaarde bieden in het licht van de grote onzekerheden van het hele onderzoek. Laat het duidelijk zijn dat vooral de numerieke modellen de basis van deze studie zullen vormen.

Uit de derdemacht in de vermogensfunctie (zie formule 3-4) blijkt duidelijk dat een voldoende grote **resolutie** van de snelheidscurve dient te worden gezocht. Gezien de periodieke variaties in de **tijd** van die snelheid is het uiteindelijk de tijdstap tussen de momenten waarop deze wordt gegeven die voldoende fijn moet zijn. In [123], die de voorwaarden beschrijft voor testsites, schrijft men 10 minuten voor als tussenstap. [124] nam in zijn studie tijdsintervallen van 30 minuten terwijl men algemeen kan stellen dat 1 uur een absoluut maximum is.

Er valt op te merken dat de datasets onderling sterke verschillen vertonen in **ruimtelijke resolutie**. Een te kleine resolutie – een groter mazennet en dus minder nauwkeurige variatie – kan eventuele interessante sites maskeren. Een site van enkele kilometers met mogelijks interessante stromingen kan in een modellering met grote cellen uitgevlakt worden en mogelijks minder gunstig lijken. Het belang hiervan moet echter niet overdreven worden. Immers valt er weinig nut te halen uit een lokale ‘hotspot’. [123] meent dat de stromingen van de gekozen site representatief moeten zijn in een zone minstens 500m rondom de site.

Hoewel hier in de volgende datasets weinig van bekend is, is ook de **nauwkeurigheid van de snelheid** niet onbelangrijk. Voor testmetingen wordt voorgesteld een snelheidsinterval van +/- 5m/s te nemen met een resolutie van minstens 0.01 m/s [123].

6.2.2 Datasets

Tabel 6-1 geeft een overzicht van een aantal datasets die de getijdenstromingen beschrijven, in de Noordzee of delen ervan. Wegens het niet (onmiddellijk) beschikbaar zijn werden bepaalde sets weerhouden uit de latere berekeningen.

- De **stroomatlas uitgave nr. 25 van het WLB** geeft metingen uit fysische modellering van de Pas van het Zand en de haven van Zeebrugge na voltooiing van de werken in 1985. Er moet rekening worden gehouden met rand – en opstarteffecten door modellering waardoor sommige resultaten niet correct zijn.⁸⁵ Anderzijds heeft deze data een zeer bevredigende resolutie. Het tijdsbereik is eerder klein maar kan met behulp van

⁸⁵ Bij het starten van de vloedgolf komen afwijkingen voor rond de havenmond.

omrekenfactoren tot een volledige getijdencyclus (spring/dood/springtij) worden herleid. Gezien het een modellering betreft zijn er geen invloeden door weersomstandigheden opgenomen.

- De **stroomatlas van 1992** geeft het gemiddelde van de waarnemingen van 7 opeenvolgende getijden. Eerste HW volgt onmiddellijk op het uur van volle of nieuwe maan. Verder werden de invloeden door wind hieruit weerhouden. Het tijdsbereik omvat een hoogwater/laagwater cyclus bij doodtij en springtij. Waarden voor ieder uur zijn genoteerd. De ruimtelijke resolutie is eerder klein⁸⁶.
- De **Admiralty Tidal Stream Atlas** bevat kaarten met een vrij kleine resolutie (uurlijkse data en ruimtelijke verdeling in de orde van kilometers). De kaarten zijn beschikbaar voor verschillende gebieden. Deze die relevant is voor deze studie beschrijft een groot deel van de Noordzee en slechts gedeeltelijk het BDNZ.
- Het **HRCS** (High Resolution Continental Shelf)(CS2O) model [125] is een model van de **POL** (Proudman oceanographic laboratory) en lost de 3-dimensionele onsamendrukbare hydrostatische Boussinesq-vergelijking op in een polair coördinatenstelsel. De verticale coördinaten zijn getransformeerde sigma-coördinaten⁸⁷. Het grid waarin dit wordt opgelost is een Arakawa B grid⁸⁸. Het model beschrijft de volledige Noordzee, Ierse Zee en de wateren rond het VK. Uit dit model zijn een hoop andere modellen gegenereerd zoals het English Channel model (ECM), North East Atlantic Model (NEA), en het Continental Shelf Model (Fijn en Grof grid) (CS3 en CSM).[118]
- De **Optos/Coherens** modellen [126] zijn gebaseerd op het OPTOS modellering systeem die bestaat uit twee regionale modellen (CSM⁸⁹ en NOS) en een lokaal model het BCS⁹⁰. Het CSM model dat het Noordwest-Europese plat omvat vormt de randvoorwaarde voor het NOS model dat op zijn beurt de randvoorwaarden genereert voor het BCS model. Het CSM model is een 2D model aangedreven door de hoogteverschillen aan zijn randen samengesteld uit vier halfdagelijkse en vier dagelijkse constituenten (Q1, O1, P1, K1, N2,

⁸⁶ De data is weinig gedetailleerd. Ze is gebaseerd op een heel beperkt aantal meetpunten.

⁸⁷ Deze splitsen de waterdiepte op in een aantal lagen van dezelfde grootte. Als de diepte groter is zijn de lagen dikker, terwijl voor kleinere dieptes het omgekeerde geldt.

⁸⁸ Zie appendix E voor meer uitleg over de bestaande mazennetten.

⁸⁹ Continental Shelf Model en North Ocean Shelf

⁹⁰ Belgian Continental Shelf

M2, S2, and K2). OPTOS is gebaseerd op de Coherens [127] code. Hierin zit o.a. een hydrodynamische module verwerkt die in cartesische of sferische coördinaten (voor de verticale coördinaten is er de mogelijkheid sigma-coördinaten te kiezen) de momentum vergelijking (Boussinesq-vergelijking), de continuïteitsvergelijking en de vergelijkingen voor temperatuur en saliniteit oplost. De resoluties in tijd en ruimte kunnen worden aangepast naar de behoefte van de gebruiker. Zo komen de resultaten van dit model in verschillende vormen voor in onderstaande tabel, afhankelijk van zijn oorsprong.

De data die te raadplegen valt op de BMM website geeft 'real-time' voorspellingen voor de komende vijf dagen waarbij de invloedsfactoren van het weer worden ingerekend. De data die gebruikt werd in de Marebasse-studie geeft met vrij hoge resolutie de stromingen in het BDNZ weer. Een nog nauwkeuriger beeld wordt daar verkregen door een verfijning van een deel van het BDNZ. De voor dit werk verkregen dataset geeft een wat kleinere resolutie zowel in tijd als in ruimte en houdt geen rekening met invloeden van het weer.

Gezien de preliminaire aard van dit werk is een te uitgebreide dataset geenszins een noodzaak. Anderzijds berust de **uiteindelijke keuze** voornamelijk op de beschikbaarheid van de data. Het onderzoeksdomein van dit werk omvat in de eerste plaats het BDNZ maar verbreedt zich waar nodig tot het Noordzee gebied. Wat betreft de Noordzee kunnen zowel de numerieke datasets POL als OPTOS/Coherens aangewend worden. Ook de Admiralty Tidal Stream Atlas omvat delen van het Noordzee gebied.

Met betrekking tot het BDNZ is het OPTOS/Coherens model ter beschikking als numeriek model en de stroomatlassen van het WLB en de hydrografische dienst. De resultaten van het **OPTOS/Coherens** model zijn te prefereren: in ruimtelijk resolutie overtreffen ze alle andere sets en ook de tijdstap van een half uur is een stuk beter dan de uurlijkse variant. Toch zal ook de stroomatlas die de stroming rond de haven van Zeebrugge beschrijft worden aangewend. In dit randgebied zijn de resultaten van het numeriek model immers vervormd en bovendien sterk uitgemiddeld over een te groot gebied. De kaarten uit het Marebasse project die de maximale stromingen en gemiddelde stromingen weergeven zullen wel worden gebruikt om de in dit werk gegenereerde resultaten te toetsen aan correctheid.

Data	Totstandkoming	Resolutie <ruimtelijk>	Resolutie <tijd>	Bereik <ruimtelijk>	Bereik <tijd>	Inhoud <stromingstype>	Beschikbaarheid
Stroomatlas Uitgave: nr.25 <WLB ⁹¹ >	Fysische modellering	~200m x 200m	1h a 30 min.	Zeebrugge / Pas van het Zand	Periode van getijdengolf <-5h tot 6h t.o.v. HW in Oostende>	Oppervlaktestroming bij extreem springtij. Omrekeningsfactoren naar gemiddeld, spring en dooftij en dieptegemiddeld.	Ja
Stroomatlas 1992 <Hydrografische dienst Oostende>	Metingen vanaf 1960 – 1992	Grootteorde van kilometers	1h	Noordzee Vlaamse Banken <51° tot 51°38' NBen 2°05' tot 3°35' OL>	Periode van getijdengolf <-5h tot 6h t.o.v. HW in Zeebrugge>	-	Ja
Admiralty Tidal Stream Atlas NP 251 <UKHO ⁹² >	Observaties	Grootteorde van kilometers	1h	Zuidelijke Noordzee <50°30' tot 55°10' NB en 0°20' WL tot 4°40'OL >	Periode van getijdengolf <-6h tot 6h t.o.v. HW in Dover>	Oppervlaktestroming	Ja
Admiralty Tidal Stream Atlas NP 233 <UKHO>	Observaties	Grootteorde kilometers	1h	Straat van Dover <50°40,10' tot 51°20,4' NB en 0°50,7' OL tot 1°50,3'OL >	Periode van getijdengolf <-6h tot 6h t.o.v. HW in Dover>	Oppervlaktestroming	Ja

⁹¹ Waterbouwkundig Laboratorium Borgerhout

⁹² United Kingdom Hydrographic Office

CS20 ECM NEA CS3 CSM	Numeriek model	1,8km 1,2km 35km 12km 35km	-	<2°W-13°E;48°N-63°N> <48°26'N-52°00'N,5°40'W-04°39'W> <37°00'N-71°40'N,30°00'W-25°30'E> <48°07'N-62°53'N;11°50'W-12°50'E> <45°40'N-62°20'N,14°30'W-12°30'E>	-	3d stromingsprofiel	Op bestelling
OPTOS/Coherens <BMM⁹³ website>	Numeriek model	-	-	BDNZ	5 dagen	Oppervlakte, gemiddelde of bodemstromingen	Ja
OPTOS/Coherens <Marebasse resultaten BCS>	Numeriek model	-	-	BDNZ	-	-	Neen (niet de voll. set)
OPTOS/Coherens <Marebasse resultaten BCSF>	Numeriek model	-	-	Deel van het BDNZ	-	-	Neen
OPTOS- NOS/Coherens <BMM⁹⁴>	Numeriek model	5' lengte en 2,5' breedte (~5km bij 5km)	30 min	Noordzee Noordzee	2 maart 2004 tot 18 maart 2004	U,V richting van ogenblikkelijke stromingen over 20 σ - lagen	Ja
OPTOS- BDNZ/Coherens <BMM>	Numeriek model	5/7' lengte en 2,5/6' breedte (~812 bij 772m)	30 min	BDNZ	2 maart 2004 tot 18 maart 2004	U,V richting van ogenblikkelijke stromingen over 20 σ - lagen	Ja

Tabel 6-1 Overzicht van de datasets die de Noordzee of delen ervan beschrijven

⁹³ Beheerseenheid van het mathematisch model van de Noordzee

⁹⁴ Verkregen via Dries Van den Eynde van het BMM evenals het volgende model

6.3 Bestaande methodes

In de vroegste studies werd het potentieel voor het winnen van energie uit getijdenstromingen berekend door zich een **park** van toestellen voor te stellen (zoals een windmolenpark). Deze '**Farm**'-methode berekent op basis van de stromingseigenschappen van de site en de eigenschappen van de turbines (aantal, efficiëntie, pakkingdichtheid) de extraheerbare energie:

$$P = \frac{1}{2} \cdot N \cdot \eta \cdot \rho \cdot A_{turb} \cdot v^3 \quad (6-1)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} N = \text{aantal turbines} \\ \eta = \text{efficiëntie turbine} \\ A_{turb} = \text{doorstroomopp turbine} \\ v = \text{stroomsnelheid opwaarts van turbine} \\ \rho = \text{dichtheid zeewater} \end{array} \right.$$

De aannames en nadelen hierbij zijn:

- De stromingseigenschappen veranderen niet mits aangepaste schikking van de turbines. (door een goede keuze van de tussenafstanden) Deze aanname is enkel geldig voor wrijvingsloze, onsamendrukbare stroming met verwaarloosbare arbeid, wrijving en warmteoverdracht. Gezien de grootte van de atmosfeerlaag in vergelijking met de oceaandiepte is deze theorie voor TEC's een stuk minder toepasbaar dan bij windmolenparken.
- De hoeveelheid energie die geëxtraheerd kan worden is enkel afhankelijk van de beschikbare oppervlakte en de eigenschappen van de turbines. In werkelijkheid is de energie ook beperkt door de opwaartse doorstromingssectie van het kanaal waar geen rekening mee gehouden wordt. Dit kan tot overschatting van het potentieel leiden.
- Er is nogal wat onenigheid over welke tussenafstanden juist moeten gehanteerd worden voor het zo minimaal mogelijk beïnvloeden van de stromingen tussen de turbines.

In [116] werd geopperd om een extractiemethode gebaseerd op de inkomende kinetische energieflex langs een doorstromingssectie van een kanaal of bassin in te voeren. Deze **flux methode** is onafhankelijk van de eigenschappen van de toestellen en is daarom minder subjectief dan de vorige methode. Op basis van de maximaal extraheerbare energie in het gebied kan men

dan aan de hand van de toesteleigenschappen het benodigde nominaal vermogen berekenen indien men dit wenst. Belangrijk bij deze methode is het invoeren van de Significant Impact Factor, die een limiet legt op het percentage energie dat mag onttrokken worden. (meer uitleg in §6.4)

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot SIF \quad (6-2)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} A = \textit{kleinste doorstroomoppervlakte gebied} \\ SIF = \textit{Significant Impact Factor} \end{array} \right.$$

De aannames en nadelen bij deze methode zijn:

- De fluxmethode houdt geen rekening met andere energieonttrekkende krachten in het gebied zoals bodemwrijving, toestelwrijving en stromingsverstoringseffecten door turbine of bathymetrie. Al deze effecten worden geacht vervat te zijn in de SIF.
- De SIF is afhankelijk van de site die beschouwd wordt, wat het nodig maakt voor preliminaire studies deze zeer globaal in te schatten. Dit maakt het vaak eerder een vuistregel dan een wetenschappelijk correcte waarde.
- Verkeerdelijk kiezen van de fluxlijnen kan tot dubbeltelling leiden doordat sommige gebieden de eigenschappen van andere gebieden beïnvloeden.

Een meer gesofisticeerd model werd opgesteld door Garrett and Cummins [128] voor een kanaal met variërende dwarsdoorsnede dat 2 grote bassins verbindt, zoals een kanaal tussen een offshore eiland en het vasteland. Blanchfield [129] breidde dit model uit tot **een kanaal dat een baai met de oceaan verbindt**. Het model beschouwt **bodemwrijving**, stromingsverstoringseffecten en stroomversnellingen binnen de dynamische balans. Het gaat uit van de Navier-Stokes en de continuïteitsvergelijkingen. Deze worden in een stelsel van 2 vergelijkingen opgelost, zodat de parameters in de vergelijking voor extraheerbare energie kunnen gestoken worden. De maximum gemiddeld⁹⁵ extraheerbare energie bedraagt in dit model bij benadering:

$$(P_{avg}^*)_{max} = 0,22 \cdot \rho \cdot g \cdot a \cdot Q_0 \quad (6-3)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} a = \textit{amplitude dominante getijdenconstituent} \\ Q_0 = \textit{maximale stroomdebiet ongestoord regime} \\ g = \textit{gravitationele versnelling} \end{array} \right.$$

⁹⁵ Hierbij doelt men op het feit dat men bij de resultaten naar het gemiddelde over een tijcyclus kijkt.

Deze formule lijkt eenvoudiger dan ze is. De vermenigvuldigingswaarde 0,22 hangt immers af van 2 parameters β en λ_0^* . De eerste drukt de geometrie van de baai uit, terwijl de 2^e parameter het gecombineerde effect van bodem- en turbinewrijving uitdrukt. Deze werden opgelost uit bovenvermelde vergelijkingen, die nog tal van invloedsparameters bevatten zoals c (kanaalgeometrie parameter, integratie over de oppervlakte), ω (frequentie van de meest bepalende tijconstituent), h (waterdiepte, afhankelijk van x in integratie), Q^* (dimensieloze stroomsnelheid), ζ_{bay} (verhoging van het waterniveau van de baai, plaatsafhankelijk), De lezer merkt dat dit geen eenvoudige berekening is. Toch kan men bij niet al te kleine waarden van β en λ_0^* bovenstaande vereenvoudigde formule gebruiken, al dienen deze termen uiteraard gecontroleerd bij een effectieve berekening.

Aannames en nadelen bij deze methode:

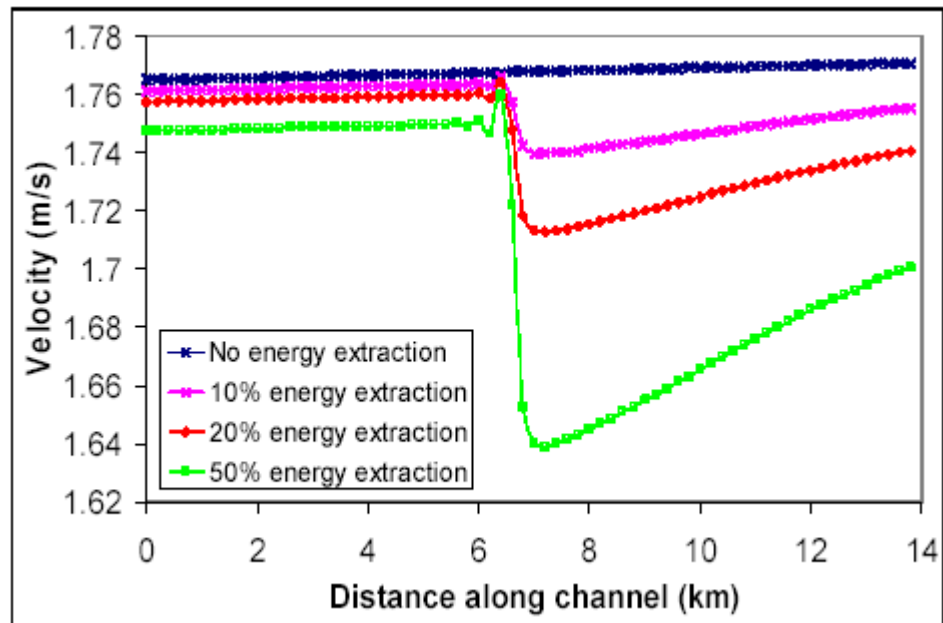
- Viskeuze, onsamendrukbare en Newtoniaanse vloeistof => voorwaarde Navier-Stokes
- De doorstromingssectie van het kanaal en de oppervlakte van de baai worden niet beïnvloed door de tijwerking. Dit is een normale vereenvoudiging, die de vorige modellen zelfs niet vermelden.
- Het getij net buiten de kanaalingang in de open oceaan kan benaderd worden door een eenvoudige sinusoidale golf met amplitude a en frequentie ω . Men neemt de meest bepalende constituent. In werkelijkheid is dit getij de som van een aantal sinusgolven gevormd door de getijconstituenten.
- Bodemwrijving kwadratisch evenredig met de stroomsnelheid.
- De effectieve berekening is tamelijk gesofisticeerd en zal dus de nodige tijd en informatie vergen om exact uit te voeren.
- De berekeningen gelden enkel voor het specifiek geval van een kanaal tussen een baai en een open oceaan. In wezen zijn dit wel meestal de interessantste plaatsen voor getijdenenergiewinning.
- Er rijzen problemen als het besproken kanaal onder meerdere jurisdicties valt. De totale energie kan wel berekend worden, maar niet die van een deelgebied zoals dat van het BDNZ dat in dit werk beoogd wordt.

6.4 SIF

De **Significant Impact Factor** (SIF) is de erkenning en aanduiding van het feit dat het plaatsen van TEC's in een getijdenstroom de eigenschappen van deze bron zal veranderen [130]. Het is het percentage kinetische energie dat men aan een site kan onttrekken zonder dat er een significante negatieve impact nagelaten wordt. Met een impact doelt men hier zowel op een economische als een omgevingsimpact. Een reductie van de stroomsnelheden zal immers niet alleen het rendement van het park van convertoren negatief beïnvloeden, maar kan ook een ingrijpende wijziging op het mariene leven met zich teweegbrengen. Bij dit laatste aspect dient men zich 4 belangrijke vragen te stellen [131]:

- Zal de reductie van de energieflex onaanvaardbare veranderingen aan de natuurlijke omgeving teweeg brengen?
- Zal de getijdentechnologie een bedreigende impact op het mariene leven veroorzaken?
- Zullen er lokaal nefaste stromingseffecten zijn die het mariene leven op de bodem vernietigen?
- Zal het installatieproces onaanvaardbare turbulenties veroorzaken?

Tot op heden kan op geen enkele van deze vragen een duidelijk antwoord gegeven worden. Wel is er al heel wat onderzoek gedaan naar de technische kant van de veranderingen van de stromingseigenschappen. In [131] blijkt dat tot 25% van de energetische flux kan onttrokken worden met slechts 7% stroomsnelheidsreductie. De proeven houden echter geen rekening met het feit dat de getijdenstroming van richting verandert. De RGU wijst op het feit dat de aanvaardbare SIF afhangt van de site die men bekijkt, zodat men geen algemeen getal naar voor kan schuiven [4]. Uit de studies van B&V en de RGU besloot Carbon Trust dat de SIF tussen 10 en 50% gelegen kan zijn. In fase 1 besloot men een SIF van 20% toe te passen, terwijl deze in fase 2 voor sommige sites nog verlaagd werd. EPRI gaat uit van 15% voor al haar bestudeerde locaties [124]. Figuur 6-1 toont de invloed van het percentage energie-extractie op de snelheid in een gebied. Men bemerkt dat vanaf een kritische drempelwaarde (ergens tussen 20 en 50% gelegen) de snelheidsreductie significant te noemen is.



Figuur 6-1 : invloed van extractie op de snelheid in de middelste laag van een artificieel kanaal [132]

De selectieronde

De gekozen datasets uit het vorige hoofdstuk zullen ons nu toelaten geschikte sites voor getijdenpotentieel te onderzoeken. Eerst wordt toelichting verschaft bij de hier gevolgde methodologie: de opgelegde beperkingen en welke criteria daartoe gehanteerd werden. Aan de hand hiervan worden de sites met potentieel uit de zee gevist. Vanuit de optiek van deze scriptie wordt het Belgische Deel van de Noordzee (BDNZ) benadrukt. Vervolgens worden de perspectieven opengetrokken naar de rest van de Noordzee. De beperkte ruimtelijke resolutie van het Noordzee North Ocean Shelf-model (NOS) maakt het echter minder zinvol interessante sites die niet gelegen zijn in het Belgian Continental Shelf-model (BCS) volledig uit te werken. Tot slot wordt geëvalueerd welke sites het interessantst zijn om dieper te onderzoeken.

7.1 Methodologie / Criteria

Het spreekt voor zich dat het vermogen dat technisch en economisch te extraheren valt, slechts kan volgen uit een studie waarin heel wat parameters deelnemen en dus onmogelijk kan worden toegepast op de volledige Noordzee. Dit werk volledig en correct uitvoeren zou maanden, zoniet jaren tijd vergen. Om die reden wordt een schatting gemaakt aan de hand van de belangrijkste parameters. Enerzijds speelt de installatie - efficiëntie van de TEC, dimensies van het park, ... - een belangrijke rol. Maar belangrijker is natuurlijk het aanwezige vermogen, **het aanbod**. Wat nu een site gunstig maakt met betrekking tot de installatie van TEC's is niet eenduidig vast te leggen. Een benadering bestaat erin een aantal heuristische criteria vast te leggen. In de eerste fase van de selectie van interessante sites werd gebruik gemaakt van uitsluitingcriteria. Hierdoor vielen oninteressante sites alvast af.

7.1.1 Heuristiek

Alvorens voorwaarden te formuleren is het bijzonder nuttig de selectiecriteria in andere onderzoeken te beschouwen. Een aantal studies onderzoeken het technisch en economisch extraheerbaar vermogen van een eerder gekozen site. Het lokaliseren van deze site gebeurt meestal op basis van de pieksnelheid. Zo stelt JOULE [115] als criterium een minimum

pieksnelheid van 1,5m/s. De ETSU 93 studie [133] beschouwt zowel de pieksnelheid bij gemiddeld springtij (> dan 2m/s) als de diepte (>20m) als criteria. Ook de studies van Black & Veatch (B&V) [116] zijn gebaseerd op pieksnelheid en diepte⁹⁶.

Voor de selectie van de testsite van het SeaFlow-project werd uitgegaan van een lijst voorwaarden waaraan moest voldaan worden [58]:

- 2-3 m/s maximale pieksnelheid bij springtij (voor economische rotordiameter)
- Uniforme stroming, gedurende lange periodes.
- Maximum diepte 25m (bereikbaarheid met hefplatform).
- Minimum 15m diepte (voldoende ruimte voor rotor).
- Zo dicht mogelijk bij de kust (kabelkost).
- Expositie aan golf en windklimaat vermijden.

Ook andere fabrikanten vermelden 2 à 3 m/s als ideale pieksnelheid of zelfs als gemiddelde snelheid. In een studie uitgevoerd voor British Columbia door Triton Consultants wordt gesteld dat, gezien de huidige en toekomstige bekende technologieën, 2 m/s het kleinste maximum is om een redelijk vermogen te bekomen [134].

[58]en [135] vatten de algemene principes voor de selectie van een ideale site als volgt samen:

- Kanalen of constructies tussen eilanden – snelle en rechtlijnige stroming.
- Landtongen – vooral wanneer niet te scherp zodat er weinig turbulentie is.
- Estuaria en resonerende watervolumes – rechtlijnige stroming maar grote getijdenverschillen.
- Nauwe toegangen tot getijdenbassins – snelle stromingen maar over kleine oppervlakte.
- Amfidrome punten⁹⁷.

Indien voorgaande criteria zouden toegepast worden op de Noordzee blijven enkel nog een aantal sites rondom de Britse kanaaleilanden en enkele nabij het Britse vasteland over (in de volgende paragrafen wordt hier verder op ingegaan). Deze sites werden ook opgenomen in de studies uitgevoerd door B&V. Voor het BDNZ zou enkel het algemeen principe van een landtong nog een

⁹⁶ In die studie worden de voorwaarden in klassen (<2m/s ; 2 tot 3 m/s ; En diepte <20m ; 20 tot 30m ...) onderverdeeld. Een matrix combineert vervolgens de criteria en vormt zo groepen waartoe een site behoort.

⁹⁷ Zie hoofdstuk 3, hoewel daar geen getijverschillen optreden, zijn de stromingen in de buurt ervan wel groot.

mogelijkheid bieden in de vorm van de haven van Zeebrugge. Laat het duidelijk zijn dat deze studie een iets andere invalshoek aanwendt om potentiële sites bloot te leggen die iets minder ideaal zijn.

7.1.2 Criteria

Een goede site voor de opwekking van energie uit getijdenstroming is in principe een site met een hoog **stromingsvermogen**. Uiteraard zullen de verschillende parameters die een invloed hebben op het vermogen van belang zijn (snelheid en doorstroomoppervlak). Hierbij zal voornamelijk de snelheid doorwegen⁹⁸, meer dan het doorstroomoppervlak. Een eerste inschatting in dit werk gebeurt dan ook door het stromingsvermogen per eenheidsoppervlakte (bovenoppervlak)⁹⁹ van het hele onderzoeksdomein (Noordzee en BDNZ) te bepalen.

Gezien de eerder lage **stromingsnelheden** in het BDNZ is er voorkeur niet te selecteren op basis van een minimum pieksnelheid van 2 m/s of zelfs een gemiddelde snelheid van 2 m/s. Eerder wordt ernaar gestreefd sites te vinden die voldoende tijd boven de cut-in snelheid blijven. De minimale cut-in van de huidige generatie toestellen ligt op 0,5 m/s (GCK; 0,7 m/s voor de overige) zo blijkt uit het onderzoek in hoofdstuk 5.

Ook de minimale **diepte** die voorhanden is, is van belang. Het is evident dat beperkte waterdiepte net de oorzaak kan zijn van verhoogde snelheden, terwijl uit het oogpunt van energieopwekking een beperkte diepte de dimensies van de toestellen beperkt. Zo kan boven een zandbank de snelheid lokaal verhoogd zijn terwijl dit toch geen ideale site is m.b.t. het installeren van TEC's.

Naast deze puur technische criteria zijn in een ideale keuzebepaling ook criteria als nabijheid van aansluitingspunten op het elektriciteitsnet, milieu-impact op bepaalde zones, vermijden van conflict met andere gebruiksfuncties (militaire zones, visserij, scheepvaart, dumpingsites voor munitie, ...), toegankelijkheid voor onderhoud, vermijden van zones met ruw golfklimaat en juridische voorwaarden van belang. Gezien de preliminaire aard van dit onderzoek worden deze parameters in eerste instantie niet allemaal beschouwd. Wel wordt getracht om geen conflicten met primaire of gevaarlijke **gebruikersfuncties** (scheepvaart en dumpingsites) te creëren, gezien een juridische afwijzing hier bijna zeker is. Het onderzoeksdomein zal zich indien

⁹⁸ De stroomsnelheid staat immers onder een macht 3 bij de bepaling van het vermogen.

⁹⁹ Een eenheidsoppervlakte van 1m² dat uit bovenzicht wordt beschouwd, zie verder.

mogelijk wel vernauwen tot de huidige **concessiezone** voor energiewinningparken, waar onder meer het huidige C-Power park wordt uigebouwd.

7.2 Selectieprocedure BDNZ^{100,101}

In de eerste plaats wordt het BDNZ model beschouwd om een selectie te maken van een aantal sites die gunstige voorwaarden vertonen tot het uitbouwen van een TEC park. In alle onderstaande berekeningen wordt de verticale snelheidscomponent verwaarloosd en dus enkel met de horizontale componenten (U en V) gewerkt.

De gebruikte data is het Coherens Belgian Continental Shelf (BCS) model. Het BMM verschaft de informatie in txt-formaat. Deze werd daarna ingelezen in Matlab om ze in matrixvorm te plaatsen, waarop een aantal interessante bewerkingen werden gedaan. De relatieve positionering, ten opzichte van landsgrenzen, andere gebruiksfuncties, ... valt in Matlab-visualisering moeilijk te achterhalen. Omwille van kwalitatievere interpretatie en rapportering werd de verwerkte data in GIS-software¹⁰² ingeladen. Elke waarde in de matrix is gegeven voor een gebied van 819m in de OW-richting en 772m in de NZ-richting.

De bewerkingen die met de data gedaan werden resulteerden in volgende matrices/kaarten:

Naam	functie
High_Elev /Low_Elev	Hoog/Laagwaterniveau relatief (boven/onder gemiddelde) (m).
High_Elev_Abs/Low_Elev_Abs	Hoog/Laagwaterniveau absoluut (gemiddelde+relatief) (m).
Tidal_range	De getijdenvariatie (m).
Power_Mean_Unit_VertSurf	Gemiddelde vermogen per eenheid doorstroomoppervlak water (W/m ² (verticaal)).
Power_Mean_Unit_Surf	Tijdsgemiddeld vermogen van een waterkolom van 1m ² (W/m ² (horizontaal)).
Time_Max_Vel_depmean	Maximum snelheid dieptegemiddeld over bovenste 50% van diepte (m/s).
Time_Mean_Vel_depmean	Gemiddelde snelheid dieptegemiddeld over bovenste 50% van de diepte (m/s).
Vel_freq1,2,3,4,5,6,7,8,9 en 10	Procentueel aandeel in de tijd gedurende een springtij-doodtijcyclus (%) waarvoor de snelheid van 0,5; 0,7; 0,8; 0,9; 1; 1,1; 1,2; 1,3; 1,4 en 1,5 m/s op een plaats overschreden wordt.

¹⁰⁰ In appendix E worden een aantal van de bekomen resultaten afgetoetst t.o.v. resultaten in de literatuur.

¹⁰¹ De scripts die aan de basis liggen van de data verwerking voor deze paragraaf zijn terug te vinden op de CD ROM of DVD, beschikbaar op de vakgroep Civiele techniek.

¹⁰² Er werd gebruik gemaakt van ArcGIS ArcInfo 9.2.

Good_spot_30%_10m	<p>Een kaart met een score gaande van 1 (ongeschikt) tot X^{103} (meest geschikt), gebaseerd op een combinatie van de vel_freq matrices en de minimale absolute waterdiepte bij LW. Met de stroomrichting wordt hier geen rekening gehouden.</p> <p>Score 1 wordt toegekend:</p> <ul style="list-style-type: none"> - aan gebieden minder dan 10m diep - aan gebieden (met min 10m waterdiepte), maar waar de stroomsnelheid minstens 70% van de tijd de drempel van 0,5 m/s niet overschrijdt. <p>Score 2 wordt toegekend aan gebieden waar de stroomsnelheid minstens 30 % van de tijd boven 0,5m/s (vel_freq1) gaat, maar niet meer dan 30% van de tijd boven 0,7m/s (vel_freq2) gaat. Bovendien is de diepte groter dan 10m.</p> <p>Score 3 wordt toegekend aan gebieden waar de stroomsnelheid minstens 30% van de tijd boven 0,7m/s (vel_freq2) gaat, maar niet meer dan 30% van de tijd boven 0,8m/s (vel_freq3) gaat. De diepte is ook hier groter dan 10m.</p> <p>Deze logica wordt verder gevolgd voor de snelheden 0,8 ; 0,9 ; ... 1,5 m/s.</p>
Good_spot_50%_10m	Zelfde als good_spot_30%_10m maar de limiet voor overschrijding op 50%
Good_spot_30%_4m	30% overschrijding en minimaal 4m diep -> voor ondiepe sites
Good_spot_50%_4m	50% overschrijding en minimaal 4m diep

Tabel 7-1 : gebruikte matrices/kaarten

De berekening van het **gemiddelde vermogen** per eenheid doorstroomoppervlak (m^2 verticaal¹⁰⁴) water behoeft misschien wat extra uitleg. Dit is een gemiddeld vermogen van de stroming over een getijdencyclus (doodtij-springtij) en over de diepte, berekend als volgt:

$$P_{gem,kub} = \frac{\sum_i \frac{P_i \cdot t}{T}}{k}$$

Waarbij $P_{gem,kub}$: tijdsgemiddeld vermogen over volume-eenheid water

P_i : vermogen (volgens de formule uiteengezet in hoofdstuk 3) over volume-eenheid water per tijdstap

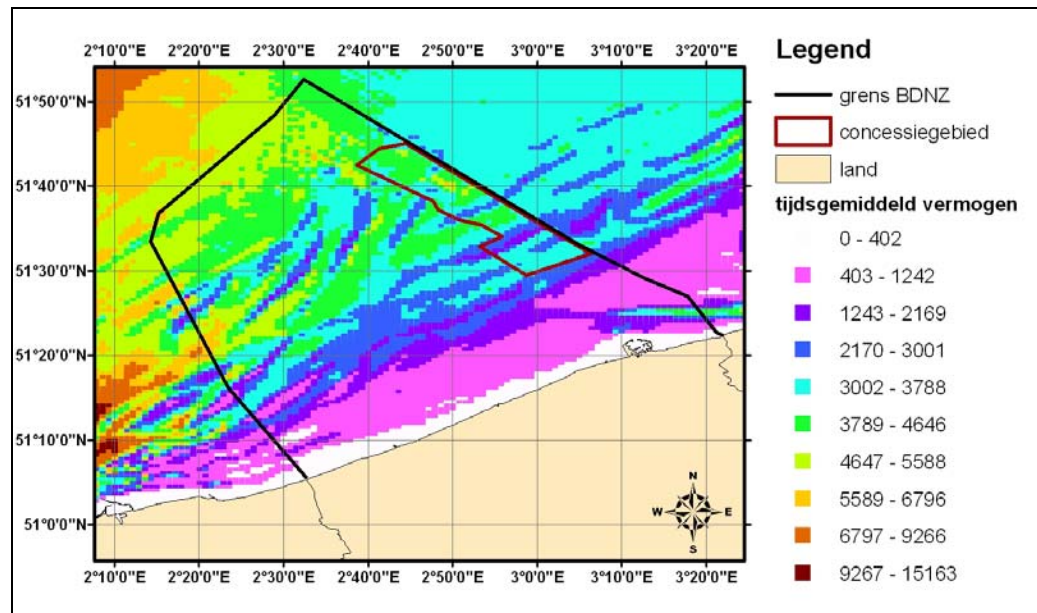
¹⁰³ Waarde groter dan 1 afhankelijk van de gekozen voorwaarden.

¹⁰⁴ Dit is per eenheidsoppervlakte ($1m^2$) waardoor het water stroomt, dus een verticaal genomen oppervlak, met de normaal aan het oppervlak volgens de stromingsrichting. In de veronderstelling dat een dergelijk verticaal eenheidsoppervlak op ieder ogenblikkelijk de stroomrichting zou volgen kan hieruit een gemiddeld vermogen worden berekend dat over een cyclus doorheen dit oppervlak stroomt. Dit kan ook de gemiddelde vermogensflux worden genoemd, de dichtheid van het vermogen doorheen een eenheidsoppervlak.

- t : tijdsduur van tijdstap t
- T : tijdsduur van halve getijdencyclus (spring/doodtij)
- i : de i -de σ -laag van het numeriek model
- k : het aantal σ -lagen van het numeriek model

Door uit te middelen over de diepte wordt rekening gehouden met het feit dat de stroming en dus ook het vermogen groter is aan de oppervlakte dan in de onderlagen. Hierbij is geen rekening gehouden met de diepte die voorhanden is (hoe dieper hoe meer vermogen in een sectie). Een impliciete manier om hiermee rekening te houden is door het gemiddeld vermogen per horizontale oppervlakte-eenheid te berekenen (m^2 horizontaal¹⁰⁵) (figuur 7-1). De gemiddelde vermogens per laag van het model worden dan opgeteld. Men kan dit voorstellen als het vermogen dat passeert door een waterkolom over de volledige diepte en met bovenoppervlak de oppervlakte-eenheid ($1m^2$).

De belangrijkste criteria voor selectie zijn het aanwezige **vermogen**, de **snelheid** en de voorhanden zijnde **diepte**. Deze criteria worden vervolgens besproken en tot slot samengevat in de goodspot-kaart die de voorwaarden voor snelheid en bathymetrie combineert.



Figuur 7-1 Tijdsgemiddeld vermogen van een waterkolom met eenheidsoppervlakte (W/m^2) in het BDNZ

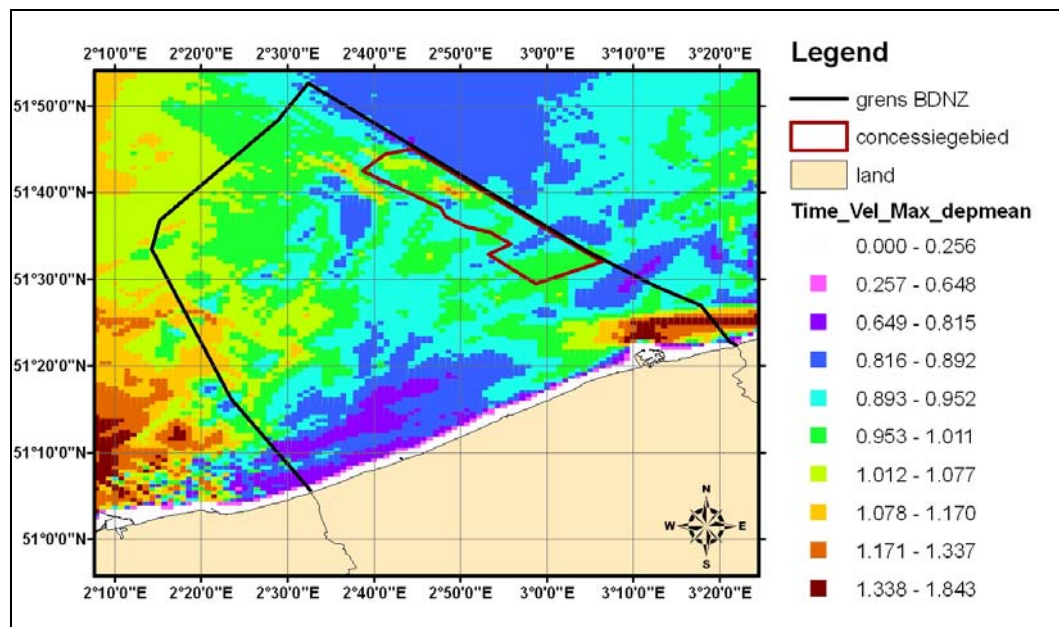
¹⁰⁵ Een eenheidsoppervlak ($1m^2$) in bovenzicht.

Uit bovenstaande figuur (figuur 7-1) blijkt voor de beste sites binnen het BDNZ het vermogen ongeveer 6000 W/m² te bedragen. We voeren een preliminaire schatting naar het nominaal te plaatsen vermogen in 1 cel (819m*772m) met volgende aannames:

- 20% extractie (SIF-factor) gebaseerd op Black & Veatch.
- Extractie via een fluxlijn van 1125m, de afstand van 1 diagonaal van een cel (gezien de hoofdrichting in het BDNZ rond de 45° schommelt), over de helft van de diepte.
- Een capaciteitsfactor¹⁰⁶ van 20%, gebaseerd op de parkberekeningen uit volgend hoofdstuk.

Het te installeren nominaal vermogen bedraagt dan 3,38 MW per cel. Het is hierbij duidelijk dat we in België enkel kunnen spreken over kleinere parken, in de orde van een 10 à 20MW nominaal vermogen. Net buiten de landsgrenzen, boven de haven van Calais ligt het vermogen een stuk hoger. Dezelfde methode hanterend is hier 8,4 MW per cel te extraheren en is er dus ook mogelijk een interessante zone, die niet te ver van de Belgische deурmat ligt...

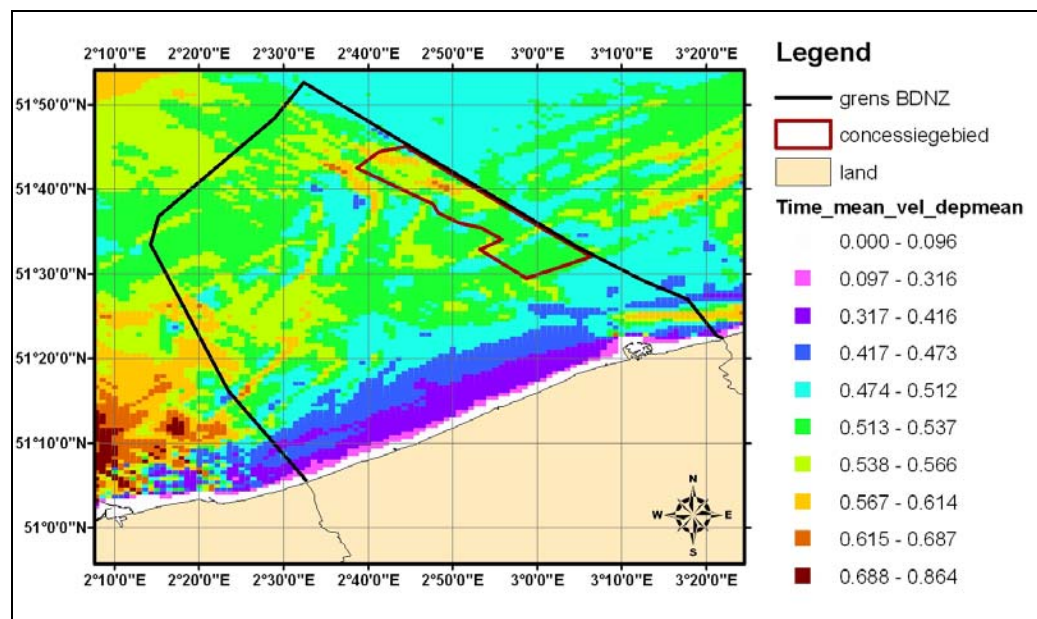
Wat betreft de **snelheid** kunnen zowel de maximale snelheden als de tijdsgemiddelde snelheden helpen bij de evaluatie van de geschikte site.



Figuur 7-2 Max. snelheid dieptegemiddeld over de bovenhelft van de diepte (m/s) in het BDNZ

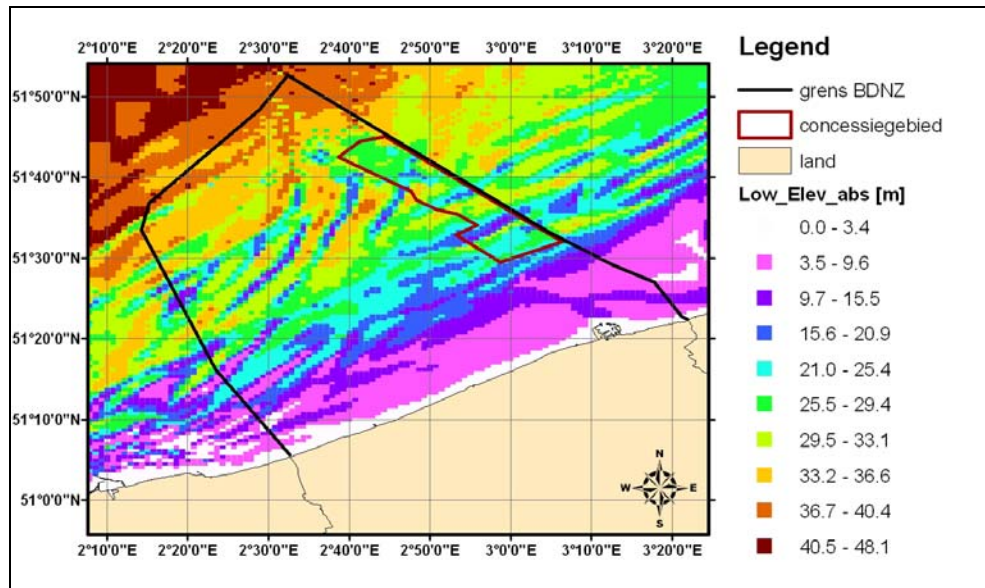
¹⁰⁶ Verhouding reëel geëxtraheerd vermogen over het totaal extraheerbare vermogen indien de machine constant op zijn nominaal vermogen produceert. Voor de offshore windmolensector bedraagt deze meestal rond 30à40%.

De maximale snelheden op het BDNZ komen voor ter hoogte van Wielingen (rond en onder de vaargeul naar de Westerschelde) en nabij Zeebrugge. Daar bedraagt de pieksnelheid ongeveer 1,6 m/s. Verder van de kust zijn nog zones te vinden met pieksnelheden van 1,2 m/s. Wat betreft de zones die zich net buiten het BDNZ bevinden valt op dat voor de haven van Calais pieksnelheden rond 1,6 m/s en in de mond van de Oosterschelde en Westerschelde tot zelfs >1,8 m/s wordt bereikt. Dat de zones rond de haven dergelijk hoge snelheden vertonen heeft natuurlijk deels te maken met de vaargeulen. Voor de monding van de Schelde geldt voornamelijk het effect van vernauwing als oorzaak. Uiteraard is niet enkel een hoge pieksnelheid van belang voor een continue stroomopwekking. Even belangrijk is de **gemiddelde snelheid** die over een getijdencyclus wordt bereikt. (zie figuur 7-3) De gunstige zones blijken uit volgende figuur dezelfde als de vorige, zoals te verwachten. Wielingen met een gemiddelde snelheid van 0,6 a 0,7 m/s blijkt echter toch net iets ongunstiger te zijn dan uit figuur 7-2 kon vermoed worden. Rekening houdend met een cut-in snelheid van 0,7 m/s is een gemiddelde snelheid van 0,7m/s allerminst gunstig.



Figuur 7-3 Gemiddelde snelheid dieptegemiddeld over boven helft van de waterdiepte in het BDNZ

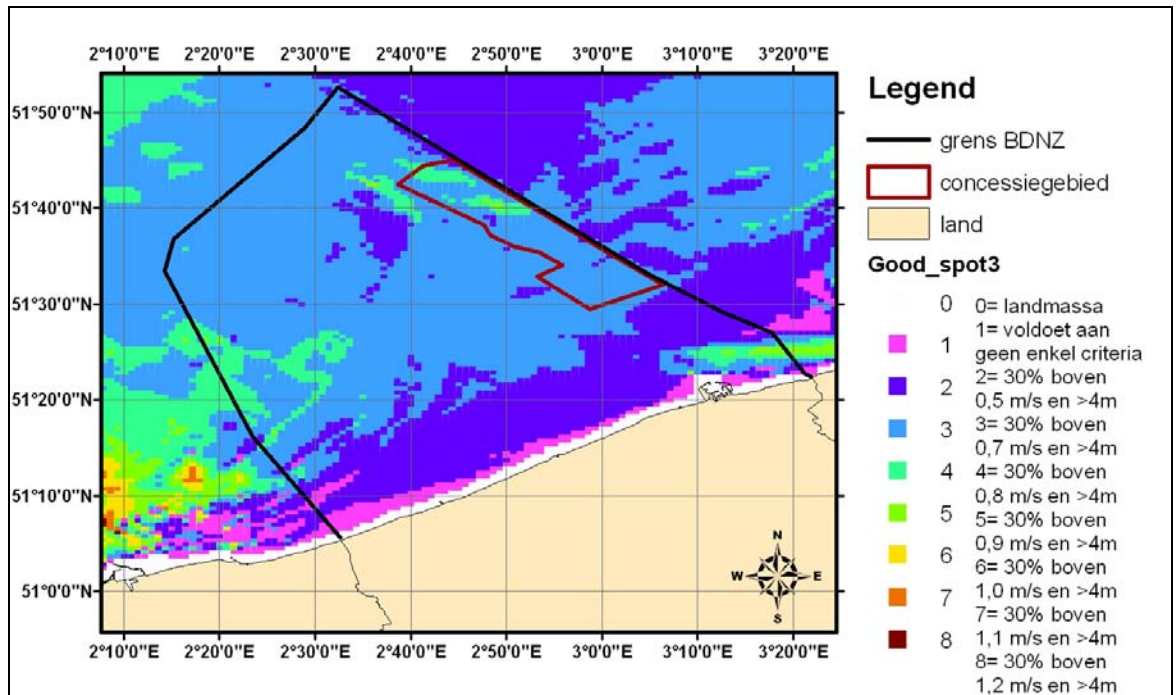
Tenslotte kan ook de **bathymetrie** enige duiding geven bij bovenstaande resultaten en tegelijk de keuze helpen bepalen. De huidige stand van zaken laat voor een aantal technologieën slechts de installatie toe in beperkte diepte, waar andere geen beperkingen kennen. Daarbij is het laagste waterniveau dat optreedt belangrijk opdat het toestel niet al te veel golfinvloeden zou ondervinden.



Figuur 7-4 Absoluut laagwaterniveau (gemiddelde+relatief) in het BDNZ (m)

Het valt op dat in het BDNZ de waterdiepte nergens meer dan 45m bedraagt. Voor geen enkele van de beschouwde technologieën zal het BDNZ dus limiterend zijn. Verder vallen duidelijk de vaargeulen voor de kust van Zeebrugge en in de Schelde op.

Bij een uiteindelijke selectie van potentiële sites zullen alle voornoemde factoren een rol spelen. Een manier waarop die zullen gecombineerd worden is het opstellen van de **kansenkaart** Good_spot. Hierbij worden met behulp van een kleurcode de verschillende zones geëvalueerd, zoals uitgelegd in tabel 1. Voor het BDNZ werd de minimumdiepte in eerste instantie op 10m diepte gelegd. Gezien de interessante sites van Zeebrugge en Wielingen (met kleinere dieptes) werd deze limiet verlaagd tot 4m minimum bij laagwater, gezien VA toestellen minder strenge eisen hebben met betrekking tot de nodige dieptes (kaart Good_spot3). (zie tabel 1)

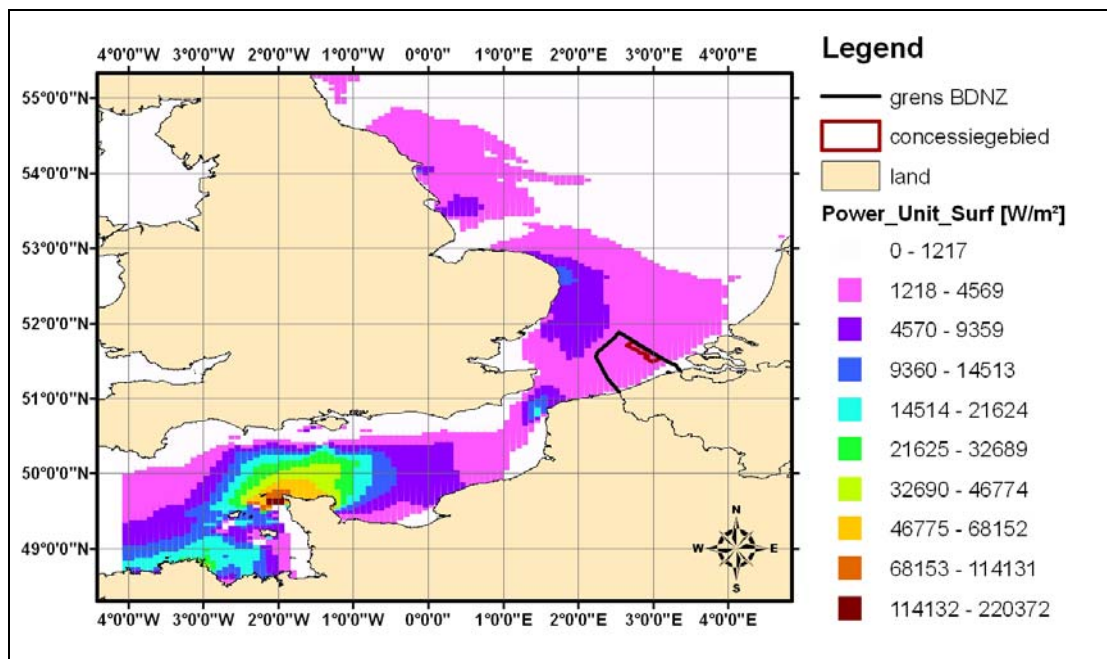


Figuur 7-5 Kanskaart (Good_spot3) in het BDNZ

De kanskaart laat duidelijk blijken dat de zones die eerder al gunstig bleken ook onder de combinatie van voorwaarden, gunstig (kleurcode 5 a 6) naar voor komen. Dit zijn de zones voor Calais en in de Scheldemonding net buiten het BDNZ en Wielingen voor het BDNZ zelf. Ook blijken twee zones in de nabijheid van het concessiegebied die onder de afzonderlijke voorwaarden voorheen gematigder scoorden toch wat beter naar voor te komen uit de kanskaart (kleurcode 5). De zone rond Zeebrugge worden geselecteerd op basis van zijn stuweffect in de stroming. Hiervoor worden de datasets van het Waterbouwkundig Laboratorium aangewend.

7.3 Selectieprocedure NOS

Het zoeken naar sites in de Noordzee gebeurt volgens dezelfde methodiek als voor het BDNZ. De data hiervan komt van het OPTOS- NOS en heeft een veel lagere resolutie dan het BCS-model. Één waarde komt overeen met een gebied van 5km bij 5km. De waarden zijn over dit gebied uitgemiddeld, zodat er minder snel pieken optreden. Zo zal België uit dit model veel zwakker naar voor komen gezien alle snelheden gemiddeld zijn over 25km².



Figuur 7-6 Tijdsgemiddeld vermogen per horizontaal eenheidsoppervlak (W/m²) in de Noordzee

Wanneer de **vermogens** door een waterkolom met eenheidsoppervlakte worden uitgezet blijkt vooral 1 site zeer goede eigenschappen te vertonen met betrekking tot de kinetische energieflex van getijdengolven. Dit is de site rond de kanaaleilanden en de Race van Alderney¹⁰⁷, die ook in andere studies [4] wordt onderkend als een gunstige site. Dit heeft vooral te maken met de grote hoeveelheid water die in een trechtervorm terecht komt, waar aan het zuidwestelijk deel van de kanaalzone de diepte nog groter is dan verderop nabij Calais. Indien we het maximale Belgische vermogen van 6000W/m² terug voor de geest halen, merkt men dat er in de Noordzee vermogens optreden die tot meer dan 10 maal groter zijn.

¹⁰⁷ Daarbij wordt gedoeld op het zeegebied tussen het Kanaaleiland Alderney en het Franse uitsteeksel ter hoogte van de stad Cherbourg-Octeville, duidelijk de zone met het meeste potentieel op figuur 7-6.

De grootste vermogens komen dus duidelijk voor rondom de kanaaleilanden (Jersey en Guernsey). Dichter bij het BDNZ valt een site voor Calais (FR) en nabij de kust van Norwich (VK) te onderkennen. Anderzijds gebiedt zich voorzichtigheid aan de randen van het grid voor randeffecten. Zo ook dienen de extreme maxima voorzichtig te worden benaderd.

Wat betreft de **snelheid** kunnen pieksnelheden tot 3,5 m/s worden waargenomen. In vergelijking met het BDNZ waar deze tot 1,7 m/s maximaal gaan, zijn deze sites buitengewoon interessant voor TEC installaties.

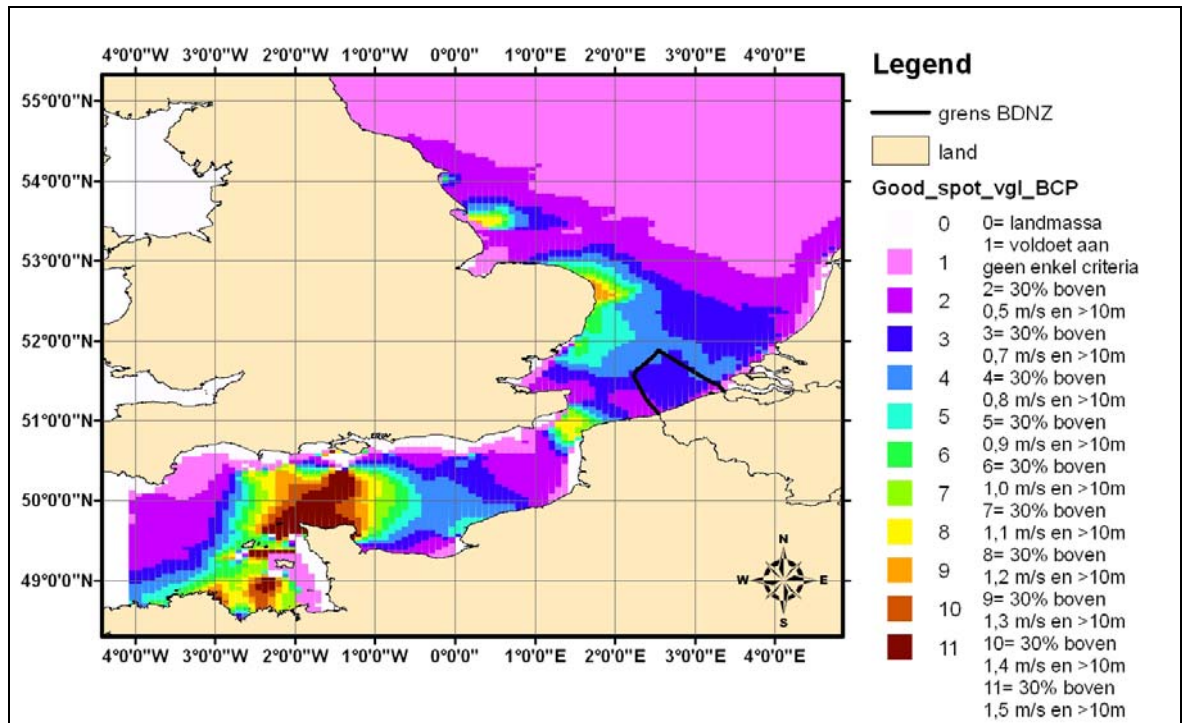
Uit de **bathymetrie** blijken de eerder aangewezen sites een diepte te beschikken die toelaat om de huidige generatie toestellen te installeren. Mogelijks kan hier en daar een dieptetekort het herschalen van een toestel vereisen. Enkel bij de Alderney Race dient opgemerkt dat met een diepte van meer dan 60m de installatie door middel van monopalen bemoeilijkt kan worden. De stand van zaken laat tegenwoordig monopalen toe tot in dieptes van 40m. In dit geval zou dus eerder toevlucht moeten worden gezocht tot alternatieve verankeringsystemen.

Deze paragraaf gaat dieper in op de **kanskaart** van de Noordzee. De Good_spot kaarten zijn de lezer al bekend vanuit de vorige paragraaf. Voor het NOS werden 2 kaarten gehanteerd. Een eerste kaart maakt de vergelijking met het BDNZ mogelijk. Er worden exact dezelfde codes gebruikt. Hierbij wordt een overschrijdingslimiet van 30% geëist en een minimale diepte van 10m gehanteerd. Toch is de kleurschaal niet exact hetzelfde gezien er in de Noordzee zelfs zones voorkomen die meer dan 30% van de gevallen boven 1,5 m/s vertonen (code 11), terwijl de kleurcode voor het BDNZ maximum tot code 8 gaat (30% meer dan 1,2m/s). Anderzijds zijn de snelheden ook uitgemiddeld over 25km².

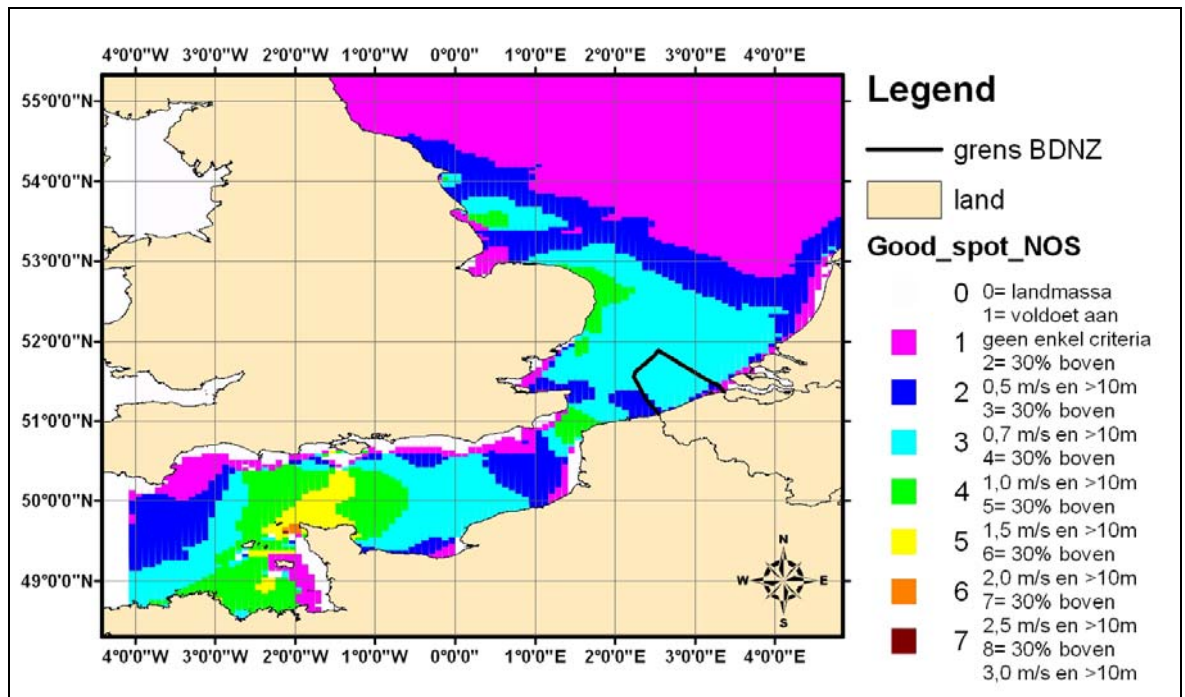
Een tweede kaart probeert om de echte goede gebieden nog meer in het oog te laten springen. Ze legt strengere eisen op het toekennen van de waarden. (2=30% boven 0,5m/s tot 8=30% boven 3m/s) Daar ziet men dat de zone na de vernauwing aan de Kanaaleilanden over het hele gebied goede resultaten vertoont en er niet echt een piek is. Nabij de top van Bretagne treden iets grotere pieken op, hoewel hier voorzichtigheid geboden is voor randeffecten.

Eerder vernoemde zones blijven het interessants. Het valt op te merken dat de beste plaats rond Calais iets meer links ligt van het stukje dat we nog net op het BCS model kunnen meepikken. Over 25km² kan de bathymetrie echter enorm variëren zodat de kost op de funderingen en de grootte van de turbines erg moeilijk te begroten zijn. De resolutie in tijd en ruimte is in het BCS

model veel beter zodat voorlopig enkel een poging ondernomen wordt om deze iets minder ideale site te beschouwen.



Figuur 7-7 kanskaart (30% overschrijden volgens BDNZ normen en +10m diepte) voor de Noordzee



Figuur 7-8 kanskaart (30% overschrijding en 10m diepte) voor de Noordzee met strengere criteria

7.4 Overzicht van selectie

In de eerste plaats ligt het onderzoeksgebied van dit werk binnen de zone van het BDNZ. In tweede instantie wordt het veld uitgebreid naar de volledige Noordzee voor de ruimere rol die België kan spelen binnen getijdenenergie.

Voor het BDNZ blijkt duidelijk dat volgens de huidig heersende voorwaarden voor de verschillende technologieën het BDNZ geen ideaal klimaat schept voor een TEC centrale. Enkel een gebied te Wielingen en de zone rond de haven van Zeebrugge lijken een meer overtuigend potentieel te bieden. De keuze voor de haven van Zeebrugge blijkt ietwat minder uit de resultaten van bovenstaande analyse van de Coherens data, dan wel uit de pieksnelheden te vinden in de stroomatlas uitgave nr. 25. (zie tabel 6-1) De stroomatlas verschaft een duidelijker beeld in die zone waar het numeriek Coherens model onderhevig is aan randeffecten.

Hoewel de gunstige zones voor de exploitatie van getijdenenergie nabij de concessiezone eerder beperkt zijn en de voorwaarden niet ideaal, zullen deze toch aan een verder onderzoek worden onderworpen in een volgend deel van dit werk. Verder zal ook de zone net links van het BDNZ aan een uitgebreider vooronderzoek worden onderworpen.

Uit bovenstaande is gebleken dat andere zones in de Noordzee een iets betere voedingsbodem bieden voor TEC centrales. De totale flux die de er heerst ligt vaak vele malen hoger dan het Belgische potentieel. Er zijn verschillende zones te onderkennen met potentieel voor energieomzetting. Dit werk zal zich desalniettemin slechts op 1 gunstigere buitenlandse gevalstudie toespitsen.

Uiteindelijk zullen volgende locaties worden weerhouden:

- Wielingen en de zone rond Zeebrugge
- Klein gebied in concessiezone voor windmolens
- Gebied voor de haven van Calais (wel dieper offshore dan bij Zeebrugge)

In onderhavig hoofdstuk wordt telkens een voorstel geformuleerd voor de uitbouw van een TEC park op de vier sites, naar voren geschoven in het vorige hoofdstuk. Voor elk van deze sites zullen een aantal toestellen aangewend worden die perspectieven bieden, waarbij wordt terugverwezen naar hoofdstuk 5. Uiteindelijk wordt geconcludeerd met de jaarlijkse energieopbrengst per site.

8.1 Methodologie en Invloedsfactoren

Een parkconfiguratie wordt voorgesteld met het oog op het maximaliseren van de energieopbrengst binnen de geselecteerde gebieden. De bovengrens van het te onttrekken vermogen wordt echter door een aantal voorwaarden gelimiteerd:

- Het totaal ontnomen vermogen ligt binnen een bepaald interval waartussen economische -en milieu-impact worden vermeden. Dit percentage wordt aangeduid als **SIF** en werd reeds eerder besproken. Het interval waarvan sprake ligt tussen 10 en 50%. Deze factor kan worden omschreven als het 'back'-effect.
- De parkschikking dient te gebeuren zodat **optimale energiewinst** mogelijk wordt. Enerzijds vereist de beperkte oppervlakte waarover toestellen geplaatst kunnen worden een maximalisatie van het aantal toestellen. Anderzijds veroorzaken de turbines onderling energieverliezen door 'wake'-effecten. Een optimale schikking dient het uiteindelijke vermogen per oppervlakte te maximaliseren. Verder zal hiernaar worden verwezen onder de noemer park-effect.
- De **vrije hoogte** boven en onder de turbine: boven de turbine dient voldoende vrije waterhoogte te worden gelaten opdat cavitatie zou worden vermeden. De lage snelheden aan de bodem worden best vermeden opdat geen cyclische belasting zou optreden. Bovendien is de energievangst bij lagere snelheden een stuk kleiner.

De SIF werd behandeld in hoofdstuk 6. Een element dat echter nog maar net werd geïntroduceerd is het 'wake'-effect en zijn invloed op de parkschikking. Verder zijn er nog een aantal variabele fenomenen (zie §8.1.2) die het werkelijk geproduceerd vermogen doen afwijken van de hier theoretisch bepaalde.

8.1.1 Park - effecten

Een in de stroming geplaatste TEC vormt eigenlijk een obstakel. Achter de TEC vormt zich hierdoor een zone van verlaagde snelheid, de zogenaamde '**wake**'. Deze verlaagde snelheid beïnvloedt ook het vermogen dat de stroomafwaartse toestellen kunnen genereren. Door het bestuderen en inzicht verwerven in de 'wake' kunnen parkdimensies worden voorgesteld waarbij het vermogensverlies bij de stroomafwaartse toestellen minimaal is. De uiteindelijke betrachting is een parkontwerp voor te stellen waarbij het gegenereerd vermogen per ingenomen oppervlak (de 'voetafdruk' van het park) maximaal is.

Over dit thema zijn nog maar weinig studies uitgevoerd. Het volgende gaat in op een studie rond HATT's, VATT's en een gevalstudie.

Enkele numerieke modelleringen met behulp van TELEMAC werden uitgevoerd door EDF [136] waarin een **HATT** gemodelleerd werd door het inbrengen van een extra wrijvingsterm in de Saint-Venantvergelijkingen. Figuur 8-1 toont de afgenomen snelheid in de zone achter een enkele turbine. Na $10D^{108}$ en $20D$ blijkt de snelheid te zijn teruggekeerd naar respectievelijk 95% en 98% van zijn waarde. Enkele algemene conclusies uit het rapport worden overgenomen in Tabel 8-1.

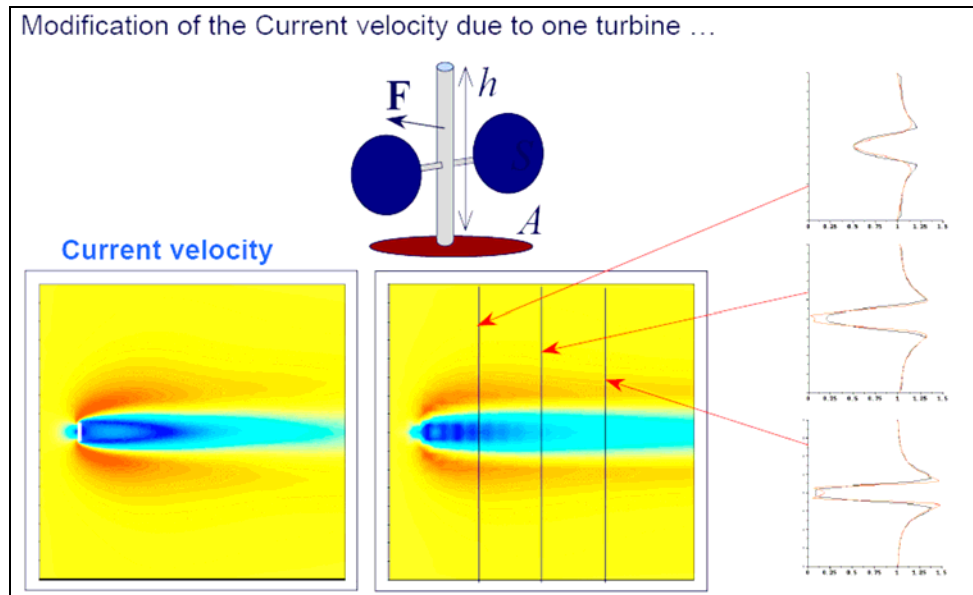
Een aantal bemerkingsen bij deze studie zijn:

- De studie gaat uit van een regelmatig park met 4 rijen van 8 toestellen. Dergelijke schikking vormt voor de berekeningen geen gunstige invulling van de beschikbare oppervlakte¹⁰⁹. Daarenboven kan een groter park een groter afleidend effect op de stroming teweegbrengen.

¹⁰⁸ D is hier de diameter van de turbine. Wanneer twee rotors op een zelfde fundering worden geïnstalleerd, zoals vb de SeaGen, dan wordt een equivalente diameter in acht genomen: de diameter van beide rotors plus de tussenliggende afstand.

¹⁰⁹ De "rechthoeken" uit het Coherens model worden immers vol geplaatst met TEC's waarvan het frontaal doorstroomvlak onder een hoek van +/- 45° staan (in de hoofdstroomrichting), zodat het aantal turbines per rij verschillend is.

- Er wordt niet gewerkt met een blockage-coëfficiënt¹¹⁰. De studie gaat uit van een waterdiepte van 20m en vermeld hierbij niet de vrije waterhoogte boven en onder de rotor. Dit kan afwijken van wat in deze scriptie het geval is, waardoor de resultaten niet zomaar kunnen worden overgenomen in dit werk.



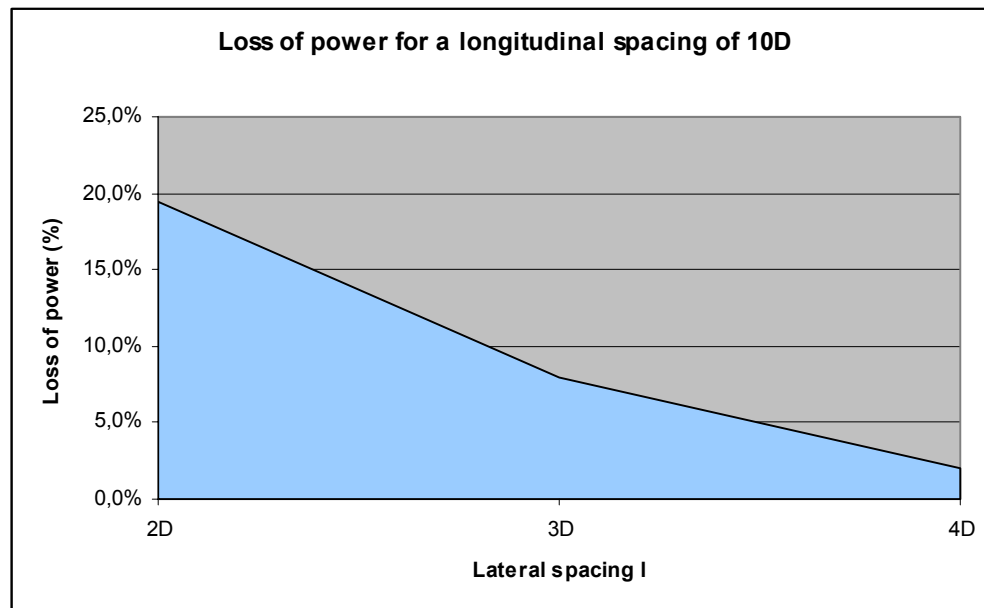
Figuur 8-1 'wake' effect na een turbine [137]

Lateral x longitudinal spacings ¹¹¹	Extractable Energy	Ratio Energy/Surface	Perturbations
2D x 10D	--	++	--
2D x 20D	--	+	--
2D x 30D	--	-	--
3D x 10D	--	++	-
3D x 20D	-	+	-
3D x 30D	+	-	-
4D x 10D	--	+	+
4D x 20D	+	-	+
4D x 30D	+	-	+
5D x 10D	--	+	+
5D x 20D	+	-	+
5D x 30D	++	--	+

Tabel 8-1 Schatting van de extraheerbare energie, de verhouding energie/oppervlakte en de mogelijke verstoringen voor verschillende parkconfiguraties (HATT) van een regelmatig, niet geschrinkt grid. [136]

¹¹⁰ Oppervlakte ingenomen door turbines over de totale doorstroomoppervlakte.

¹¹¹ De tussenruimtes gelden as-op-as van ieder toestel.



Figuur 8-2: Vermogensverlies in percentage versus de zijdelingse spatiëring tussen de HATT's voor een longitudinale tussenafstand 10D [136]

Uit tabel 8-1 kan men opmaken dat het voor grote sites de moeite loont om de tussenruimtes ruimer te kiezen. Anderzijds hoeven kleinere sites, waar de noodzaak voor dichtere pakking zich voordoet, niet meteen te worden uitgesloten. Immers kan nog een goede verhouding opgewekte energie per ingenomen oppervlakte worden verkregen bij parkopstelling van 3D x 10D en 2D x 10D, hoewel de vermogensverliezen een stuk groter zijn (tot 20% voor een 2D x 10D opstelling t.o.v. bijna geen verliezen voor 5D x 20D). Dit effect wordt nog verbeterd wanneer de rijen geschrinkt worden opgesteld.

Een park **VATT's** wordt enigszins anders opgevat [138]. De turbines worden opgesteld in 'barges' (Ned.: aak, schuit) van 6 kolommen¹¹² met een aantal turbines per kolom¹¹³. Deze opstelling brengt afhankelijk van de onderlinge tussenafstand van de kolommen een wijziging in efficiëntie teweeg t.o.v. een enkele turbine. Zo wordt voor een toestel met efficiëntie van 37% een verbeterde maximale efficiëntie bereikt van 43% bij een tussenafstand van $3,13D_t$ ¹¹⁴. Een andere studie [139] vindt analoog een toename van 4 à 5% voor het effect van de barge. (Figuur

¹¹² De reden hiervoor is dat wanneer een turbine in een stroming wordt gebracht de stroming neigt naar de zones van mindere weerstand omheen het object. Een oplossing voor dit probleem bestaat erin de stroming te focussen via een vernauwende buis. De oplossing die in het aangehaalde rapport wordt voorgesteld is het plaatsen van turbines in kolommen en vervolgens in 'barges' om de stromingsafleiding te verminderen.

¹¹³ Door hun rechthoekig aanvalsvlak t.o.v. de stroming kunnen de VATT's perfect geïmplementeerd worden als een aantal turbines boven elkaar op eenzelfde as.

¹¹⁴ Merk op dat D_t hier staat voor de diameter van de turbine, het symbool D wordt voorbehouden aan de frontale zijde van een 'barge' t.o.v. de stroming.

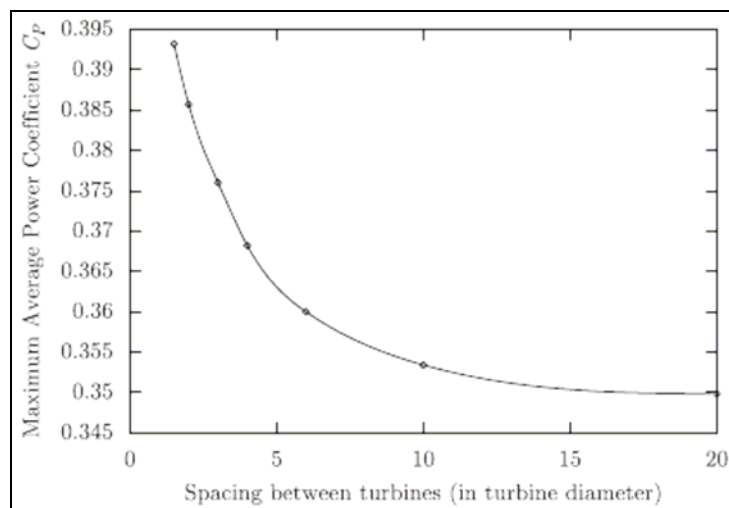
8-3) Bovenop het effect van de torens resulteert dit in een gelijkaarde verhoging in efficiëntie van 35% voor een enkele turbine naar 42% voor het samenstel. Vervolgens wordt met behulp van verdere modellering de tussenafstanden tussen verschillende van deze ‘barges’ geëvalueerd. De resultaten van een niet-geschrante en een geschrante opstelling worden respectievelijk in Tabel 8-2 en 8-3 overgenomen. Dezelfde bemerkingen als bij de vorige studie blijven geldig.

Lateraal/longitudinaal	2D	4D	6D	8D
10D	35%	30.6%	30.4%	29.5%
20D	31.3%	30.6%	30.4%	29.5%
30D	28.9%	18.5%	14.8%	14.1%

Tabel 8-2 verliezen in vermogen ten gevolge van het wake-effect van meerdere rijen niet-geschrante VATT's (tov referentiepark) [138]

Lateraal/longitudinaal	2D	4D	6D
5D	28.6%	8.9%	8.6%
10D	31.3%	9.7%	5%
20D	31.8%	16.7%	7.6%

Tabel 8-3 verliezen in vermogen ten gevolge van het wake-effect van meerdere rijen geschrante VATT's (tov referentiepark) [138]



Figuur 8-3 Gemiddelde efficiëntie van de vermogensomzetting in functie van de tussenafstanden in diameter [139]

Eén ontwerp voor een TEC park in de Alderney Race [140] gaat uit van een zijdelings tussenafstand van 3 diameters en een tussenafstand van 15 diameter in de stroomrichting. Deze aanname is eerder conservatief maar garandeert betere menging tussen de vrije stroom en de ‘wake’ stroom. De beschikbare snelheid in iedere opeenvolgende rij wordt dan bepaald als volgt:

$$U_{dr} = \left| \frac{A_b}{A_{total}} (1 - 2a) + \frac{A_{free}}{A_{total}} \right| U_0 = R_{DF} U_0 \quad (8-1)$$

Waarbij:

- U_{dr} : instroomsnelheid van de stroomafwaartse TEC
- U_0 : instroomsnelheid van de voorgaande rij TEC's
- A_b : de blockage, ruimte ingenomen door rotor
- A_{free} : de vrije ruimte, totale ruimte min blockage
- a : de rotor axiale inductie factor, gekozen op 0,25 wat neerkomt op een snelheidsreductie van 50% vlak na de rotor.

De bemerkingen bij deze studie zijn:

- De stromingsvermindering is nogal conservatief gerekend. Voor een blockage-coëfficiënt van 16% zou het vermogensverlies op de tweede rij al 23% bedragen. Dit is ruim boven wat de andere studies aangeven. Dat de snelheidsreductie net na de turbine 50% bedraagt is zeer aannemelijk en blijkt ook uit figuur 8-1. Minder aannemelijk is de onderstelling dat de snelheid in de niet belemmerde zone tussen de turbines gelijk blijft. In figuur 8-1 blijkt een lichte verhoging op te treden net naast de verminderde zone.

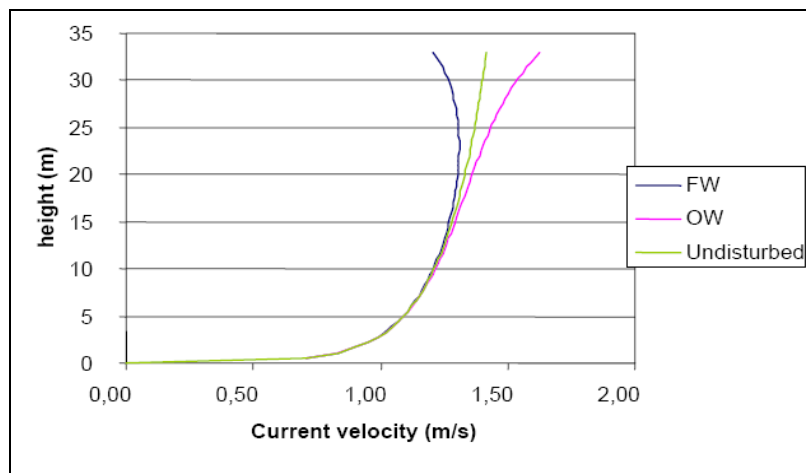
8.1.2 Invloedsfactoren

De stromingssnelheden die volgen uit de getijdengolf worden door een aantal factoren verstoord. Zo zullen interne golven, wind, ... afwijkingen veroorzaken die bovendien op een zeker toeval berusten. Het werkelijk geleverde vermogen is met andere woorden dus licht onderhevig aan **fluctuaties**. In dit werk worden deze niet in rekening gebracht, aangezien ze niet relevant zijn in een preliminaire studie. Toch worden deze factoren kort geschetst.

Lagen van verschillende densiteit kunnen **interne golven** veroorzaken. Verschil in densiteit kan veroorzaakt worden door temperatuurverschillen of door saliniteitsverschillen. Deze gradiënten vormen de drijvende krachten voor een stroming tussen twee lagen. Deze effecten zijn echter enkel van voldoende belang in diepe wateren waar de getijden klein zijn. In de ondiepe zeeën van de Noordzee wordt iedere laagvorming onmiddellijk teniet gedaan door het turbulente karakter van de getijdenbeweging [36].

Op zee worden getijdengolven gesuperponeerd door **windgolven**. Deze golven met verscheidenheid in golfhoogte, periode en golflengte veroorzaken eveneens bewegingen van de waterdeeltjes. Deze zorgen voor een variatie in het ‘ideale’ stromingsbeeld op basis van de getijdengolf, de zogenaamde golf-stromingsinteracties. De interactie kan niet eenvoudig worden gerepresenteerd door een vectorsom. De vele aspecten die moeten worden in rekening gebracht maken dit een complex probleem in de nabijheid van kusten: invloed van horizontale en verticale schuifkrachten in het stromingsprofiel, de grenslaag aan de bodem en turbulentie door de interactie [141].

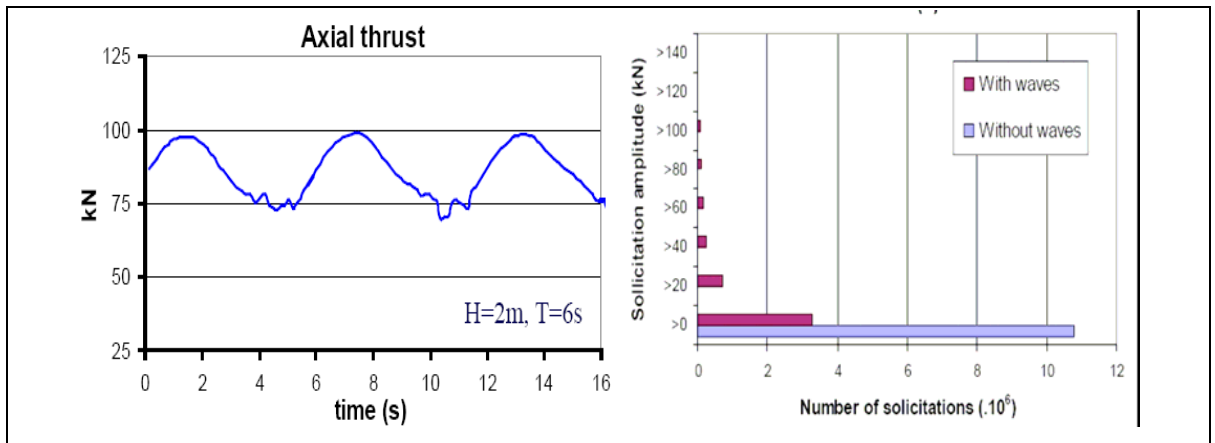
Voor TEC's is vooral de verticale stromingsvariatie (Figuur 8-4), de oscillerende belasting op de turbinebladen en de voorspelling van mogelijks nefaste effecten door de golf-stromingswerking van belang. Immers een grotere snelheidsvariatie tussen het uiterste onderpositie en uiterste bovenpositie zorgt voor grotere cyclische belasting op de turbines met horizontale as en dus voor vermoeiingsverschijnselen. Hetzelfde effect heeft de periodieke golfwerking zelf. Beiden kunnen zeer substantiële krachtschommelingen genereren. (Figuur 8-5) Anderzijds heeft de verticale stromingsvariatie een wijziging in vermogensoutput van de TEC tot gevolg. Dit effect wordt weergegeven in onderstaande tabel 8-4.



Figuur 8-4 Verticaal stromingsprofiel ten gevolge van typische golfwerking aan de kusten van Bretagne (Frankrijk) (FW = golven in stroomrichting, OW = golven tegenstroomrichting) [137]

	Energy Yield
Without Wave	100 %
With Following Waves	~ 90 %
With Opposite Waves	~110 %

Tabel 8-4: Grootteorde van energiewinst -of verlies ten gevolge van typische golfwerking aan de kusten van Bretagne (Frankrijk) [137]



Figuur 8-5 Oscillatie van de axiale reactiekracht bij golfwerking (H=2m en T=6s) [137]

8.1.3 Algemene uitwerking van een park

De verschillende geselecteerde locaties hebben **kenmerken** zoals diepte, snelheid en oppervlakte die zeer verscheiden zijn. Zelfs binnen eenzelfde gebied kunnen zones met verschillende kenmerken voorkomen. Dit zal bijvoorbeeld het geval zijn bij Calais. Om het potentieel van elke zone zo goed mogelijk te doorgronden en te benutten zijn de keuzes qua type en dimensionering van de turbines aangepast aan de zones. Er worden echter stevast een aantal gemeenschappelijke regels gehanteerd bij het uitwerken van iedere configuratie. In onderstaande tabel zijn de verschillende beperkingen summier weergegeven.

Blockage – coëfficiënt HATT	≈16%
Blockage – coëfficiënt VATT	≈7%
Open¹¹⁵ park (HATT)	3D x 30D tussenafstand lat./long.
Gesloten park (HATT)	3D x 15D tussenafstand lat./long.
Open park (VATT)	6D x 10D tussenafstand lat./long.
Open park (HATT/VATT)	Max. 3 rijen
Gesloten park (HATT/VATT)	Max. 3 rijen
Barge¹¹⁶	6 kolommen as-op-as 3,13D _t
Vrije waterlaag onderaan	0.25*h (waarbij h waterdiepte [140][142])
Vrije waterlaag bovenaan	2 à 3m (bij laag water)
SIF	<20%

Tabel 8-5 Regels voor parkontwerp¹¹⁷

¹¹⁵ Met open wordt bedoeld dat er door de TEC eigenschappen plaats is om de toestellen ruimer te plaatsen.

¹¹⁶ Het vermogen van een GCK zal van 35% naar 43% worden gebracht door het effect van de barge.

¹¹⁷ D_t : diameter van een VATT. D : diameter van een HATT / equivalente diameter van een HATT met twee turbines / frontale lengte van een barge in het geval van een park VATT's. D_{eq} : equivalente diameter, zijnde tweemaal de diameter van een turbine plus een tussenruimte afhankelijk van het toestel.

Het gehele park is zo opgebouwd dat het **vermogen/kost gemaximaliseerd** wordt. Dit gebeurt in een eerste manier door het aantal rijen – dus het vermogensverlies – te beperken. Zo wordt het aantal toestellen dat op verminderd vermogen werkt geminimaliseerd – en zo ook de investeringskost. Vooral in gebieden waar de stroming al minder optimaal is, zoals het merendeel van de geselecteerd gebieden, is het van belang het aantal rijen te beperken. Merk op dat op de derde rij de snelheid al 5% verminderd is ten opzichte van zijn oorspronkelijke snelheid, wat voor het vermogen een verlies van 15% betekent¹¹⁸. De extra opbrengt van een vierde rij zal de meerkost niet compenseren.

Een tweede manier om het rendement te optimaliseren is het kiezen van **optimale tussenafstanden**. De gevalstudie van Alderney, waar geconcludeerd werd met 3D x 15D, lijkt goede perspectieven te bieden en wordt daarom ook toegepast. Dat ook 3D x 30D gebruikt wordt heeft ermee te maken dat bij bepaalde toesteltypes¹¹⁹ de mogelijkheid bestaat ruimere spatiëring na te streven gezien het opgelegd verbod op een vierde rij. De keuze hiervoor volgt uit de verminderde verliezen die verondersteld worden op te treden.

De verliezen worden bepaald door een snelheidsverlies in de volgende rij in rekening te brengen. Gezien de bemerkingen gemaakt bij voorgaande theorieën en de uniciteit van elke parkschikking (blockage van doorstroomsectie en niet uniforme rijopstelling) wordt in **deze scriptie** de vermogensreductie aan de blockage-coëfficiënt gelinkt, volgens een aangepaste versie van formule (8-1).

- Voor HATT's: 8% vermogensverlies bij een blockage-coëfficiënt van 16% en 3Dx15D (Volgens figuur 8-2 bij een opstelling 3Dx15D) is via een aanpassing van de tweede term¹²⁰ beter in overeenstemming met de wetten van behoud van energie en massa¹²¹:

¹¹⁸ Na toepassing van formule 8-2 met blockage-coëfficiënt van 16%. Eigenlijk zal de vermogensreductie nog groter zijn omdat een aantal snelheden niet meer boven de cut-in snelheid geraken.

¹¹⁹ Twin TEC's zoals de SeaGen hebben een grote equivalente diameter zodat er niet zoveel in 1 park geplaatst kunnen worden, terwijl toestellen met slechts 1 turbine in veel grotere aantallen kunnen gezet worden.

¹²⁰ Deze correctieterm is eigenlijk gebaseerd op een blockage-coëfficiënt van 16% en is dus strikt genomen afhankelijk van de aannames voor het parkontwerp en toesteldimensionering. Die coëfficiënt van 16% wordt verderop beargumenteerd. Over een gemiddeld park zoals gedefinieerd in de studie met betrekking tot HATT's zou het verlies hiermee 8% bedragen, in overeenstemming met de overige aannames.

¹²¹ Indien de snelheid enkel zou verlagen voldoen de wetten van behoud van massa enkel indien een waterverheffing optreedt. Dit is echter niet zo, gezien energie onttrokken wordt aan de stroom. Een snelheidsstijging in de gebieden rond het park en gedeeltelijk ook tussen de convertoren is dan ook het logisch gevolg.

$$U_{dr} = \left| \frac{A_b}{A_{total}} (1 - 2a) + 1,063 \frac{A_{free}}{A_{total}} \right| U_0 = R_{DF} U_0 \quad (8-2)$$

- Voor HATT's: 5% vermogensverlies in de volgende rij bij een blockage-coëfficiënt van 16% en 3Dx30D. Dit leidt tot een aanpassing van formule 8-2 tot:

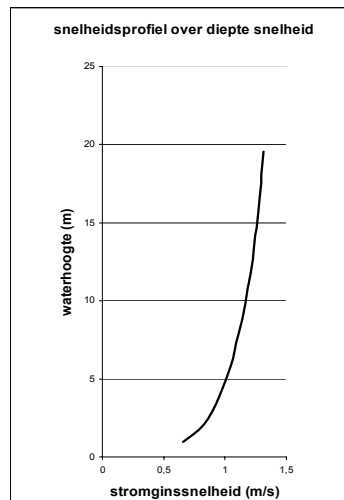
$$U_{dr} = \left| \frac{A_b}{A_{total}} (1 - 2a) + 1,075 \frac{A_{free}}{A_{total}} \right| U_0 = R_{DF} U_0 \quad (8-3)$$

- Voor VATT's: 5% vermogensverlies in de volgende rij bij een blockage-coëfficiënt van 7%. (tabel 8-3 bij afstand 6Dx10D) De formule wordt hier:

$$U_{dr} = \left| \frac{A_b}{A_{total}} (1 - 2a) + 1,02 \frac{A_{free}}{A_{total}} \right| U_0 = R_{DF} U_0 \quad (8-4)$$

De kosten worden op een derde manier gedrukt door de **krachten** op het toestel gebalanceerd te houden. Door het onderste deel van de stroming ($0.25 \cdot h$) niet te benutten worden de cyclische belastingen op HATT's verminderd. Bovendien resulteert de afname in nuttig vermogen door de verlaagde snelheid in de onderste lagen (figuur 8-6) in een verminderde rendabiliteit van een grotere rotor bij zowel HATT's als VATT's. Dat de bovenste 2 à 3m niet benut worden heeft enerzijds te maken met cavitatie-gevaar door de nabijheid van het vrije oppervlak. Anderzijds geldt opnieuw het argument van toegenomen cyclische belasting door golfwerking. Specifiek voor de GCK leidde de nabijheid van het oppervlak overigens tot verminderde prestaties door het zuigen van lucht. Voor deze overhoogte wordt door sommige fabrikanten (Zie OpenHydro in Hoofdstuk 5) een grotere marge voorzien met betrekking tot drijvend wrakhout en mogelijke aanvaring. Mogelijks dreigt gevaar voor cyclische belasting door golfwerking, gezien voor golven in diepwater de golf tot halverwege de waterdiepte voelbaar is. Een precieze inschatting van deze effecten kan echter niet gemaakt worden, bij gebrek aan gedetailleerde informatie door de fabrikant. Er kan worden opgemerkt dat de vrije waterhoogte geldt ten opzichte van laagwater, dus er blijft bij hoogwater een extra marge beschikbaar¹²².

¹²² Deze valt echter niet noodzakelijk samen met de piekstromingen en betekent dus niet automatisch een veiligere waarde bij werking van de TEC.



Figuur 8-6 Verticaal stromingsprofiel

Tenslotte wordt er naar gestreefd **de milieu-impact** van het park te matigen. Zoals reeds aangegeven wordt toegestaan slechts 10 à 50% van het aanwezige vermogen te benutten. In dit werk wordt 20% opgelegd. Waar sommige studies [4] soms strenger zijn en 12% eisen, wordt hier het argument aangehaald dat de meeste studies kanaalsecties betreffen. Een park in open zee – hoewel de geul tussen twee zandbanken in mindere mate eveneens als kanaalsectie kan beschouwd worden – wordt geacht minder gevoelig te zijn aan een algemene afname van de snelheid ten gevolge van de aanwezigheid van het park.

Verder worden bij de concrete aflijning van het **parkgebied** zones afgebakend met gelijke diepte -en snelheidskarakteristieken. Door enkel die zones te selecteren waarbij de **zones rondom** eveneens voldoende overschrijdingskans van een bepaalde snelheid hebben wordt gepoogd mogelijk lokale piekwaarden uit te sluiten. Een zone onderscheidt zich hierin dat ze gelijkaardige voorwaarden heeft, volgend uit de kanskaart, en de waterdiepte over de zone **maximaal 5m** verschil bedraagt. Indien het verschil groter is wordt een nieuwe zone vooropgesteld. De stromingssnelheden, richtingen, waterniveaus, ... worden vervolgens over de zone uitgemiddeld om zeer lokale piekeffecten uit te sluiten.

Uiteraard wordt rekening gehouden met de andere **nutsfuncties** in de Noordzee. Hiertoe werd handig gebruikt gemaakt van GIS software. De uiteindelijke parkschikking is het resultaat van een intensief iteratief proces gebaseerd op bovenstaande richtlijnen. In wat volgt worden de verschillende locaties uitgewerkt per zone¹²³.

¹²³ De informatie werd via matlab (Matlab® R2007b) – scripts uit de gegenereerde data gepuurd en vervolgens verder omgezet in Excel (Microsoft Office Excel) voor het verwerken naar grafieken.

8.1.4 Opmerkingen berekeningen

Voor de berekening van de **energieproductie** aan de hand van de Coherens – Data wordt gewerkt met een veronderstelde getijdencyclus (springtij-doodtij-springtij) van 29,5 dagen. Gezien de dataset ons 17 dagen verschaft kunnen we rekenen op een springtij – doodtij cyclus (14,75 dagen of 21240 minuten) De eerste 2,25 dagen worden niet gebruikt gezien deze hoogstwaarschijnlijk opstarteffecten vertoont¹²⁴. Vervolgens wordt de geproduceerde energie gedurende deze halve maandcyclus bepaald als volgt:

$$Ec[J] = \sum_0^{21240} P_{output}(v_{rij1}) \cdot \Delta t(30 \text{ min}) + \sum_0^{21240} P_{output}(v_{rij2}) \cdot \Delta t(30 \text{ min}) + \sum_0^{21240} P_{output}(v_{rij3}) \cdot \Delta t(30 \text{ min}) \quad (8-5)$$

$$E[J] = Ec[J] \cdot \frac{365}{14,75} \quad (8-6)$$

Voor de berekening van de energieproductie aan de hand van Stroomatlas 25 voor Zeebrugge wordt gewerkt met een veronderstelde getijdencyclus van eveneens 29,5 dagen. Hier worden echter slechts 2 HW-LW cycli voor springtij en doodtij gegeven. Mits enkele omvormingen (waarop verderop nog wordt ingegaan) wordt hieruit eveneens een 14,5 dagen cyclus gedistilleerd en verder gerekend met bovenstaande formule.

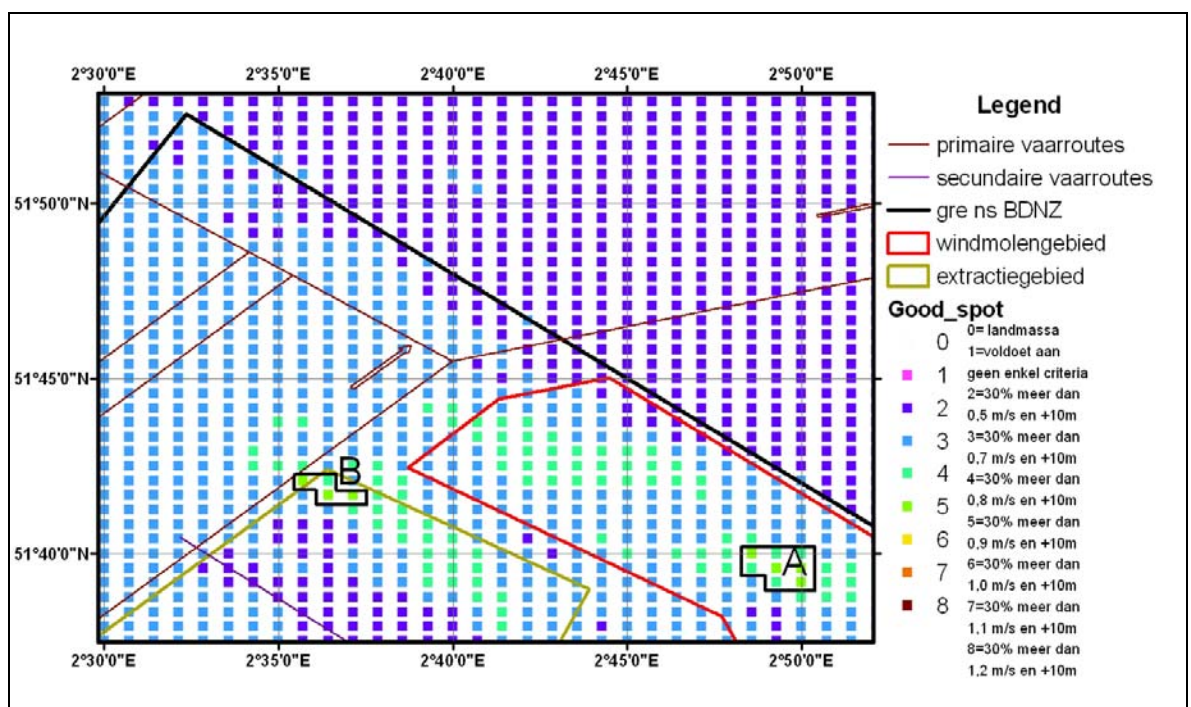
Aan de parken wordt telkens een **nominaal vermogen** toegekend. Merk op dat het nominaal vermogen van een toestel hier gedefinieerd wordt als het vermogen bij pieksnelheid geleverd door een toestel. Dit is dus niet het nominaal vermogen zoals beschikbaar op de commerciële fiches van deze toestellen. De verantwoording hiervoor ligt erin dat gezien de lagere snelheden in de beschikbare gebieden mogelijks andere generatoren – lees zwaardere vermogens – worden toegepast dan in de toestellen die door de fabrikanten aan tests werden onderworpen. Typisch gebeuren deze tests in optimale sites met snelheden tot ver boven 3m/s. Deze generatoren zouden dan logischerwijs gekozen worden op een snelheid lager of gelijk aan de pieksnelheid van de beschouwde zone¹²⁵.

¹²⁴ Zie appendix F

¹²⁵ Ontwerpen op een lagere snelheid brengt het voordeel mee dat de generatorkost kan worden gereduceerd. Bovendien komen de pieksnelheden slecht zeer weinig voor. Indien het toestel over pitch-controle beschikt kan de belasting van de rotorbladen hiermee worden gereduceerd en zo de kost. In deze scriptie kan deze kostvermindering echter zeer moeilijk worden ingeschat en is het dus gerechtvaardigd te ontwerpen op pieksnelheid. Een reductie in vermogen, door ontwerp op nog lagere snelheid, die niet gecompenseerd wordt door een kostenverlaging zou een al te conservatieve houding zijn.

8.2 Concessiegebied

Initieel werden twee zones weerhouden als potentiële sites voor getijdenenergieopwekking in de diepe wateren van het BDNZ. Uit de GIS kaarten blijkt enkel zone A zich in de concessiezone te bevinden. Zone B ligt buiten deze zone en wordt helemaal uitgesloten wegens het samenvallen met een zandwinningsgebied. Dat zone A zich in het concessiegebied bevindt, het gebied met als speciale bestemming energiewinningactiviteiten¹²⁶, biedt een zekere meerwaarde aan deze potentiële site.

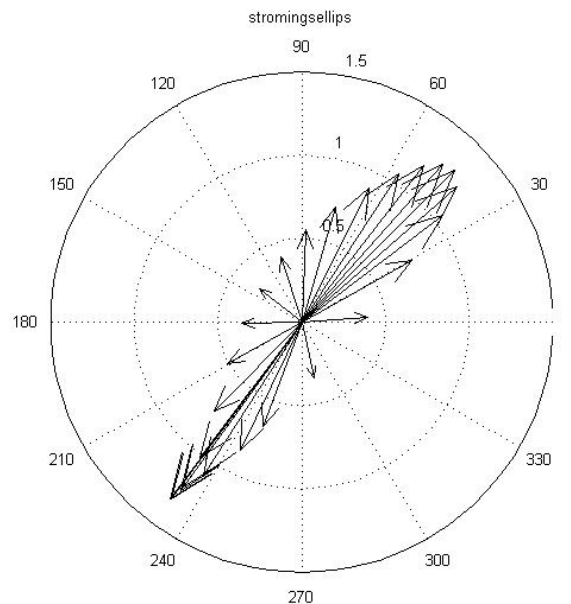


Figuur 8-7: De interessante zones in het concessiegebied met gebruiksfuncties en kansenkaart

¹²⁶ Zowel energiewinning uit wind, golven als getijden wordt voorzien in de wetgeving.

8.2.1 Karakteristieke beschrijving Zone A Concessiegebied

De toestellen worden ondersteld geen mechanisme te bezitten dat hen in de **stroomrichting** plaatst.¹²⁷ Daarom wordt het park zo ontworpen dat het frontaal in de richting van de stroom zo veel mogelijk toestellen op de 1^{ste} rij mogelijk maakt¹²⁸. Uit de stromingsellips¹²⁹ blijkt de stroming hoofdzakelijk NO-ZW te verlopen, dus quasi een perfecte 180° wisseling in stromingsrichting tussen eb en vloed. Bovendien blijkt de cut-in snelheid van de meeste toestellen 0,5 à 0,7 m/s te bedragen. Wanneer het toestel dus in werking treedt kan met voldoende benadering worden gesteld dat de stroming dezelfde richting aanhoudt wat de aanname van toestellen met vaste richting verklaart.



Figuur 8-8 Stromingsellips zone A concessiegebied op een willekeurige dag¹³⁰ (0° stemt overeen met het Oosten, 90° met het Noorden, de pijlen duiden de zin en richting van de stroming aan, de grootte van de pijl wijst de snelheid aan in m/s, de gebruikelijke cut-in ligt tussen cirkel 1 en 2)

¹²⁷ Argumentatie hiervoor volgt in volgende paragraaf.

¹²⁸ Merk op dat gezien de specifieke afbakening van een zone het niet steeds mogelijk is het aantal toestellen op de i-de rij voor eb en vloed richting gelijk te nemen. In een nauwgezet iteratief proces is nagestreefd dit op elkaar af te stemmen doch dit is niet feilloos. In deze scriptie zal het park in zowel eb als vloed richting identiek beschouwd worden. Dit kan een kleine afwijking ten gevolge hebben.

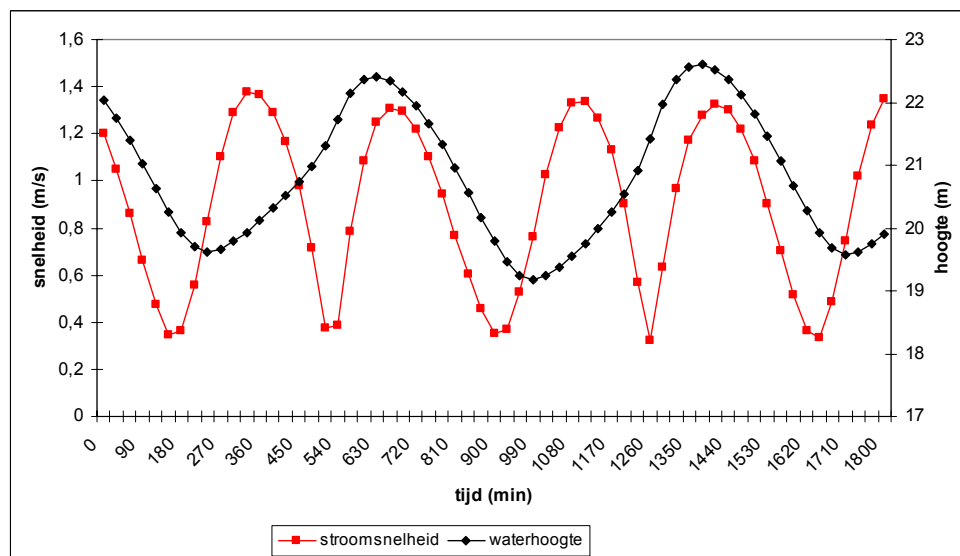
¹²⁹ De stroomrichting over een dagcyclus van het getijde op een locatie. De stroomrichting wordt weergegeven voor ieder halfuur. Merk op dat lichte verschillen optreden tussen doortij en springtij, deze zijn echter niet significant. (In de orde van een 5-tal graden)

¹³⁰ Net voor springtij, zie appendix F.

Locatie / Zone	Concessiegebied / Zone A
Gemiddelde minimale diepte	22,5m
Gemiddelde maximale diepte	25m
Pieksnelheid ¹³¹	1,27m/s
Gemiddelde stroomrichting	NO-ZW
Totale bestreken oppervlakte	~5km ²

Tabel 8-6 Samenvatting van de voornaamste eigenschappen van de zone

Er treden geen noemenswaardige verschillen in snelheid tussen **eb** en **vloedstroming** zo blijkt uit figuur 8-9. De pieksnelheid bij vloed treedt ongeveer een uur na hoogwater (ter plaatse) op, alsook de pieksnelheid bij eb. Rekenen op een veilige extra vrije waterhoogte bij werking van de TEC is dus niet aangewezen.



Figuur 8-9 Waterniveau en stromingsnelheid in functie van de tijd voor een springtij dagcyclus (tijdstappen van een half uur)

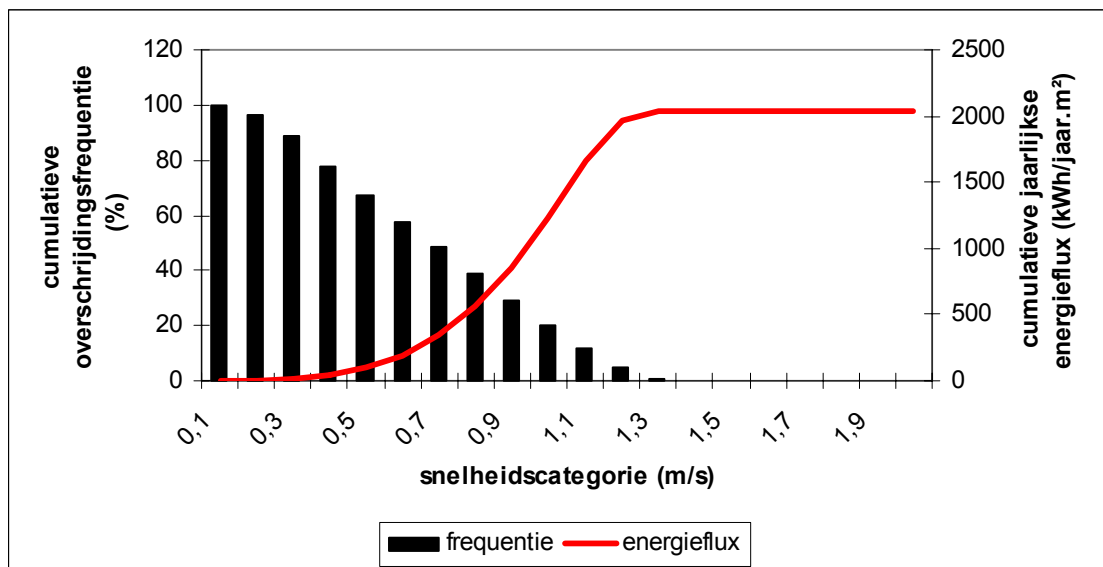
Figuur 8-10 geeft de overschrijdingskans weer dat een snelheid wordt overschreden. Tegelijk wordt hieraan de jaarlijkse energieflex in kWh doorheen een verticaal eenheidsoppervlak gekoppeld. Dit is de energie die gedurende een jaar passeert doorheen een oppervlakte – eenheid ten gevolge van de snelheden groter dan een bepaalde waarde. Figuur 8-11 geeft de distributieve verdeling weer voor het voorkomen van een bepaalde snelheidsinterval. Ook hierin is de jaarlijkse energieflex doorheen een verticaal eenheidsoppervlak gekoppeld aan het respectievelijk

¹³¹ Uitgemiddeld over de zone, dit is geen lokale pieksnelheid, die nog iets hoger kan zijn.

snelheidsinterval. De derde macht in de vermogensberekening geeft aan dat snelheid een belangrijke waarde is.

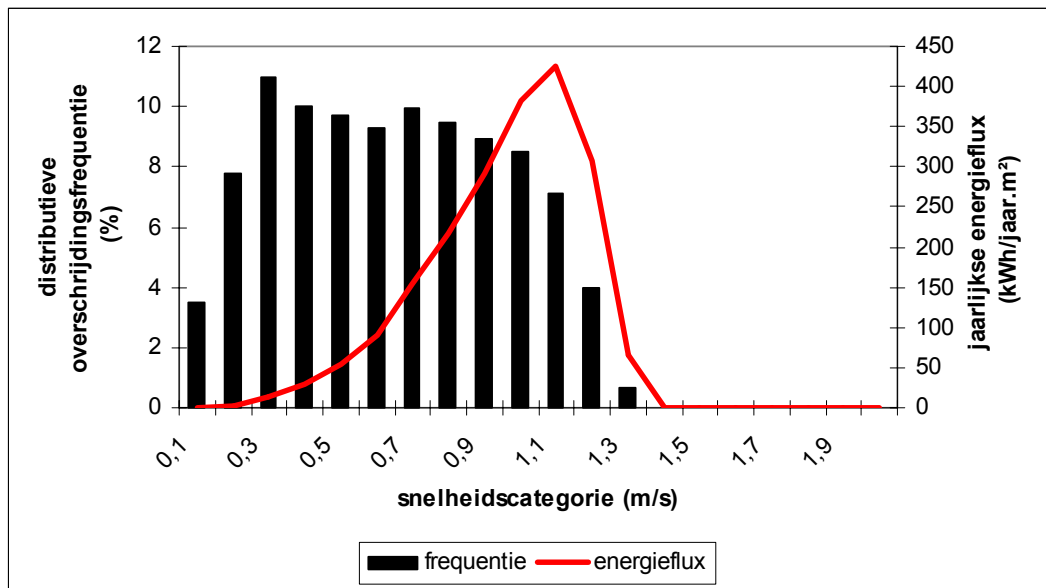
$$P = 0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (8-7)$$

Zo dekken de hogere snelheden een hogere energie-inhoud. Dit wordt gedeeltelijk gecompenseerd door het percentage van voorkomen bij de grote snelheden. De pieksnelheden komen nauwelijks voor en zijn dus in sterk verminderde mate aansprakelijk voor de jaarlijkse energieflux. Er valt op te merken dat voor deze zone de stromingen rond 1 à 1,1 m/s de grootste bijdrage aan de jaarlijkse energie leveren. Deze stromingen worden jaarlijks ongeveer 20% van de tijd overtroffen.



Figuur 8-10 Cumulatieve snelheidsfrequentie en jaarlijkse energieflux doorheen verticaal eenheidsoppervlak¹³²

¹³² Dit is een gemiddelde van de frequenties en niet de frequentiedistributie van de gemiddelde snelheden. Dit is niet volledig correct, maar de afwijkingen zijn miniem en verantwoorden het grote meerwerk niet.



Figuur 8-11 Distributieve snelheidsfrequentie en jaarlijkse energieflex doorheen verticaal eenheidsoppervlak

8.2.2 Vermogensbepaling

Verschillende scenario's worden uitgewerkt. Hieronder wordt de keuze van het merk en type van TEC verstaan. Voor deze zone worden enkel MCT (zowel het SeaFlow-type en het SeaGen-type¹³³), SRTT en OpenHydro als potentiële toestellen aangewend. Een overzicht van de scenario's is weergegeven in tabel 8-7. De volgende diameters en nominale vermogens worden gebruikt:

- Zone A: 14m diameter => nominaal vermogen 73kW of 145 kW (dubbele of enkele) voor zowel MCT als SRTT
- Zone A: 14m diameter => nominaal vermogen 65kW of 137kW (dubbele of enkele) voor de OpenHydro (vanwege zijn centrale opening iets minder oppervlakte)

MCT seaflow – type	3D x 30D
MCT seagen – type	3D x 15D
OpenHydro – enkel	3D x 30D
OpenHydro – dubbel	3D x 15D
SRTT (dubbele rotor)	3D x 15D

Tabel 8-7 verschillende scenario's Concessiegebied

¹³³ Ter herinnering: De SeaFlow turbine heeft 1 rotor, de SeaGen heeft een dubbele rotor.

	zone A
Seaflow	191
SeaGen	75
Open hydro enkel	191
Open hydro dubbel	75
SRTT	75

Tabel 8-8 Aantal turbines per scenario Concessiegebied

	zone A	output/turbine
Seaflow	25036	131
SeaGen	16977	261
Open hydro enkel	30773	161
Open hydro dubbel	21407	330
SRTT	19587	261

Tabel 8-9 Geproduceerde energie per scenario per zone in MWh/jaar Concesiegebied

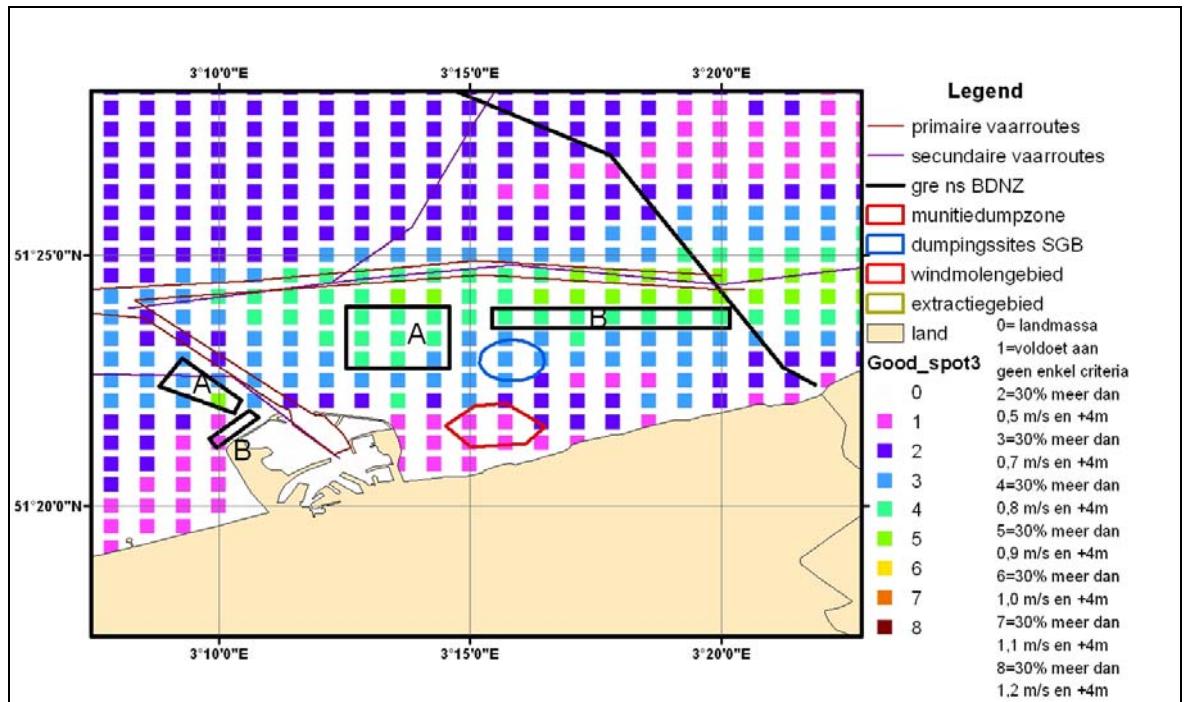
De berekeningen van alle parken evenals de overige eigenschappen van de parken – zoals parkvermogen, capaciteitsfactor, invloedsfactor, – zijn terug te vinden op de bijgeleverde CD-rom.

8.3 Zeebrugge

Voor Zeebrugge¹³⁴ werden twee zones onderscheiden:

- zone A: een groter gebied langsheen de vaargeul, die gemiddeld goede stromingseigenschappen ondervindt dankzij het stuweffect van de stroming langsheen de haven.
- zone B, een smalle zone langsheen de dijk van de haven van Zeebrugge, met iets hogere stroomsnelheden.

¹³⁴ De zones rond Zeebrugge werden niet rechtstreeks uit figuur 8-12 afgeleid, maar m.b.v. stroomatlas nr.25.



Figuur 8-12 : De interessante zones rond Zeebrugge (links) en Wielingen (rechts)

8.3.1 Karakteristieke beschrijving zones Zeebrugge

Van de Zeebrugge-zones wordt geen stromingsellips opgesteld, gezien de data handmatig uit stroomatlas 25 wordt gedistilleerd. De stromingssnelheden worden opgenomen voor extreem tij. Middels dood en spring-tij coëfficiënten kan worden overgegaan naar gemiddeld dood en springtij stromingen. Om de stromingen over de diepte te kennen wordt een 1/7 macht diepteverdeling van de stroming ondersteld:

$$\begin{cases} u_{t(z)} = 0,93 \cdot \left(\frac{z}{0,32 \cdot h} \right)^{\left(\frac{1}{7}\right)} \cdot u_{t(\text{piek})} & \text{voor } 0 < z < 0,5 \cdot h \\ u_{t(z)} = u_{t(\text{piek})} & \text{voor } 0,5 \cdot h < z < h \end{cases} \quad (8-8)$$

- Waarbij:
- $U_{t(z)}$ = de stromingsnelheid op hoogte z boven de zeebodem
 - $U_{t(\text{piek})}$ = piek oppervlakte stromingssnelheid
 - z = hoogte boven de zeebodem
 - h = totale waterdiepte

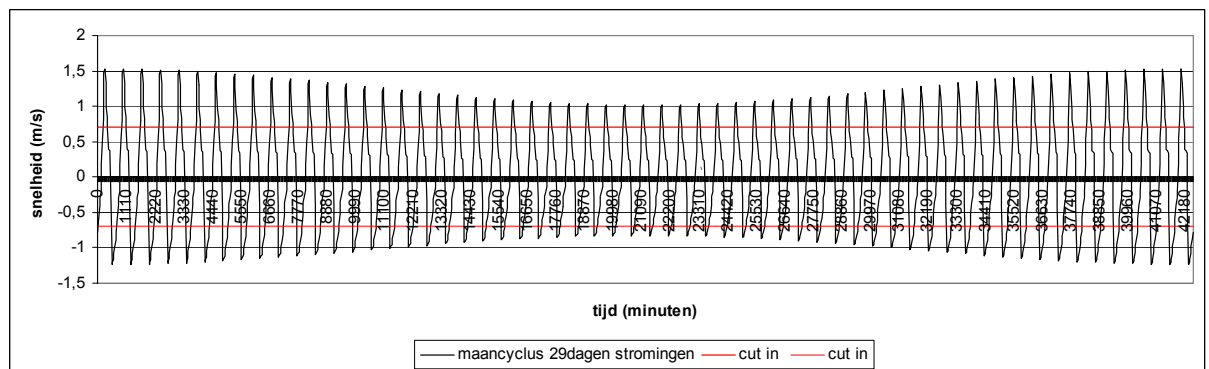
De gegeven springtij cyclus omvat een volledige HW-LW-cyclus. Deze wordt ondersteld 690 minuten te duren. Deze cyclus die zich iedere 690 minuten herhaalt, wordt met een amplitudefactor geschaald om de doortij – springtij cyclus in rekening te brengen die zich herhaalt met een periode van 42480 minuten (29,5 dagen):

$$u(t) = 0,8335 + 0,1655 \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot t}{42480}\right) \Rightarrow \text{gebaseerd op } A + B \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot t}{T}\right) \quad (8-9)$$

waarbij de pieksnelheden bij gemiddeld doortij en gemiddeld springtij gekend zijn. Waar nodig werd de snelheid lineair geïnterpoleerd¹³⁵ teneinde waarden om het half uur te bekomen.

Locatie / Zone	Zeebrugge / Zone A	Zeebrugge / Zone B
Gemiddelde minimale diepte	10	10
Gemiddelde maximale diepte	14	14
Pieksnelheid ¹³⁶	1,53m/s	1,76m/s
Gemiddelde stroomrichting	OW	OW
Totale bestreken oppervlakte	~0,48km ²	~0,4km ²

Tabel 8-10 Samenvatting voornaamste gegevens Zeebrugge

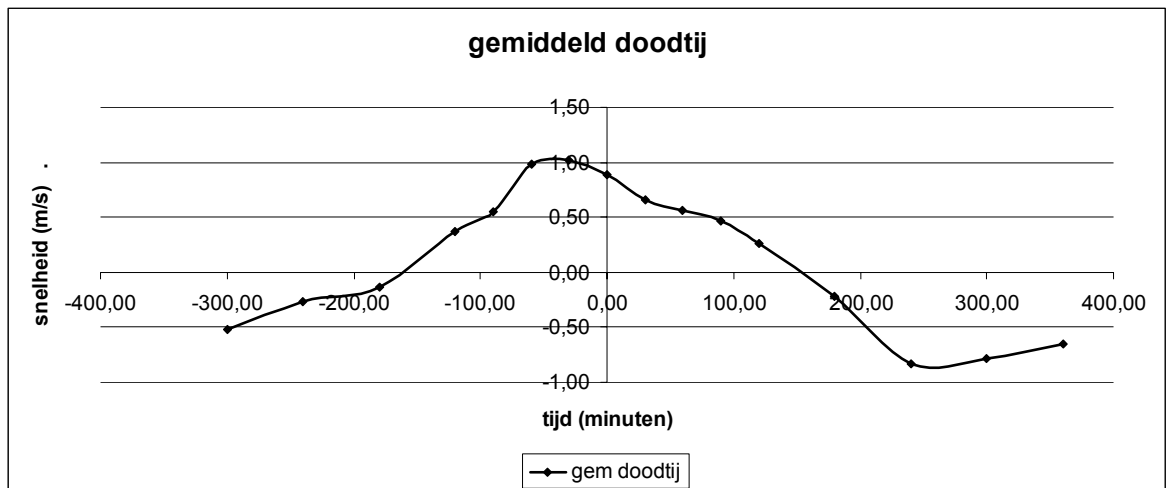


Figuur 8-13 Stromingsnelheid zone A over een doortij-springtijcyclus

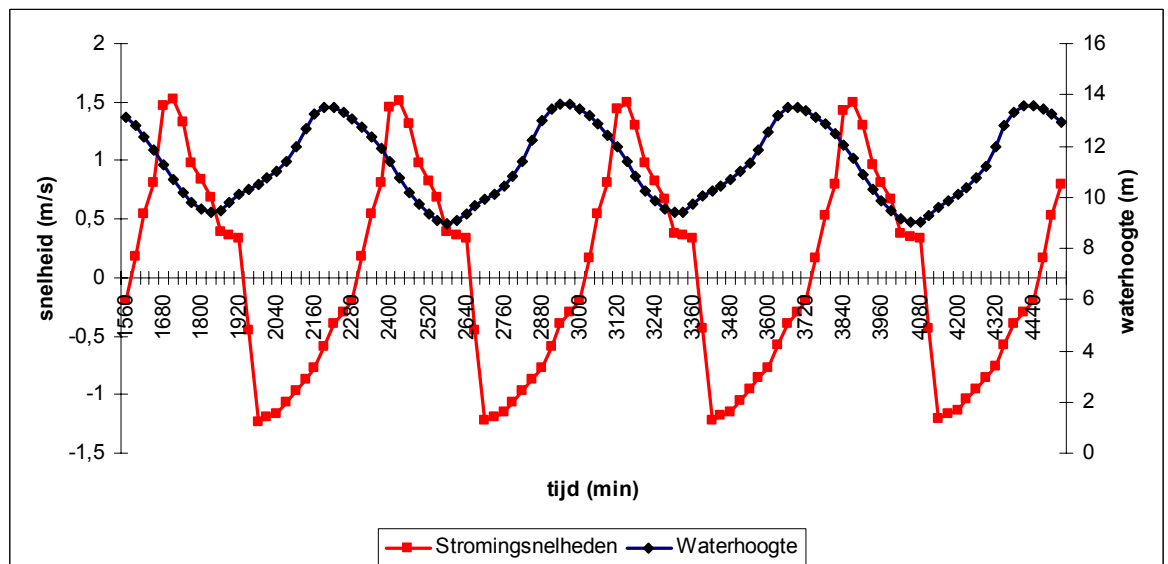
¹³⁵ Verscheidene curve-fittings werden uitgevoerd zonder bevredigend resultaat. Gezien zijn specifieke locatie is de min of meer sinusoidale vorm van het getij volledig vervormd, waarbij een zeer plotse piek optreedt bij vloed. Verschillende curve-fittings vlakten deze piek al te sterk af, waardoor deze achterwege gelaten werden. Zeer goed aansluitende curve-fittings hadden dan weer als nadeel slechts in de gemeten punten voldoening te bieden. Geïnterpoleerde waarden weken zeer sterk af van de werkelijke waarden. Er werd uiteindelijk geopteerd voor een lineaire interpolatie in een beperkt aantal punten waarvoor geen halfuurlijkse waarden beschikbaar waren. Voor de onderhavige studie biedt een halfuurlijkse waarde voldoening.

¹³⁶ Uitgemiddeld over de zone, dit is geen lokale pieksnelheid, die nog iets hoger kan zijn.

De piekwaarden van de snelheid komen bij vloed stevast boven de cut-in snelheid van 0,7 m/s uit (zone A). Voor zone B worden gelijkaardige resultaten bekomen. De pieksnelheden zijn zelfs nog iets gunstiger. In figuur 8-14 blijkt duidelijk dat bij vloed hogere snelheden worden bereikt dan bij eb. Dit geldt nog veel meer voor zone B, die bij eb stroming zich eigenlijk wat in de schaduwzone van de dijk bevindt. Dus hoewel de pieksnelheden van zone B gunstiger zijn, zijn deze bij eb lager. De desbetreffende figuren kunnen worden teruggevonden op de CD-rom.



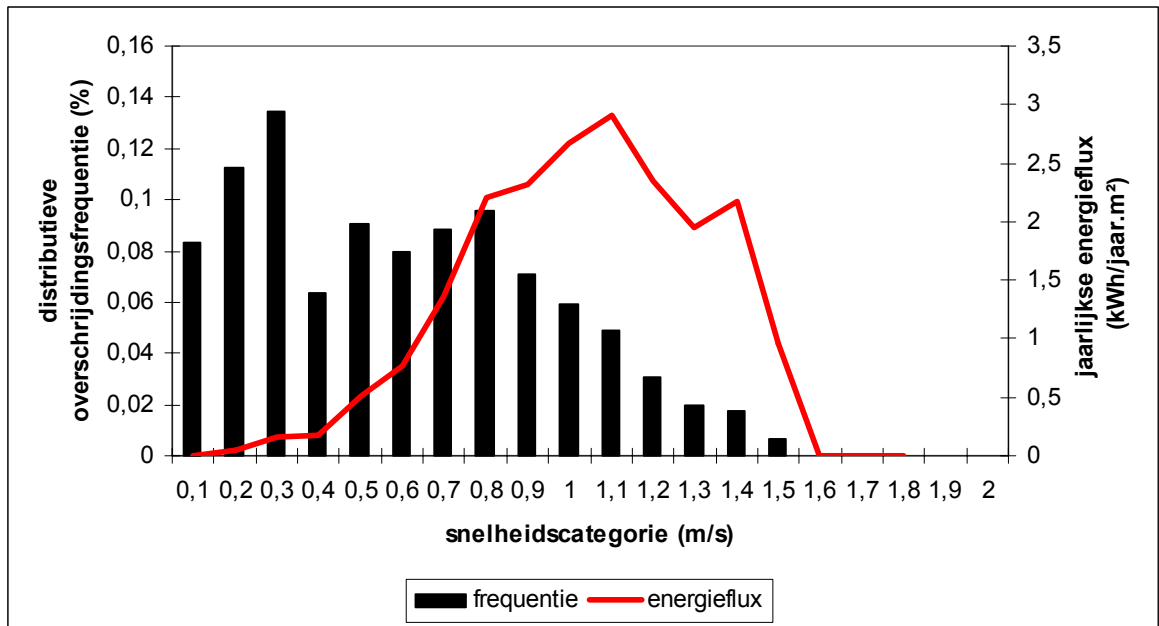
Figuur 8-14 stromingssnelheden voor een HW-LW-cyclus voor zone A (eb=negatieve waarde richting WZW, vloed=positieve waarde richting ONO)



Figuur 8-15 Stromingssnelheid versus waterhoogte¹³⁷ in zone A Zeebrugge voor een willekeurig tijdsbereik

¹³⁷ De waterhoogtes zijn onttrokken aan de Coherens data, genomen in een zone rond Zeebrugge. Mogelijks stemt deze qua locatie en vorm niet exact overeen met die waar de stromingssnelheden werden genoteerd.

De pieksnelheden in Zeebrugge treden ongeveer tussen eb en vloed op. In zekere zin kan hier dus op een veiligheid gerekend worden betreffende de vrije waterhoogte tijdens werking. Waar de minimale diepte genomen werd als basis voor de dimensionering zou kunnen geargumenteed worden op de gemiddelde diepte te rekenen. De geringe veiligheid die reeds voorhanden is en het feit dat ook de veiligheid bij niet werking, dus ook tijdens minimale waterstand, moet gewaarborgd blijven, maakt dat hier de gevolgde methodiek wordt behouden.



Figuur 8-16 Distributieve snelheidsfrequentie en jaarlijkse energieflux doorheen verticaal eenheidsoppervlak Zeebrugge zone A

8.3.2 Vermogensbepaling

Voor Zeebrugge lijken Verdant en GCK de meest aangewezen turbines. Deze fabrikanten richten zich zeer specifiek op het marktsegment van kleinere turbines. De verschillende scenario's die worden uitgewerkt:

- Zone A: 5m diameter => nominaal vermogen 16kW (Verdant)
- Zone B: 5m diameter => nominaal vermogen 25kW (Verdant)
- Zone A: 1m diameter (2,5m hoog / 3 turbines per generator / 6 generatoren per 'barge') => nominaal vermogen 37kW/barge (GCK)
- Zone B: 1m diameter (2,5m hoog / 3 turbines per generator / 6 generatoren per 'barge') => nominaal vermogen 57kW/barge (GCK)

Verdant	3D x 30D
Verdant	3D x 30D
GCK (1m)	6D x 10D
GCK (1m)	6D x 10D

Tabel 8-11 verschillende scenario's Zeebrugge

	zone A	zone B	Totaal
Verdant	320	56	376
GCK (1m)	48	6	54

Tabel 8-12 Aantal turbines per scenario Zeebrugge, (bij de GCK wordt het aantal barges vermeld)

	zone A	zone B	Totaal	output/turbine (barge)
Verdant	4619	685	5304	14
GCK (1m)	1382	152	1534	16,4

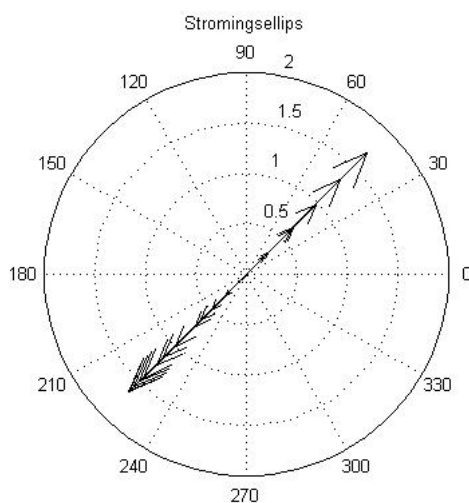
Tabel 8-13 Geproduceerde energie per scenario per zone in MWh/jaar Zeebrugge

De output per eenheid is voor de GCK eenheden een stuk groter gezien hier een 'barge' wordt beschouwd. Dergelijke barge van GCK's heeft een doorstroomoppervlakte van 45m² terwijl een Verdant turbine van 5m slechts 20m² bestrijkt. De Verdant toestellen leveren dus meer op. Dat deze ook kost-efficiënter zijn is echter nog geen uitgemaakte zaak.

8.4 Wielingen

Het gebied Wielingen rechts van Zeebrugge wordt verdeeld in twee zones met vrij gelijkaardige karakteristieken. Naar boven toe worden de zones begrensd door de vaargeul en naar rechts toe door de grenzen van de Belgische bevoegdheid. Teneinde veiligheid te garanderen wordt een zekere afstand tot de vaargeul bewaard. Zoals kan opgemerkt worden in de Gis-kaart (figuur 8-12) is zone B gekozen in een gebied met eigenschappen volgens kleurcode 4 (30% overschrijdingskans voor een snelheid van 0,9m/s en minimale diepte 4m). De tussenruimte met de vaargeul, met kleurcode 5 (30% overschrijdingskans snelheid van 1m/s en minimale diepte 4m) wordt niet benut, daar deze waarschijnlijk de vaargeul betreft. Er lijkt een afwijking te bestaan tussen de GIS gegenereerde vaargeul en de positie van de vaargeul volgens de Coherens data.

8.4.1 Karakteristieke beschrijving Wielingen



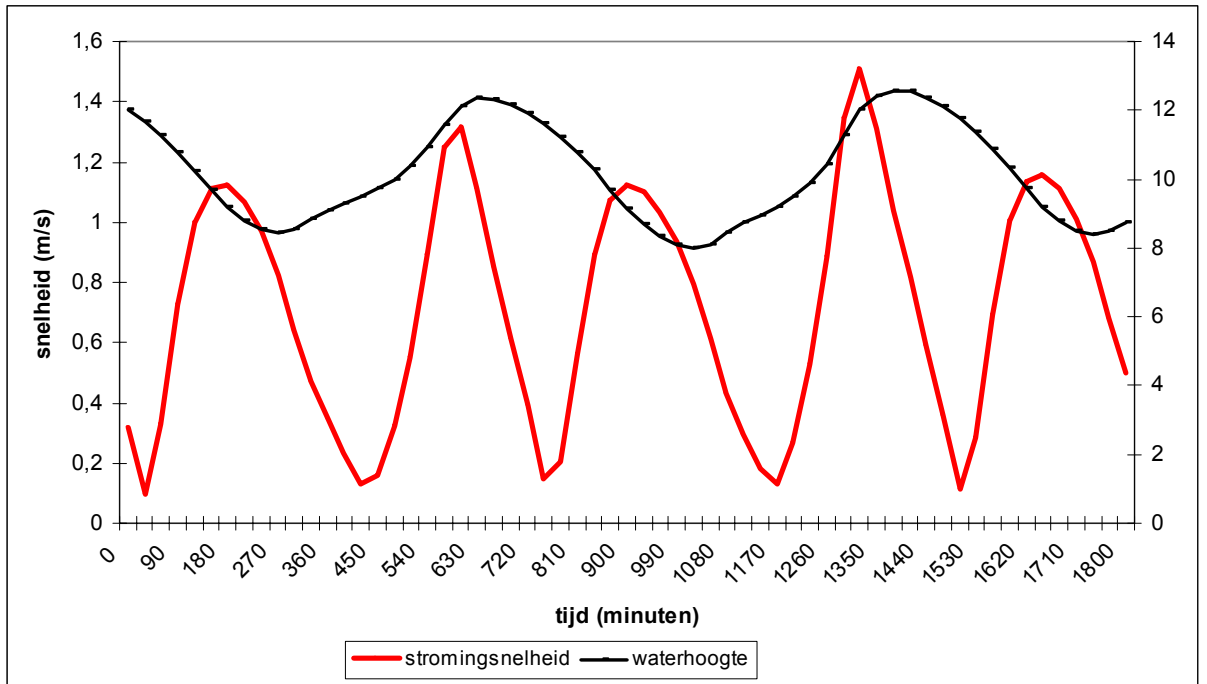
Figuur 8-17 Stromingsellips voor zone A te Wielingen

Merk op dat deze richting bijna perfect gelijk blijft gedurende een volledige HW-LW-cyclus. Dit is echter grotendeels een effect door het uitmiddelen van de stromingsrichtingen van iedere cel (dus het gemiddelde over een gebied). De afwijkingen t.o.v. de hoofdstroming bij de pieksnelheden zijn klein en bij uitmiddelen worden fluctuaties dermate miniem dat ze worden uitgevaagd bij visualisering.

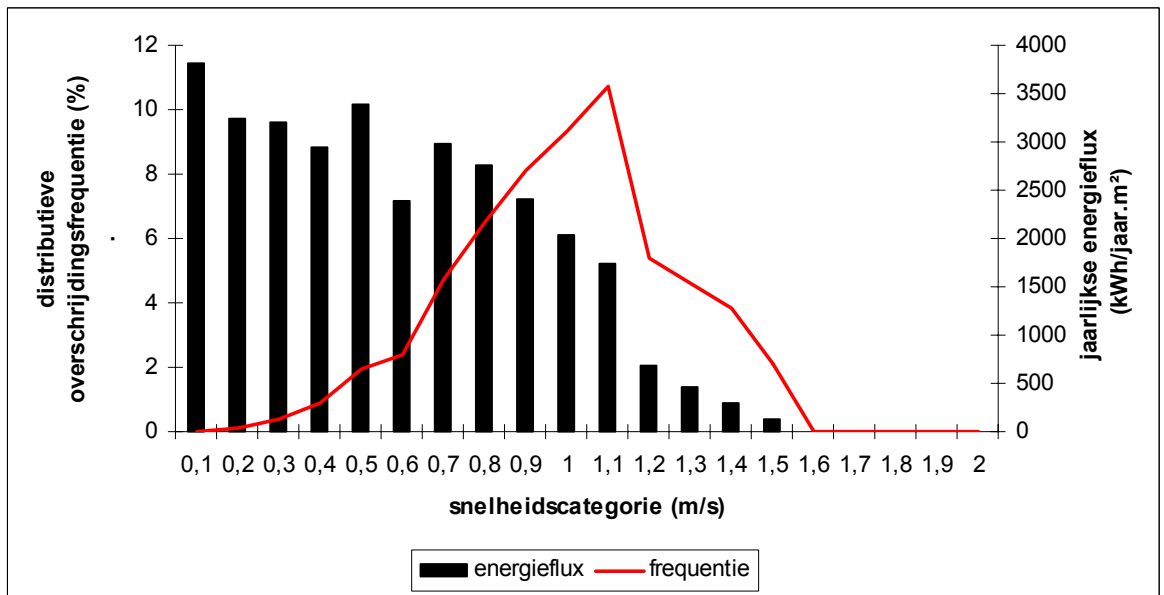
Locatie / Zone	Wielingen / Zone A	Wielingen / Zone B
Gemiddelde minimale diepte	8	10
Gemiddelde maximale diepte	12	13
Pieksnelheid ¹³⁸	1,57m/s	1,51m/s
Gemiddelde stroomrichting	NO-ZW	NO-ZW
Totale bestreken oppervlakte	~5km ²	~5km ²

Tabel 8-14 Samenvatting voornaamste gegevens Wielingen

¹³⁸ Uitgemiddeld over de zone, dit is geen lokale pieksnelheid, die nog iets hoger kan zijn.



Figuur 8-18 Stromingssnelheden en waterhoogtes over een willekeurig tijdsbereik in zone A te Wielingen



Figuur 8-19 Distributieve snelheidsfrequentie en jaarlijkse energieflex doorheen verticaal eenheidsoppervlak Wielingen zone A

8.4.2 Vermogensbepaling

In navolging van de argumentatie bij de Zeebrugge zones worden hier enkel Verdant en GCK turbines onderzocht.

- Zone A: 4m diameter => nominaal vermogen 12kW (Verdant)
- Zone B: 5m diameter => nominaal vermogen 16kW (Verdant)
- Zone A: 1m diameter (2,5m hoog / 2 turbines per generator / 6 generatoren per 'barge') => nominaal vermogen 27kW/barge (GCK)
- Zone B: 1m diameter (2,5m hoog / 3 turbines per generator / 6 generatoren per 'barge') => nominaal vermogen 36kW/barge (GCK)
- Zone A: 2m diameter (5m hoog / 1 turbine per generator / 6 generatoren per 'barge') => nominaal vermogen 54kW/barge (GCK)
- Zone B: 2m diameter (5m hoog / 1 turbine per generator / 6 generatoren per 'barge') => nominaal vermogen 48kW/barge (GCK)

Verdant – zone A	3D x 30D
Verdant – zone B	3D x 30D
GCK (1m) – zone A	6D x 10D
GCK (1m) – zone B	6D x 10D
GCK (2m) – zone A	6D x 10D
GCK (2m) – zone B	6D x 10D

Tabel 8-15 verschillende scenario's Wielingen

	zone A	zone B	Totaal
Verdant	468	942	1410
GCK (1m)	63	107	170
GCK (2m)	29	49	78

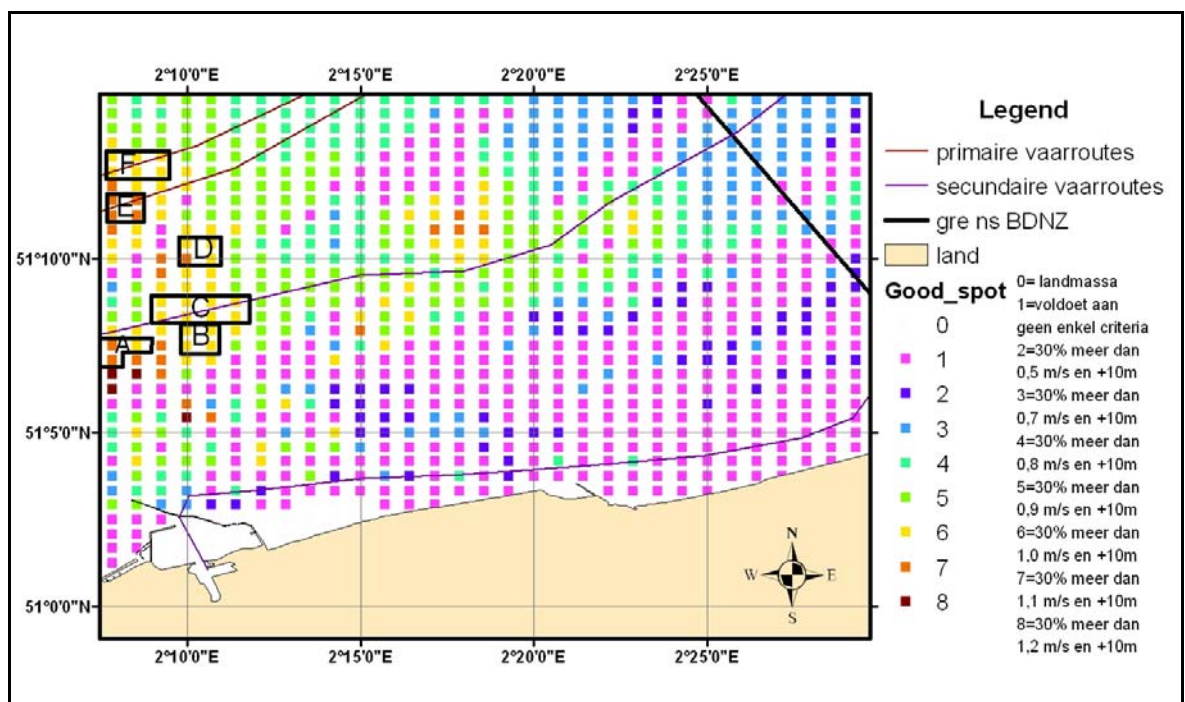
Tabel 8-16 Aantal TEC's per scenario Wielingen, (bij de GCK wordt het aantal barges vermeld)

	zone A	zone B	Totaal	output/turbine (barge)
Verdant	4460	7928	12388	8,8
GCK (1m)	1222	3418	4640	27,3
GCK (2m)	1128	2161	3289	42,2

Tabel 8-17 Geproduceerde energie per scenario per zone in MWh/jaar Wielingen

8.5 Calais

Voor de zone rond Calais werden uit het BCS-model initieel de stromingskarakterieken van 6 interessante gebieden bestudeerd. Zoals eerder vermeldt biedt de zone iets meer links van Calais allicht nog een groter potentieel, maar door de minder nauwkeurige resolutie van het NOS-model kan hier (helaas) moeilijk dieper op ingegaan worden. Na het inbrengen in GIS bleken de zones E en F door een primaire vaarweg doorsneden te worden. Zone C wordt eveneens door een secundaire vaarweg doorkruist. Enkel de zones A, B en D bieden dus nog mogelijkheden.

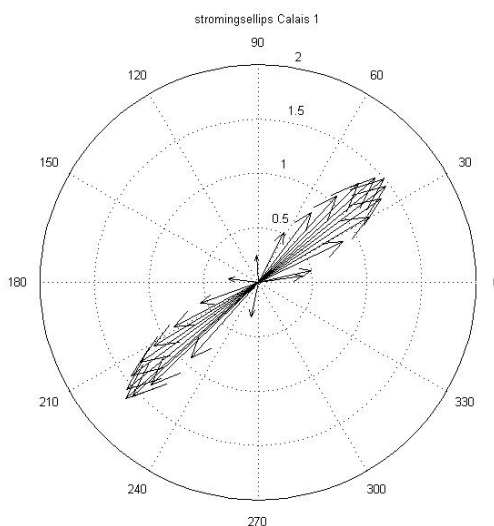


Figuur 8-20 : interessante sites rond Calais

In wat volgt zullen enkel de stromingsellips, dagcyclus en snelheidsdistributie van zone A gegeven worden, gezien de andere zones gelijkaardige figuren opleveren.

8.5.1 Karakteristieke beschrijving Calais

Uit de stromingsellips blijkt de stroming hoofdzakelijk 35° NO-ZW¹³⁹ te verlopen. De stroming blijkt hier zelfs zo goed als exact 180° te wisselen bij eb en vloed. De eerdere aannames¹⁴⁰ blijven hier dus ook geldig. Er blijken iets hogere snelheden op te treden, getuige het feit dat een derde cirkel van stroomsnelheid 1,5m/s in de ellips verschijnt.



Figuur 8-21 : stromingsellips Calais zone A

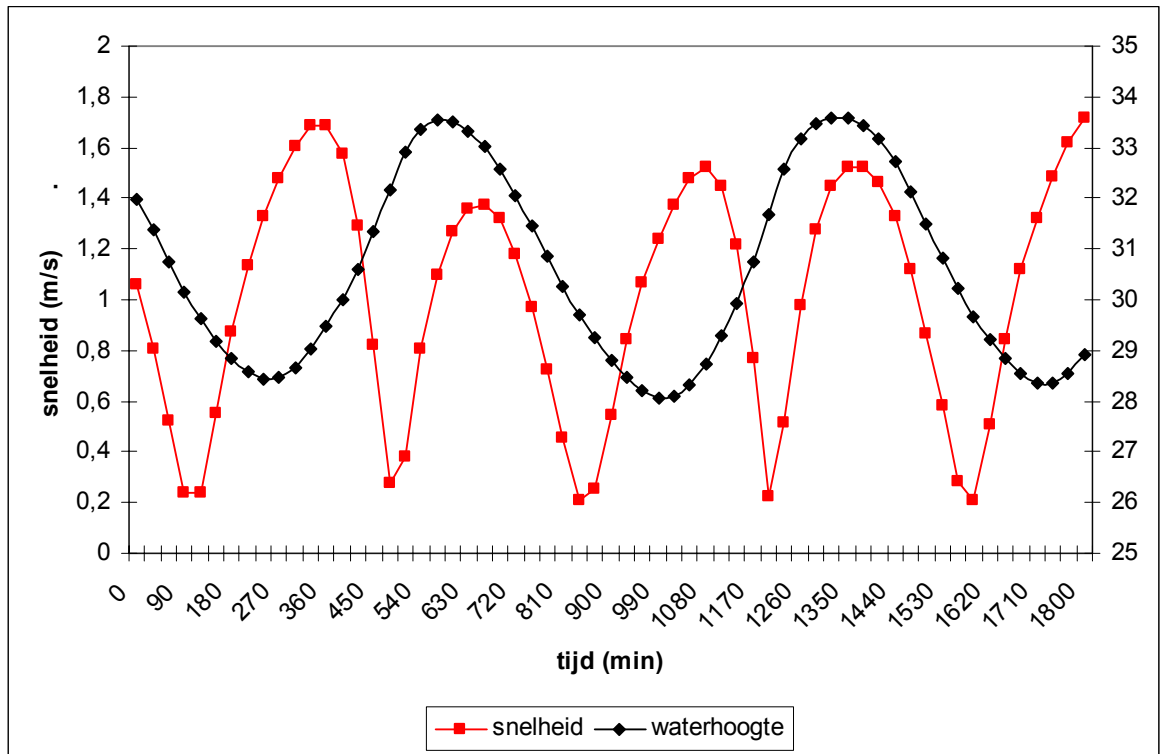
Locatie / Zone	Calais/zone A	Calais/zone B	Calais/zone C
Gem. minimale diepte	28m	24m	19m
Gem. maximale diepte	34m	29m	24m
Pieksnelheid	1,74 m/s	1,58 m/s	1,73 m/s
Gem. stroomrichting	35° NO-ZW	30° NO-ZW	50° NO-ZW
Totale oppervlakte	~2km ²	~2,5km ²	~2,5km ²

Tabel 8-18 : voornaamste eigenschappen de zones te Calais

De pieksnelheden bij eb en vloed blijken net na de respectievelijke laag- en hoogwaterstanden op te treden, we zien een verschuiving van ongeveer 30min. (fig 8-22)

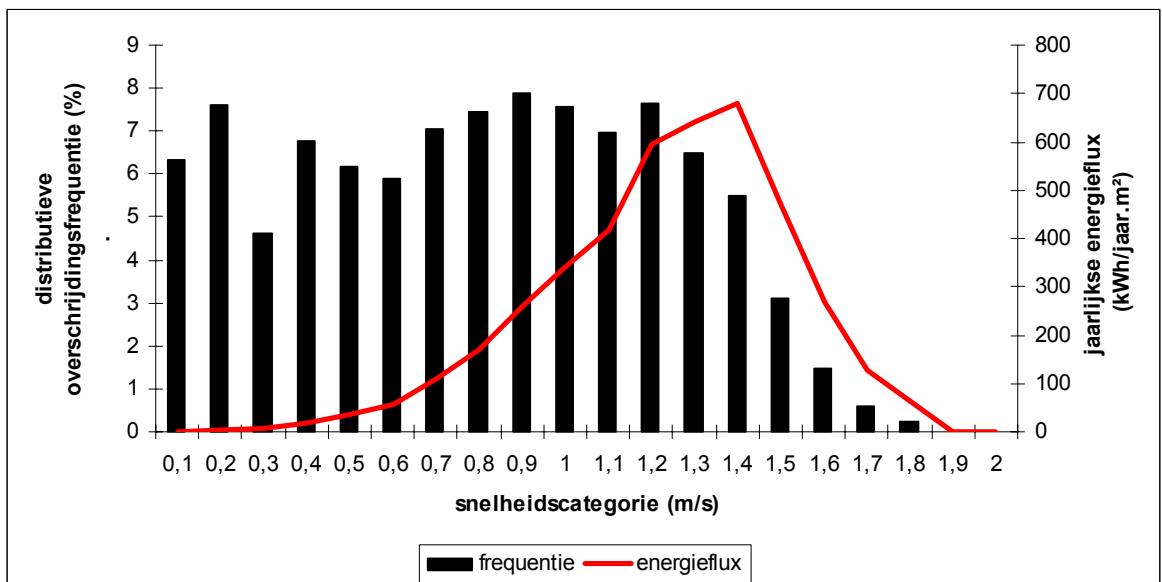
¹³⁹ Een specifieke naam voor deze richting lijkt moeilijk, gezien NONNO-ZWZZW nogal verwarrend overkomt.

¹⁴⁰ Zie 8.2.1



Figuur 8-22 : waterhoogte en stromingsnelheid in functie van de tijd voor een springtij dagcyclus (zone A)

Vergelijking van onderstaande figuur met figuur 8-11 toont dat de energieflex per verticaal eenheidsoppervlak bijna dubbel zo hoog ligt als bij het BDNZ.



Figuur 8-23: Distributieve snelheidsfrequentie en jaarlijkse energieflex doorheen verticaal eenheidsoppervlak

8.5.2 Vermogensbepaling

Dezelfde 5 scenario's als bij de Concessiezone. werden gebruikt gezien ongeveer dezelfde dieptes voorhanden zijn. Een overzicht van deze scenario's is te vinden in tabel 8-7. Met betrekking tot de rotorgrootte worden de parkregels uit sectie 8.1.3 gevolgd. Dit leidt tot volgende rotordiameters:

- Zone A: 18m diameter => nominaal vermogen 620kW of 310 kW¹⁴¹ (dubbele of enkele)
- Zone B: 15m diameter => nominaal vermogen 320kW of 160 kW (dubbele of enkele)
- Zone D: 11m diameter => nominaal vermogen 113kW (enkele rotor¹⁴²)

Volgende tabel toont het aantal TEC's per zone. Voor de enkele turbines kunnen natuurlijk veel meer toestellen geplaatst worden omdat zij voor de tussenafstand niet moeten rekenen op een equivalente diameter¹⁴³.

	zone A	zone B	zone D	totaal (aantal TEC's)
Seaflow	56	67	158	281
SeaGen	19	25	0	44
Open hydro enkel	56	67	158	281
Open hydro dubbel	19	25	0	44
SRTT	19	25	0	44

Tabel 8-19 : aantal turbines per zone per scenario

Hoewel er meer enkele TEC's kunnen geplaatst worden en er dus meer energie geproduceerd wordt, is de opbrengst per toestel een stuk kleiner. (zie tabel 8-20) De Open Hydro Twin turbine blijkt het meest energie te produceren. Voorts valt ook de grote energieproductie in zone A op, vooral als men kijkt naar het relatief weinig TEC's die kunnen geplaatst worden. Naar het volgende hoofdstuk toe zal dus eerst de test gedaan worden met dubbele turbines in zone A.

	zone A	zone B	zone D	totaal (MWh/jaar)	output/turbine
Seaflow	27959	18088	25526	71573	255
SeaGen	18901	13535	0	32436	737
Open hydro enkel	30705	18117	29994	78816	280
Open hydro dubbel	21560	16111	0	37671	856
SRTT	20950	15362	0	36313	825

Tabel 8-20 : Energieproductie voor de verschillende scenario's (MWh/jaar)

¹⁴¹ Het nominaal vermogen van de Open Hydro toestellen ligt iets lager omdat de oppervlakte kleiner is door het gat in het midden. Voor zone A bedragen ze respectievelijk 540 en 270kW, voor zone B 280 en 140kW en voor zone D 110kW

¹⁴² Voor dergelijke diameters bestaan geen dubbele rotortoestellen omdat het uit commercieel standpunt niet voordelig is.

¹⁴³ Zie eerder: D_{eq} van een twin turbine is de afstand van de 2 rotordiameters + hun tussenafstand

De economie

Gezien de opbouw van dit werk zou het economische hoofdstuk het orgelpunt van deze thesis moeten worden. Het geduld van de lezer werd op de proef gesteld en hij wil nu eindelijk weten: Is getijdenenergie economisch haalbaar op het BDNZ? Er werden reeds een aantal indicaties gegeven, maar een kritische lezer gelooft dit natuurlijk maar wanneer hij de cijfers zwart op wit neergeschreven ziet. In eerste instantie was het daarom een ontgoocheling om te moeten vaststellen dat over de prijzen van de toestellen weinig kon gevonden worden. Rondvraag bij de fabrikanten leidde meestal tot het antwoord: *“We are sorry, but we are not able to be specific at this stage of our commercial development.”* Toch werd een poging gedaan om de kostprijs van een TEC park in België te begroten. In een eerste poging werd duidelijk dat het onbegonnen werk was om de kostprijs van de afzonderlijk componenten van de TEC's te vinden. Daarom werd uitgegaan van een studie die de kostprijs van een park MCT toestellen in Massachussets begrootte [143]. Dit eerste aanknopingspunt werd verder uitgediept. In dit hoofdstuk worden eerst de gedane aannames besproken, daarna de gebruikte economische indicatoren en tenslotte worden de zones zelf uitgewerkt.

9.1 Aannames

9.1.1 Aannames kostenverdeling

Een investering die moet gedaan worden bestaat altijd uit drie kostcomponenten. De eerste component is het totaal van alle kosten die moeten gedaan worden om het project op te starten. Deze kosten nemen de grootste hap van het budget van de investering voor hun rekening en worden aangeduid met de term **kapitaalkosten** (Eng.: Capital Expenses of CapEx). Daarnaast zijn er kosten om het project aan de gang te houden, de zogenaamde **operatie – en onderhoudskosten** (O&O kosten) (Eng.: Operational Expenses of OpEx). Tenslotte dient men ook kapitaal vrij te houden om het project af te sluiten, de **ontmantelingskosten** (Eng. Decommissioning costs).

Pöyry Energy Consulting onderzocht in een studie de kosten voor het halen van de Europese hernieuwbare energiedoelstelling van 2020 [144]. Voor getijdenenergie is de CapEx 4-ledig:

- De technische CapEx: de kost van de gebruikte technologie. (de convertor)
- De civiele CapEx: de installatiekosten voor het ontwikkelen van het project.
- De connectie CapEx: de kosten om het project aan het elektriciteitsnet aan te sluiten.
- De planning CapEx: de kost voor het beheren van het project.

De operatiekosten of OpEx kan men in 3 groepen indelen:

- De vaste operatie en onderhoudskosten: vervangen van onderdelen, huren van de grond, kosten verbonden aan het tijdelijk niet werken van de TEC, verzekeringskosten,....
- De variabele O&O kosten: vooral brandstofkosten, maar ook onvoorziene O&O kosten.
- De financiële kosten: kosten met betrekking tot leningen aangegaan om het project te financieren.

Voor het Verenigd Koninkrijk geeft Poyry volgende verdeling van de kosten aan, samen met een schatting van elk onderdeel per kW geïnstalleerd vermogen:

	verdeling kosten		
	(2010)	2010 (€/kW geïnstal)	2020 (€/kW geïnstal)
Techn Capex	55%	2388	1898
Civil Capex	20%	869	869
Conn Capex	20%	868	868
Planning Capex	5%	217	217
Totaal Capex	100%	4342	3852
Opex	~2.5% Capex	109	niet gegeven

Tabel 9-1 : Verdeling van de kosten en geschatte kosten in €/kW geïnstalleerd vermogen [144]

Enkele bemerkingen:

- Bij het volgen van deze verdeelsleutel kan geen differentiatie gebeuren op basis van verschillende toestellen. Dit impliceert dat de TEC met het grootste rendement economisch het voordeligst zal zijn. In de realiteit gaat het nastreven van een hoger rendement mogelijks gepaard met een toename in technische CapEx.
- De opdeling van de kosten in verschillende facetten is goed, maar de klasse technische CapEx weegt met zijn 55% enorm door. Dit valt éénvoudig op te delen in de belangrijkste

kostfactoren: generator, fundering en turbine zelf. Deze laatste laat een betere differentiatie tussen verschillende toestellen en modellen toe.

- De kostprijs van 4342€/kW is allicht een ietwat pessimistische benadering als die vergeleken wordt met de kost van een MCT Twin turbine (zie 9.1.2).
- Ook voor de kostprijs van een project dat van start zou gaan in 2020 (hiervoor werd een 'learning ratio' van 85% ondersteld op de TechnCapex) geldt vorige opmerking.
- Deze gegevens zijn opgesteld voor het VK. Kostenfacetten als Civil CapEx zijn echter beïnvloed door lokale voorwaarden: arbeidsverloning, transportkosten, ... In de Poyry-studie wordt de Civil CapEx voor België geïndexeerd op 113% (VK: 100% ; ondersteld dat de Civil CapEx in proportie is met de arbeidskost). (Tabel 9-2)

Voor **dit onderzoek** aanvaarden we de onderverdeling van de kosten in de voorgestelde klassen (De verdeling van de kosten volgens het jaar 2010, tabel 9-1, worden gebruikt om een betere overeenstemming te bekomen met de kosten zoals bepaald in 9.1.2). De technische kapitaalkosten worden echter verder onderverdeeld in 25% voor de funderingen, 15% voor de turbine zelf en 15% voor de generator¹⁴⁴. Dit is ongeveer in overeenstemming met de kostenverdeling voor een MCT Twin turbine. (zie 9.1.2) De aannames van de effectieve kosten worden echter op een andere manier begroot in de volgende paragraaf. De ontmantelingskosten worden verwaarloosd gezien ze tamelijk klein¹⁴⁵ zijn [28].

9.1.2 Aannames kostentoekening

De studie [143] waarover gesproken in de inleiding gaat uit van EPRI en berekent de kost van een commercieel TEC park van 9 MCT twins in het Muskeget Channel te Massachusetts. Het gaat om rotordiameters van 18m, geïnstalleerd in 30m waterdiepte. Dit met een nominaal vermogen van 457 kW, bij een nominale snelheid van 1,61m/s. Het park ligt op 4km van een connectiepunt en zou jaarlijks 14492 MWh aan het net leveren. Men bemerkt dat de voorwaarden (behalve deze van de connectie) niet al te zeer afwijken van de gevalstudies die in deze thesis besproken worden. Een **eerste aanname** is dat deze cijfers representatief zijn voor de toestel -en installatiekost van een Twin MCT als ze in de Noordzee geplaatst zou worden. De kosten per onderdeel worden getoond in tabel 9-2.

¹⁴⁴ Onder generator verstaan we hier alle onderdelen voor elektrische energieconversie dus ook een eventuele tandwielkast en/of andere aandrijfsystemen.

¹⁴⁵ Huidige schattingen duiden een lage kost t.o.v. de kapitaalkosten. Bovendien vallen ze op het einde van het project, zodat ze een heel lage verdisconteerde cashflow hebben. Dit laatste is echter wat twijfelachtig, gezien de huidige Belgisch projectontwikkelaars van windmolenparken dit in hun initieel budget reeds moeten voorzien.

		x1000	x1000	
	\$/kW	\$/turbine	\$/park	in %
conversiesysteem ¹⁴⁶	943	431,0	3879,0	23.8%
funderingen	724	331,0	2979,0	18.3%
installatiekost	1174	536,7	4830,0	29.6%
kabelkost	130	59,2	533,0	3.3%
kabelinstallatie	944	431,4	3883,0	23.8%
netconnectie	49	22,2	200,0	1.2%
Totale installatiekost	3963	1811,6	16304,0	100.0%
O&O kost	77	35,2	316,4	56.4%
verzekeringskost	59	27,2	244,6	43.6%
Totaal jaarlijks O&O	136	62,3	561,0	100.0%

Tabel 9-2 : Kostenverdeling voor een MCT Twin TEC park (kosten in 2005\$) [143]

Voor de kostprijs van de kabels worden andere aannames gebruikt (zie 9.1.3) en deze worden dus voorlopig uit de kapitaalkost weerhouden. Er wordt een optelling gemaakt van de overige componenten (conversiesysteem, funderingen en installatiekost) . Deze vormen de 55% technische CapEx en de 20% Civiele CapEx, immers de planning werd niet in de EPRI berekeningen opgenomen. De 5% planningskost in rekening brengende bedraagt de kostprijs (Technische CapEx en Civiele CapEx) van 1 twin MCT 1.385.339 \$ (2005). De omrekening naar € in 2008 gebeurt aan de hand van de wisselkoersen in 2005¹⁴⁷ [145] en de inflatie van het Verenigd Koninkrijk¹⁴⁸ [146]. Omgerekend komt dit neer op een kostprijs van 1.216.488 € (2008) voor een MCT Twin turbine.

Prijzen voor de overige toestellen werden moeilijk of niet gevonden. Daarom werd voor deze toestellen een beredeneerde **kostenmatrix** opgesteld (zie tabel 9-3). Deze vergelijkt de kostprijs (Technische CapEx en Civiele CapEx) per toestel met deze van de MCT Twin turbine: een factor werd uitgezet t.o.v. de referentie 1 (MCT twin). Er werd getracht de subjectiviteit te verminderen door de vergelijking op te delen in die van de componenten (tabel 9-3) en hiervoor een objectieve **beargumentering** na te streven (tabel 9-4). Voor de Verdant-turbines werden enkel kleinere rotordiameters gebruikt in dit werk. Het herschalen levert daardoor weinig aannemelijke resultaten. Temeer voor deze toch enkele globale prijzen gekend zijn, wordt met

¹⁴⁶ Het volledige systeem dat vermogen in de stroming omzet tot elektrisch vermogen.

¹⁴⁷ 1£=1,83\$ en 1€=0.68£

¹⁴⁸ De kostprijs is berekend voor de TEC vervaardigd in het VK. De inflatie moet dus ook voor het VK bekeken worden en bedraagt ongeveer 3% op jaarbasis.

die cijfers verder gewerkt. De GCK wijkt qua concept als VATT zo sterk af van de MCT turbine dat er een afzonderlijke kostprijsraming¹⁴⁹ gemaakt werd (tabel 9-4).

	Gewicht	MCT Twin*	MCT enkel	Open Hydro Twin	Open Hydro enkel	SRTT
Fundering	0.25	1	0.7	1.4	0.8	0.65
Generator	0.15	1	0.5	1.4	0.7	1.2
Turbine	0.15	1	0.6	0.8	0.4	1
Installatie	0.2	1	0.8	1.2	0.9	0.5
Planning	0.05	1	0.9	1.1	0.9	0.8
Connectie	0.2	1	1	1	1	1
O&O	1	1	0.9	0.8	0.7	0.7
Totaal Capex (-conn)		0.80	0.55	0.98	0.59	0.63
Totaal Connectie		0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Totaal O&O		1	0.9	0.8	0.7	0.7

Tabel 9-3 : Kostprijsvergelijkingsmatrix op basis van de verschillende onderdelen. (De eenheid toont MCT twin als referentie.)

Gezien alle kostcomponenten vergeleken werden met de twin turbine moet men opletten voor de besluiten die men trekt. Zo is het normaal dat de enkele turbines minder kosten, maar zolang ze meer kosten dan de helft van de dubbele turbine zijn ze relatief gezien duurder. Uit de matrix blijkt de SRTT als het goedkoopst naar voren te komen. Dit is niet verwonderlijk gezien zijn eenvoudige verankeringsstructuur met kabels en zijn eenvoudige installatie. (zie tabel 9-4). Open Hydro blijkt door zijn funderingssysteem en zijn permanente magneetgenerator iets duurder uit te komen, maar heeft wel een groter rendement zoals uit vorig hoofdstuk bleek.

Wat de interpretatie van tabel 9-4 betreft hanteren we 3 symbooltypes:

- (0) : evenwaardig in kostprijs aan de MCT twin convertor
- (+) : goedkoper of voordeliger ten opzichte van de MCT twin convertor
- (-) : duurder of nadeliger ten opzichte van de MCT twin convertor

¹⁴⁹ Zie bijgeleverde CD-Rom voor de berekeningen hierbij.

	MCT Twin*	MCT enkel	Open Hydro Twin	Open Hydro enkel	SRTT
Fundering	monopaal tussenstuk railsysteem	geen tussenstuk (+) Vermoeiingstrilling (-) railsysteem (-)	3 palen=>meer staal (-)	2palen (-)	vlottend (+) knappen kabels (-) vermoeiing armen (-)
Generator			turbine iets zwaarder (-) railsysteem (-)		
Generator	synchroon versnellingsbak afdichtingen	maar 1 generator (+) versnellingsbak nodig (0) afdichtingen nodig maar minder (+)	geen afdichtingen (+) geen versnellingsbak (+) Permanente magneet (-)		geen synchronisatie (+) Permanente magneet (-) minder magneten (+)
Turbine			veel+dure magneten (-)	maar 1generator (+)	
Turbine	2 maal 2 bladen	1 maal 2 bladen (+) paal vermindert vermogen bij eb (-)	Minder complexiteit (+) minder technische snufjes (+) groter oppervlak (meer materiaal) (-)		2 maal 2 bladen (0) zelfrichtend via kabel (+) bewegende armen (-)
Installatie	variabele bladhoek (-)		ongeveer zelfde apparatuur (0) meer palen => meer werk (-)		snel en eenvoudig (+) geen jack-up (+) duikers nodig (-)
Installatie	plaatsen met Rambiz boren in de grond	iets lichter (+) ook boren (0)			
Planning	dit zijn vaste kosten, maar door de verschillen in complexiteit kunnen deze iets hoger of lager uitvallen				
Connectie	dit zijn vaste kosten voor het park die niet variëren met het toesteltype				
O&O	versnellingsbak kritieke component	maar 1 turbine = minder snel onderhoud (+)	minder vaak onderhoud nodig (+) geen afdichtingen aanwezig (+) magneten mogelijks gedemagnetiseerd (-) mariene groei vergt klein onderhoud (-)		snel weggenomen (+) hoeft enkel geslept (+) duikers nodig (-)
			2 turbines (0)	maar 1 turbine (+)	

Tabel 9-4 : argumentatie voor- en nadelen ten opzichte van een Twin MCT turbine voor opstellen kostenmatrix

9.1.3 Aannames met betrekking tot herschalen

Nu we de verschillende toesteltypes vergeleken hebben, blijft ons nog een belangrijke keuze te maken met betrekking tot de herschalingsfactor. Uit vorig hoofdstuk bleek immers dat er niet enkel turbines van 18m diameter gezet worden, maar ook 15m diameter, 11 diameter en zelfs lagere diameters in de zone's rond Zeebrugge. De mogelijke manieren om te herschalen zijn als volgt:

- Volgens de volumevermindering die optreedt: De rotoroppervlakte wordt dan als maatstaaf genomen gezien de dikte niet veel varieert. Een kostprijs die afhangt van $(D/D_{18})^2$ zou voor een diameterovergang van 18m naar 15m reeds een kostprijsreductie van 31% betekenen. Dit lijkt enorm veel, temeer enkel de turbine verandert terwijl funderingskosten praktisch hetzelfde blijven.
- Volgens een puur lineair verband tussen de rotordiameters. Een kostprijs die afhangt van D/D_{18} zou de overgang van 18 naar 15m een reductie van 17% betekenen. Dit lijkt aannemelijk. Deze methode gaat ervan uit dat alle kosten lineair veranderen, wat in wezen niet correct is gezien er zeker vaste kosten zijn.
- Volgens een exponentieel verband. Een kostprijs die afhangt van $\exp(D/D_{18})$ zou de overgang van 18m naar 15m een reductie van 15% op de kosten geven. Dit lijkt eveneens plausibel. Bovendien stemt een exponentieel verloop meer overeen met wat men zou verwachten. Bij te lage diameters overschat dit verloop echter wel de kosten. Voor de kleine turbines wordt dit niet gevolgd (Verdant-turbines, waarvan enkele globale cijfers gekend zijn¹⁵⁰ en de GCK-turbines die afzonderlijk begroot worden). Het herschalen van de diameters gebeurt door middel van het exponentieel verband.

	diameter	MCT Twin	MCT enkel	Open Hydro Twin	Open Hydro enkel	SRTT
Herschalen TechCivCap	18	1.00	0.68	1.22	0.74	0.79
	15	0.85	0.58	1.03	0.62	0.67
	14	0.80	0.55	0.98	0.59	0.63
	11	0.68	0.46	0.83	0.50	0.54
Herschalen ConnCap	NVT	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Herschalen O&M	18	1.00	0.90	0.80	0.70	0.70
	15	0.85	0.76	0.68	0.59	0.59
	14	0.80	0.72	0.64	0.56	0.56
	11	0.68	0.61	0.54	0.47	0.47

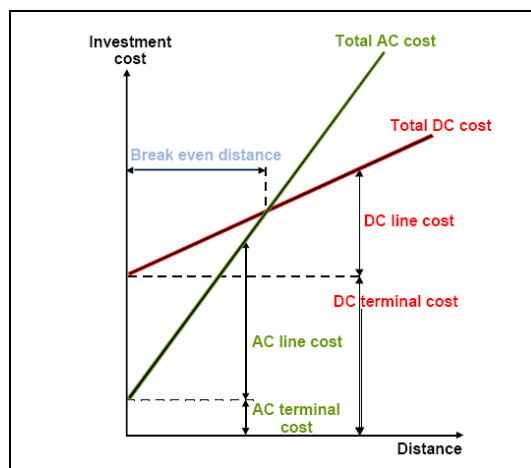
Tabel 9-5 : verschalingsfactoren voor de verschillende diametergroottes

¹⁵⁰ Zie hoofdstuk 5 in de paragraaf over de eindevaluatie

9.1.4 Aannames over de kabels en de netconnectie

Kosten met betrekking tot mariene kabels en aansluiting op het net zijn inherent verbonden met alle offshore energieopwekking. Gezien de sterke positie van windmolenparken op dit vlak zijn de studies hierover dan ook het verst gevorderd. De grote lijnen van de conclusies kunnen echter zonder meer worden overgenomen voor offshore getijdenparken.

Voor de elektriciteitstransmissie kan gekozen worden voor **AC of DC kabels**. In [147] worden summier de types uiteengezet en afgewogen. De keuze voor AC/DC is afhankelijk van de afstand van het park tot het connectiepoint. Enerzijds speelt de prijsfactor hier een rol (figuur 9-1), anderzijds ook de verliezen.

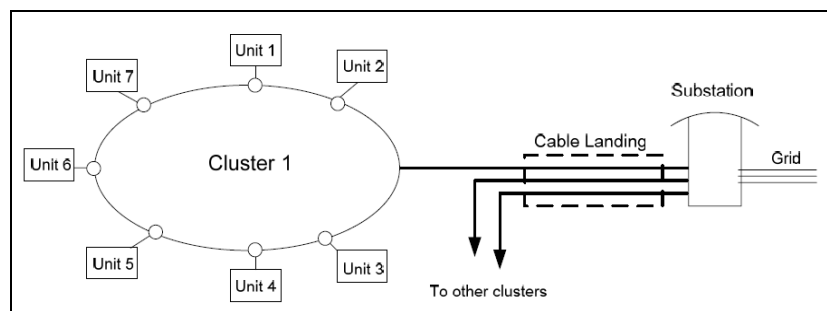


Figuur 9-1 kost AC/DC in functie van de afstand[147]

Voor opwekking met een **lage capaciteit** worden bij windmolenparken de 33kV, waaruit het interne parknetwerk is opgetrokken, vaak doorgetrokken naar het vasteland. Dit in 1 lus of in clusters. Parken met hoge capaciteitsgeneratie maken veel meer kabels noodzakelijk, waarmee grote verliezen gepaard zouden gaan. Dit wordt vermeden door de opstap naar een hoger spanningsniveau in een transformatorstation en het gebruik van hogere voltage kabels (150kV). Het 160MW Hornsrev windmolenpark was het eerste windmolenpark waarbij dit nodig was [148]. De kosten van dergelijke transformatorstations kunnen oplopen tot 8 miljoen € [149].

De methodes voor de **aanleg** van de kabels gebeurt door ploegen, jetting, injectoren of baggeren. De kabels kunnen op een diepte van 1 à 2m worden ingegraven (100€/m). Voor de kruising met vaarwegen moeten extra maatregelen getroffen worden. Een grotere overdiepte wordt voorzien wat gepaard gaat met een meerkost (900 à 1000€/m) [147].

Voor de uiteindelijke **kostenbepaling** worden een aantal aannames gemaakt specifiek voor de hier beschouwde parken. De parken zijn allen van lage capaciteit en zullen dus zonder tussenkomst van een hoog voltage transformator met het landnetwerk aangesloten worden. Hoegenaamd alle TEC technologieën hebben een output van 11kV¹⁵¹. Het maximaal vermogen over een 10kV (3x1core) kabel bedraagt 25MW [150]. Indien de parken een hoger nominaal vermogen leveren zal een veelvoud van die kabels worden voorzien. Dit vermijdt de tussenkomst van transformatoren. Figuur 9-2 toont de configuratie van de elektrische systemen.



Figuur 9-2 Schematisering van de netconnectie van een park TEC's. [143]

Tabel 9-6 vat de kostenbepaling van een aantal projecten kort samen. Gemiddeld kan gesteld worden dat de prijs voor de kabel en de aanleg ervan 150 €/m bedraagt. Er wordt nog een kost van 500.000 in rekening gebracht voor de aanlanding [149]. De onshore connectiekosten vertonen een grote spreiding. Er dient echter opgemerkt dat dit kosten zijn voor geheel verschillende vermogens. De kosten in functie van het vermogen kunnen bij wijze van eerste benadering lineair verondersteld worden. De uitermate afwijkende resultaten van het SEAWIND project buiten beschouwing gelaten kan voor kleinere projecten volgende benadering gehanteerd worden¹⁵²:

$$K[\text{€}] = 11048 \cdot P_{\text{nom, park}} [\text{MW}] + 21462 \quad (9-1)$$

In de onderstaande tabel worden eveneens connectiekosten per toestel aangehaald. Deze kosten zullen voor de TEC toestellen op 30.000€ per toestel worden geraamd. De toestellen worden in lussen van 20 à 30MW aangesloten. Per lus zal de kost van een veld worden toegevoegd (40.000 €). (zie tabel 9-6) De kabelverliezen ten slotte worden bepaald op 0,0013x(km)+0,0021% van het parkvermogen.

¹⁵¹ Windmolens hebben vaak een output spanning van 690V die dan in een transformator in de turbine op een spanning van 34kV wordt gebracht. De kost van een dergelijke transformator bedraagt 50.000 \$ / toestel. Voor kleine elektriciteitsgeneratie is deze hogere spanning niet te verantwoorden.

¹⁵² Deze is gebaseerd op de data in tabel 9-6 aangevuld met de economische studies voor een 7 tal gebieden in de Verenigde Staten en Canada door EPRI.

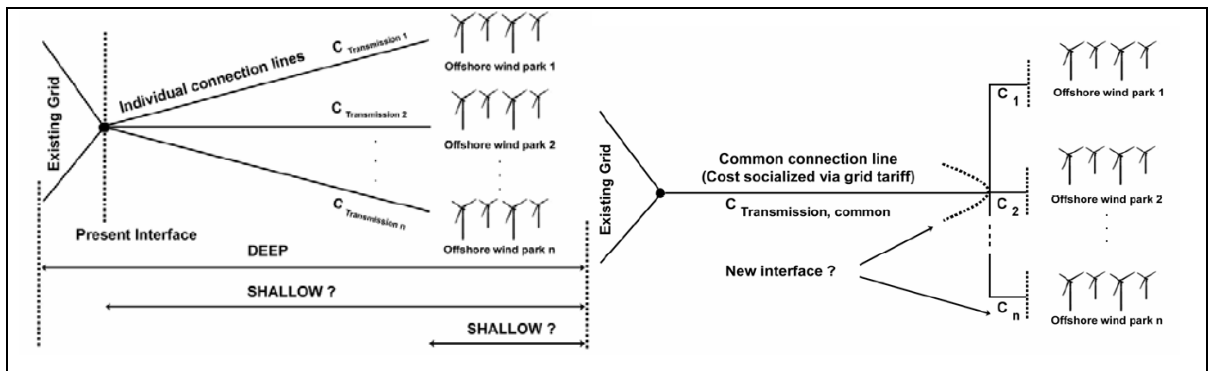
	Feasibility study[151] offshore wind	Offshore Wind Power [152] 500MW windmolenpark	SEAWIND[149] 240MW windmolenpark	Onderzoek naar exploitatie van golfenergie in de Noordzee [147]	Middelgronden [153] 40MW windmolenpark	EPRI - 500kW TEC demonstratiepark 2MW project [143]
Kabelkost (33kV)	120 €/m(aanleg incl.)	280 à 440 €/m ¹⁵³	100 €/m	100 €/m	100 €/m	428.457 € (4 à 6 km => 70 à 107 €/m)
Kabelaanleg	-	70 à 76 €/m	50 €/m (15 à 70 € /m afhankelijk van de bodem voor wash-out)	100 €/m (900 € /m in vaargeul)	50 €/m	3.120.000 € (4 à 6 km => 520 à 780 €/m) (aanleg met versteviging door storten van stenen)
Andere kost	100.000 €/MW	37.000 €/windmolen	500.000 € vast en 25.000 €/windmolen	500.000 € (schakelaar) en 40.000 € per veld ¹⁵⁴	500.000 € vast en 45.000 €/windmolen (connector) + 1.000.000 €	-
Onshore	-	5.600.000 € (transformatiestation)	34.000.000 € (voll.)	-	1.000.000 €	161.000 €
Verlies kabels (op totaal vermogen)	-	0,7 à 1,2%	0,0013x(km)+0,0021%	-	-	-

Tabel 9-6 vergelijking van kabel en netinstallatie kost

¹⁵³ De veel hogere kost t.o.v. het SEAWIND project valt te verklaren door de duurdere koperprijs en veranderde wisselkoersen in de periode tussen beide studies.

¹⁵⁴ Een veld omvat 20 Pelamissen, die een nominaal vermogen van 750kW hebben elk. Dus per 15MW wordt een veld voorzien.

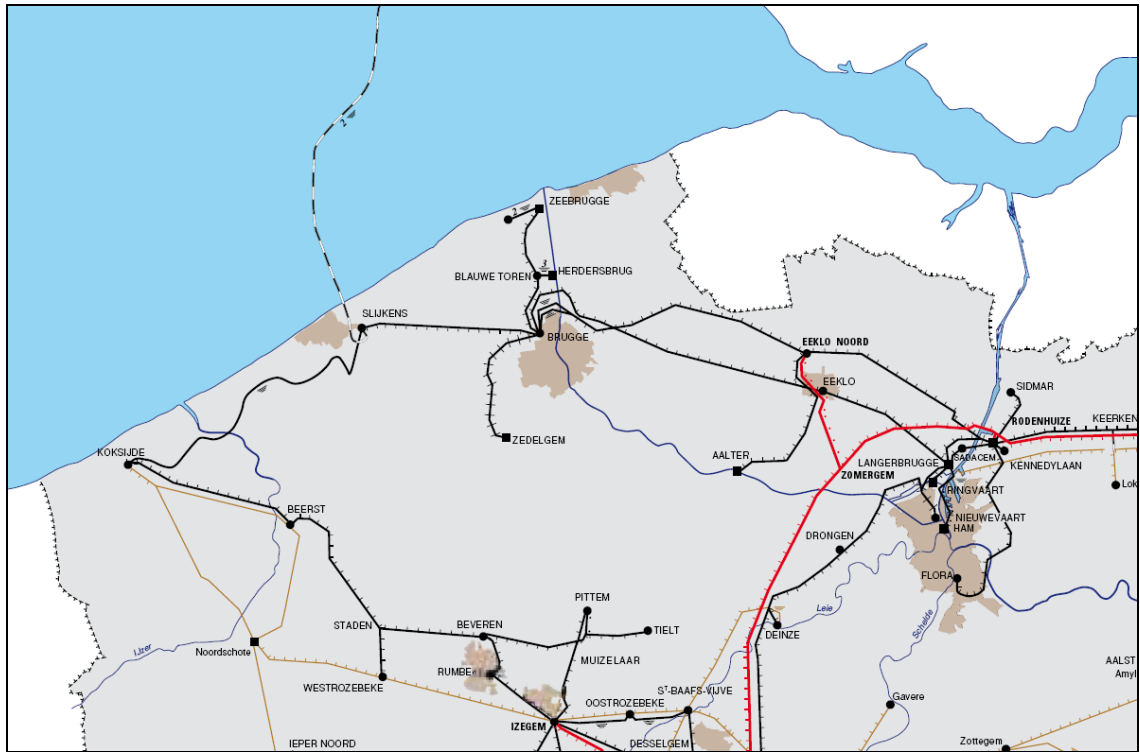
De kaderrichtlijn met betrekking tot de Europese interne elektriciteitsmarkt schrijft een scheiding tussen producenten (competitieve actoren) van elektriciteit en netbeheerders (niet competitieve actoren) voor. Dit teneinde een niet-discriminatoire toegang en tarifiering te vrijwaren [154]. De voorwaarde voor een natuurlijk monopolie op het elektriciteitsnet is subadditiviteit: de gemeenschappelijke kabelkost plus de som van de individuele connectie hierop is steeds lager dan de som van de volledig individuele kabelkosten [155]. Twee manieren kunnen beschouwd worden met betrekking tot het doorrekenen van de kosten: zogenaamde **ondiepe integratiekost** ("shallow") waar de producent de kost tot het meest nabij connectiepunt betaalt en de **diepe integratie** waar de producent ook verantwoordelijk is voor de netversterking. In België betalen de producenten het offshore net en de versterking van het net. Er wordt voorzien in een tussenkomst van de overheid tot 30% van de onderzeese kabelkosten tot maximaal 25 miljoen € [149][156].



Figuur 9-3 netintegratievormen [157]

In 2007 werd door Elia reeds met de concessiehouders samengezeten omtrent de mogelijkheid van een hoogspanningsnet in zee [158]. Een zestal mogelijke scenario's met telkens een centraal platform werden uitgewerkt en afgewogen tegen de referentie waar elke concessiehouder twee 150kV kabels installeert [156].

In **dit werk** zal deze mogelijkheid overwogen worden voor de site in de concessiezone. Er wordt dan enkel een kost van 1 veld per 20 à 30MW (40.000€) en een schakelaar (500.000€) voorzien bovenop de noodzakelijke kabelkosten en connectiekosten met het toestel. In de overige gevallen wordt steeds op het bestaande net aangesloten. Figuur 9-4 toont het hoogspanningsnet zoals beheerd door Elia. In principe staat voor de hier veronderstelde 11kV kabels (of zelfs 33kV) een veel ruimer net ter beschikking. De aansluitingskosten hierop zijn meestal geringer dan op een hoogspanningsnet.

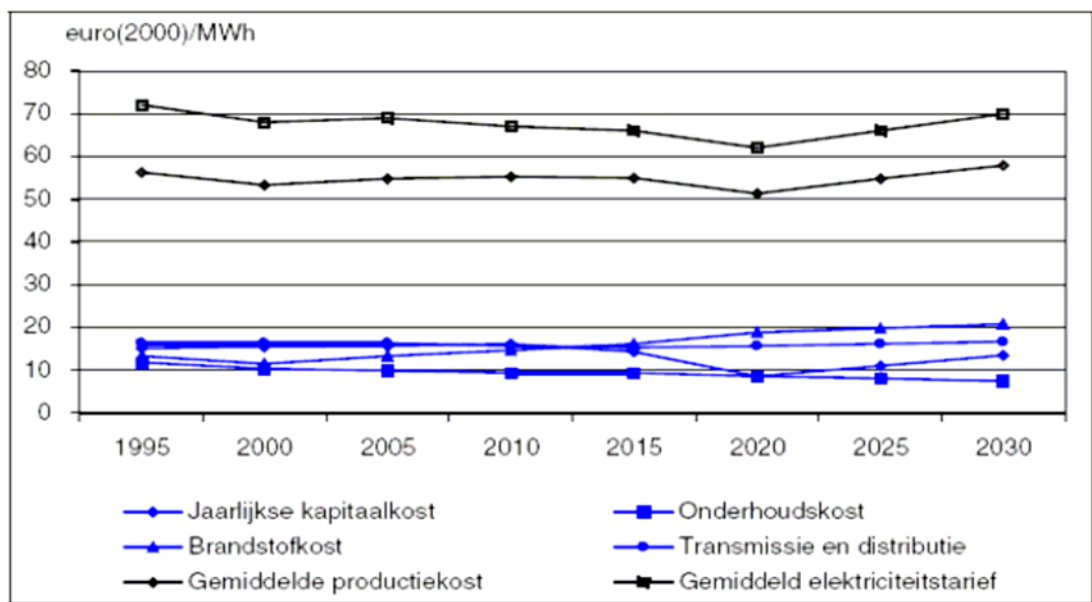


Figuur 9-4 Hoogspanningsnet in België. (Zwart = 70kV, rood = 380kV)[158]

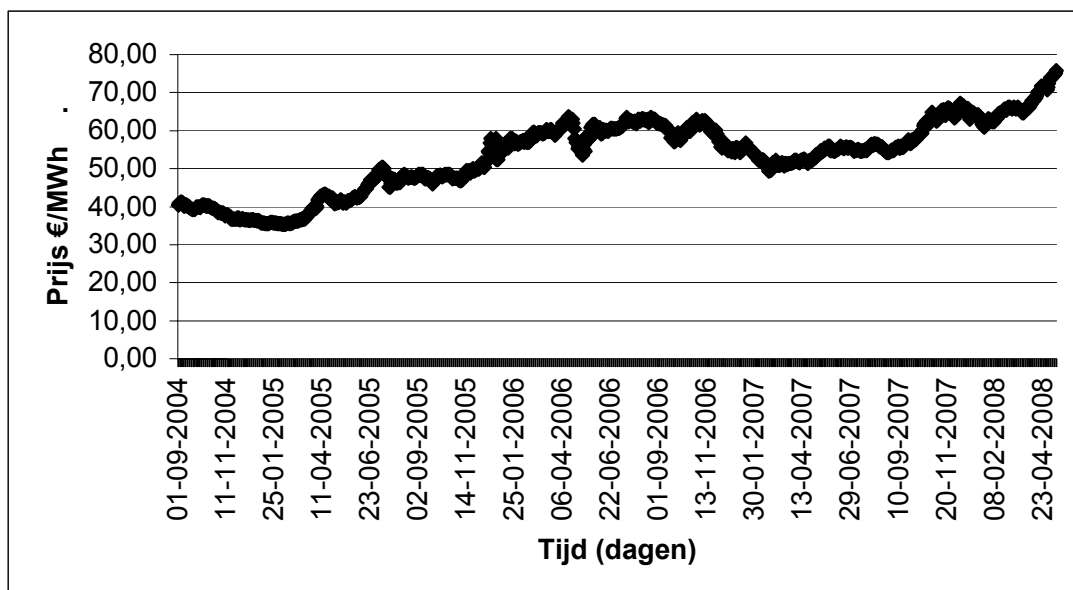
9.1.5 Aannames inkomsten

De kostprijs van het hele project moet worden verantwoord door de gegenereerde inkomsten over zijn levensduur. Deze inkomsten zijn in het geval van offshore hernieuwbare energie afkomstig van zowel productie als steun van de overheid.

De **verkoopprijs van de elektriciteit** is sterk onderhevig aan marktwerking en kan in het geval van offshore windenergieparken de productiekosten niet steeds dekken. De tarieven voor elektriciteit verhandeld aan grootverbruikers omvat normaliter de productiekost en een zekere winstmarge. Er kan worden uitgegaan van een iets verhoogde gemiddelde productiekost om de inkomsten van verkoop te begroten. Uit figuur 9-5 blijkt de gemiddelde productiekost vrij constant te blijven rond 55€/MWh, zoals werd bepaald in een studie voor de elektriciteitsprijzen tot 2030 [159]. In de periode 2004 tot 2008 bleken de marktprijzen waartegen elektriciteit werd verhandeld hier gedeeltelijk mee in overeenstemming (figuur 9-6). Er valt echter een stijgende trend te onderkennen in de elektriciteitsprijs van deze maandcontracten. Deze trend blijkt zich stevig door te zetten. **Deze scriptie** gaat uit van 70€/MWh vanaf 2008. Variaties hierop van 60€/MWh tot 80€/MWh voor worst en best case scenario (zie verder) worden beschouwd.



Figuur 9-5 Gemiddelde productiekosten van elektriciteit en stoom (€/MWh)[159]



Figuur 9-6 Groothandelsprijzen voor elektriciteit €/MWh (periode: 1-september 2004 tot 16-mei 2008) (maandcontracten)[160]

Op een vrije markt zou offshore hernieuwbare energie zonder steun een moeilijk tot zelf niet te realiseren zaak zijn. Daarom voorziet de overheid in een financiële steun om deze te stimuleren. België hanteert een quotatie systeem met certificaten: voor de producenten zijn ze een bewijs van groene stroomproductie en voor de certificaatplichtigen een bewijs van plichtsvervulling. Op deze manier ontstaat voor groene stroomcertificaten (GSC) een vrije markt. In de huidige regelgeving op federaal niveau is getijdenenergie niet opgenomen. Voor een diepgaande studie van deze regelgeving wordt verwezen naar [161].

Er kan echter eenvoudig van worden uitgegaan dat dezelfde voorwaarden als voor offshore windmolenparken wordt bekomen. **Deze scriptie** hanteert een minimum inkomst van 95€/MWh (zoals vastgelegd in de Vlaamse regelgeving), een te verwachten inkomst van 107¹⁵⁵ €/MWh en een positieve verwachting van 110 €/MWh tengevolge van marktwerking.

9.2 Economische indicatoren

Het beoordelen van investeringen kan gebeuren aan de hand van een aantal economische indicatoren. De indicatoren die de meeste toepassing kennen in het dagelijkse gebruik zijn de net present value (Ned.: netto huidige waarde) of kortweg NPV, de paybackperiode (Ned.: terugbetalingsperiode) en de internal rate of return (Ned.: interne opbrengstvoet) of kortweg IRR. Daarnaast bestaat er nog een indicator die puur voor elektrische toepassingen gebruikt wordt, de zogenaamde cost of electricity (Ned.: elektriciteitskostprijs) of COE. De algemene bekendheid van bovenstaande theorieën zorgde ervoor dat tegenwoordig nog bijna enkel de Engelse termen gebruikt worden in plaats van de Nederlandse vertaling. Dit zal dan ook verder zo toegepast worden.

De **NPV theorie** is de basistheorie waarvan alle bovenstaande indicatoren uitgaan. In eerste instantie worden alle cashflows (Ned.: kasstromen) van de investering voor elk jaar bekeken. Door de uitgaven¹⁵⁶ van de inkomsten¹⁵⁷ af te trekken bekomt men de netto cashflow voor elk jaar van de investering. Vervolgens erkent de NPV theorie het feit dat 1€ vandaag meer waard is dan 1€ volgend jaar¹⁵⁸. Om dit in rekening te brengen 'verdisconteert' men de netto cashflow van de toekomstige projectjaren. Dit wordt gedaan aan de hand van een discount ratio (Ned.: discontovoet) Over de waarde van deze discontovoet bestaan verschillende meningen. Men kan de discontovoet bekijken vanuit het oogpunt van het risico¹⁵⁹ of vanuit het oogpunt van de opportuniteit¹⁶⁰ [162]. Het is niet eenvoudig om de discontovoet voor een project te bepalen.

¹⁵⁵ Federale steun voor eerste 216 MW windmolenparken.

¹⁵⁶ De zogenaamde negatieve cashflows

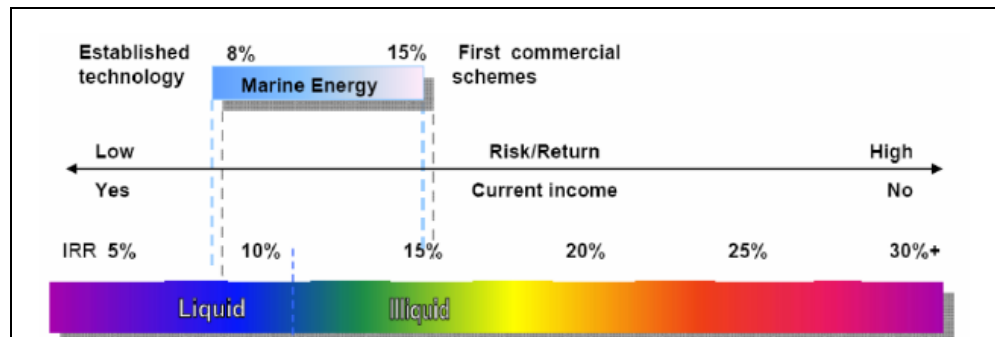
¹⁵⁷ De positieve cashflows

¹⁵⁸ Indien men deze 1€ vandaag op een spaarboekje zou plaatsen met 4% interest is het volgend jaar reeds 1,04€ waard. Bovendien treedt er nog inflatie op zodat met de 1€ volgend jaar minder zal kunnen gekocht worden dan in dit jaar.

¹⁵⁹ Een investeerder die geld in een project steekt verwacht een opbrengst. Als de investering riskant is, dan verwacht hij een grotere opbrengst. Voor een gegeven risiconiveau kan de investeerder een minimumopbrengst voorop stellen dat men nog kan aanvaarden.

¹⁶⁰ Investeerders hebben vaak meerdere alternatieven om hun geld te gebruiken. De investeerder kan zijn geld op de bank laten staan, maar moet zich dan wel tevreden stellen met een lager rendement. Als hij zijn geld elders investeert verliest hij 'de opportuniteit' om het rendement van de bankrekening op te strijken, zodat hij in de meeste gevallen toch een groter rendement van de investering verwacht.

Men kan stellen dat de minimale waarde minstens de cost of capital¹⁶¹ (Ned.: kapitaalkost) van het bedrijf moet zijn [163]. Voor getijdenenergie stelt men dat de discontovoet tussen 8% en 15% varieert [162].



Figuur 9-7 : gebied van discontovoet voor mariene energie [162]

De NPV kan dan als volgt berekend worden:

$$NPV = -CF_0 + \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1 + D)^i}$$

met $CF_0 = \text{kapitaalkost}$
 $CF_i = \text{cashflow in jaar } i$
 $D = \text{discontovoet}$

De interpretatie van de NPV is eenvoudig: als de $NPV > 0$ dan wordt het project aanvaard, terwijl als de $NPV < 0$ het project geweigerd wordt. De bemerkingen bij de NPV zijn:

- De keuze van de discontovoet is voor discussie vatbaar. Zelfs in het afgeijnde gebied voor getijdenenergie varieert deze waarde nog veel zodat de keuze van 2 verschillende waarden binnen dit gebied in het ene geval een positieve NPV en in het andere geval een negatieve NPV kunnen geven.

De **paybackperiode** is de tijd die er nodig is alvorens het project zichzelf terugbetaalt en er winst geboekt wordt. Aldus is de paybackperiode het jaartal waarin de gecumuleerde cashflows 0 worden of het moment waarop de NPV 0 wordt indien men deze laatste per jaar zou uitzetten. Dit kan een goede indicatie geven indien men bv. niet zeker is van de tijdsduur van het project.

¹⁶¹ De cost of capital is een samengestelde interestvoet die de kost voorstelt voor het beschikbaar maken van geld voor een organisatie. Dit kan door het aangaan van leningen, het uitschrijven van obligaties of aandelen en/of een deel van de winst terug te herinvesteren. Dit hangt af van bedrijf tot bedrijf.

De bemerkingen bij de paybackperiode zijn:

- Het is goed mogelijk dat de machines op het eind van de levensduur tegen een nog tamelijk hoog bedrag kunnen verkocht worden. De paybackperiode van het project kan dan behoorlijk groot zijn, terwijl de NPV toch tamelijk groot is. Projecten die meer winst naar het einde toe genereren worden via deze methode slecht beoordeeld.
- Het is mogelijk dat het project nooit rendabel is, zodat de paybackperiode geen betekenis meer heeft.

Een laatste interessante economische indicator is de internal rate of return of **IRR**. Deze indicator ontstond doordat vele bedrijfsleiders problemen hadden bij het schatten van de discontovoet. De IRR lost dit probleem op door de waarde van de discontovoet voorlopig op de onbekende waarde r te plaatsen. Men berekent dan de interestvoet die optreedt als het project op een nulwinst draait of met andere woorden als de NPV 0 wordt. Deze IRR brengt een reeks van voordelen met zich mee:

- Het uitdrukken in functie van interestvoeten is heel overzichtelijk en begrijpelijk en laat weinig kans tot misvattingen
- Het vermijdt de kennis van een noodzakelijke interestvoet (de discount ratio) alvorens aan te vangen met de berekeningen, wat bij de NPV theorie wel noodzakelijk is.
- De berekeningen produceren een percentagefiguur die direct met andere voorstellen kan vergeleken worden.

Helaas zijn er ook een aantal nadelen verbonden aan het gebruik van de IRR:

- Ingewikkeldere en langere berekeningen omdat meerdere graadvergelijkingen moeten opgelost worden of via iteraties moet gewerkt worden. Dit probleem is tegenwoordig minder van belang gezien de opkomst van de computer.
- **De IRR methode gaat ervan uit dat alle kasstromen kunnen geherinvesteerd worden aan de berekende rate of return**, een stelling die dikwijls onrealistische verwachtingen met zich meebrengt. Ter voorbeeld: als de IRR 14% bedraagt, gaat men ervan uit dat bij het vergaderen van fondsen voor het project eveneens aan 14% kan gespaard worden. Wanneer dit bijvoorbeeld op een spaarboekje aan 4% gebeurt, ziet men direct de discrepantie.

- Soms verkrijgt men discrepanties met de NPV, terwijl in principe hetzelfde resultaat zou moeten bekomen worden. Dit gebeurt als:
 - Als alternatieven met hoge cashflows in de eerste jaren vergeleken worden met een alternatief met hoge cashflows in de latere jaren.
 - Als cumulatieve cashflow meer dan een keer van teken wisselen verkrijgt men 2 waarden voor de IRR, wat in principe niet kan.

Tot slot is het ook interessant om de **kost voor het produceren van elektriciteit** eens te bekijken. De COE laat immers toe om het rendement van de parken onderling en vooral het rendement ten opzichte van andere technologieën te vergelijken. De indicator wordt in eurocent per kWh uitgedrukt en is tamelijk eenvoudig te berekenen door alle verdisconteerde kosten te delen door de verdisconteerde jaarlijks geproduceerde energie over de levensduur van het project.

9.3 Methodologie

Voor de berekening van de economische indicatoren werd telkens uitgegaan van 3 situaties: het basisgeval, de beste situatie (best case) en de slechtste situatie (worst case). Afhankelijk van de kostcomponent werden variaties toegekend op het basisgeval. Het dient opgemerkt dat de werkelijke indicatoren naar alle waarschijnlijkheid binnen het interval best case – worst case gelegen zijn, hoewel er afwijkingen kunnen optreden wegens de onzekerheid betreffende de kostprijzen. Eveneens dient opgemerkt dat een combinatie van alle slechtste gevallen of alle beste gevallen zich in de praktijk praktisch nooit zal voordoen¹⁶². Om de lezer wegwijs te maken in alle gedane aannames zijn ze overzichtelijk opgenomen in tabel 9-7.

Een onderzoek van alle gevallen voor dit werk is onbegonnen werk. Een berekening duidde meer dan 350 gevallen¹⁶³ aan die zouden onderzocht moeten worden. Om dit aantal drastisch te reduceren wordt als volgt te werk gegaan¹⁶⁴:

- Er wordt op voorhand een keuze over het aantal toesteltypes gemaakt. Voor ondiepe zones worden de GCK en de Verdant-turbine bekeken, terwijl voor diepere zones MCT, Open Hydro en SRTT geanalyseerd worden.

¹⁶² Hoewel dit hier niet helemaal het geval is. Een worst case scenario qua kabelkosten zal immers een grotere subsidie met zich meebrengen, zodat men toch niet volledig negatief rekt. Omgekeerd geldt hetzelfde.

¹⁶³ 5 toestellen * 4 gebieden * 2 a 3 zones per gebied * variatie in tijdsduur (3) * variatie in kabelkost (2) *... = ca. 350 mogelijke combinaties van scenario's

¹⁶⁴ De uiteindelijke scenario's zijn overzichtelijk terug te vinden in appendix G

- Indien er meerdere zones zijn wordt de test eerst gedaan voor 1 toesteltype. Er wordt gestart met de site die er het meest belovend uitziet, waarna de andere zones toegevoegd worden om te kijken of de som voordeliger is dan 1 zone alleen.
- De beste zonesituatie uit het vorige punt wordt nu verder uitgediept door de verschillende toesteltypes voor deze situatie met elkaar te vergelijken.
- Voor het toesteltype dat het best uit de test naar voren komt worden nu nog 3 scenario's bekeken. Het basisgeval gaat uit van een concessieduur van 25 jaar (geschatte levensduur project volgens [162]). In België is de standaard verkregen tijdsduur voor een concessiezone 20 jaar (worst case), terwijl er een verlenging kan ingediend worden tot 30 jaar (best case) [30](art.13). Deze 3 gevallen dienen echter in een apart scenario te worden bekeken gezien het toekennen van 20, 25 en 30 jaar aan best, basis en worstscenario in 1 geval te veel zou doorwegen in het eindresultaat. Daarom werd getracht de invloed van de concessieduur apart te bekijken door het opsplitsen in 3 scenario's.

UITGAVEN/Scenario	best	Basis	worst	eenheden
Discontovoet	8	10	15	(%)
Levensduur	25	25	25	(jaar)
Installatiekost (Totaal)	75%*basis	aantal turbines*kost	125%*basis	(€)
O&O kost	75%*basis	aantal turbines*onderhoud	125%*basis	(€/jaar)
inflatie O&O	1%	2%	3%	(%)
km interne kabel	90%*basis	x aantal km	110%*basis	(€)
kost interne kabel (+instal)	90%*basis	150€/m*aantal m	110%*basis	
kost kabel naar kust	90%*basis	150€/m*aantal meter*125% ¹⁶⁵	110%*basis	(€)
extra kosten kabels	90%*basis	30.000€*aantal toestellen +500.000€ aanlanding	110%*basis	(€)
totale kabelkost	som 90%	som alle vorige	som 110%	
connectiekost	90%*basis	11048*(MW park)+ 210462 +40.000€/veld	110%*basis	(€)
INKOMSTEN				
Groene stroom certificaten	110€/MWh	107€/MWh	95€/MWh	(€/jaar)
	30%	30%	30%	
Overheidssteun Bekabeling	kabelkost	Kabelkost	kabelkost	
Verliezen Energie	best case	Basisgeval	worst case	(€)
	verlies best case	(0.0013*km kabel+0.0021)* (geprod energie)	verlies worst case	(MWh/jaar)
Opbrengst verkoop energie	70€/MWh	60€/MWh	50€/MWh	(€/jaar)

Tabel 9-7 : overzicht aannames economische berekening

¹⁶⁵ Rekening houdend met het feit dat de kabel niet in rechte lijn naar de kust kan lopen maar een aantal obstakels moet vermijden.

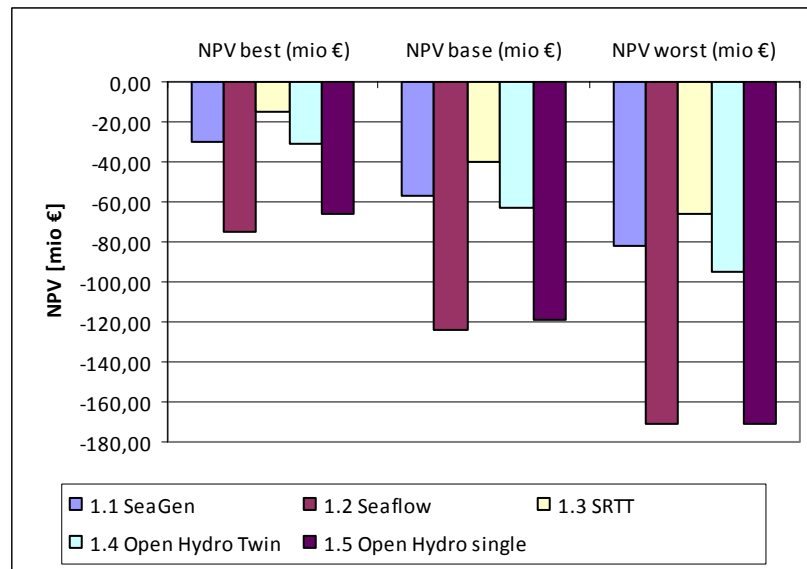
9.4 Concessiezone

Geen enkel scenario wordt gunstig geëvalueerd (figuur 9-8). Geen enkel van de geselecteerde toestellen kan een positieve rekening presenteren en dit zelfs in het meest positieve scenario. Enkel de SRTT biedt een eventueel vooruitzicht onder betere voorwaarden. Echter ook een langere levensduur van het project maakt het niet levensvatbaar. Verder blijken de verschillen tussen de fabrikanten vrij groot en heeft de levensduur eerder een kleine impact (figuur 9-9 en 9-10).

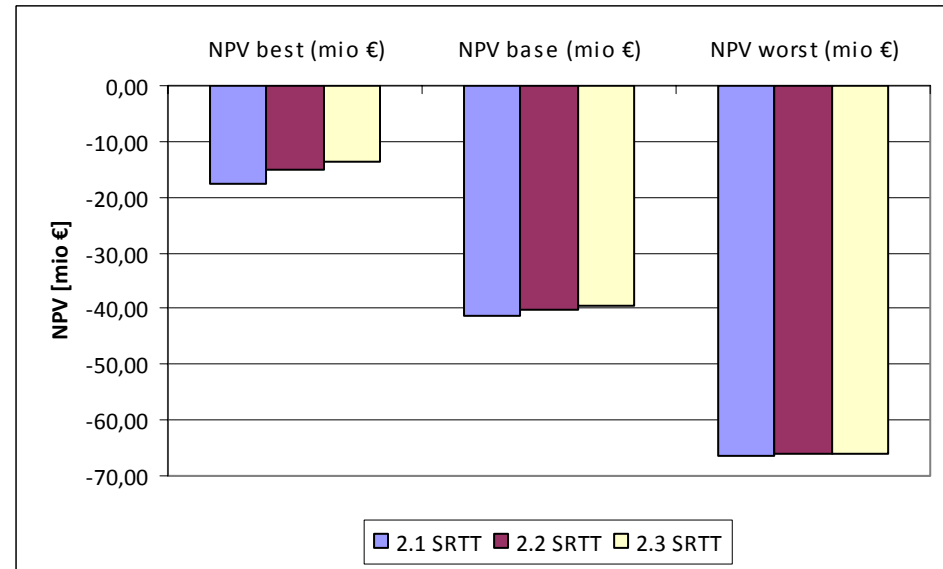
Concessiezone

Scenario	beschrijving	tijdsduur (jaar)	NPV	NPV	NPV	IRR	IRR	IRR	COE best	COE base	COE worst	Payback best	Payback base
			best (mio €)	base (mio €)	worst (mio €)	best (%)	base (%)	worst (%)	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(c€/kWh)	(jaar)	(jaar)
1.1	zone A-Seagen	25	-30,05	-56,66	-82,27	0	0	0	34,96	52,53	83,54	nooit	nooit
1.2	zone A-Seaflow	25	-75,26	-124,37	-170,60	0	0	0	46,06	69,41	110,90	nooit	nooit
1.3	zone A-SRTT	25	-15,23	-40,24	-66,21	2,8	0	0	26,00	39,14	62,97	nooit	nooit
1.4	zone A-Open Twin	25	-31,13	-63,04	-94,84	0	0	0	32,11	48,44	77,71	nooit	nooit
1.5	zone A-Open Single	25	-66,18	-118,91	-171,04	0	0	0	38,39	58,03	93,54	nooit	nooit
2.1	zone A-SRTT	20	-17,70	-41,38	-66,36	1,8	0	0	27,85	41,21	64,63	nooit	nooit
2.2	zone A-SRTT	25	-15,23	-40,24	-66,21	2,8	0	0	26,00	39,14	62,97	nooit	nooit
2.3	zone A-SRTT	30	-13,58	-39,59	-66,18	4,4	0	0	24,92	38,01	62,21	nooit	nooit

Tabel 9-8 Samenvatting resultaten economische analyse voor verschillende scenario's in het Concessiegebied



Figuur 9-8 Vergelijking toestellen op basis van NPV



Figuur 9-9 Vergelijking SRTT op basis van levensduur

9.5 Zeebrugge

Ook hier biedt geen enkel scenario economische perspectieven (Tabel 9-9) . Merk op dat geen offshore kabelkosten tussen park en kust worden in rekening gebracht, evenmin als een aanlandingskost. Ook de aansluitingskost op het net wordt herzien en vastgesteld op 50.000 € (kostprijs van een veld en arbeidskosten).

Opmerkelijk is dat de economische prestaties van de GCK ver boven die van Verdant liggen (figuur 9-10). De reden ligt hierin dat het drijvend platform van een 'barge' een gezamenlijke kost voor 6 torens is. Bovendien komt hier de eenvoud van het concept van GCK naar voren. In het geval van Zeebrugge wordt als singulier geval het scenario van een demonstratieproject nagegaan. Het testproject zou 2 'barges' omvatten. Voor de eenvoud worden geen connectiekosten in rekening gebracht, gezien het hier een park van slechts 113kW betreft. Ook aanlanding en interne kabelkosten worden nihil verondersteld. Dergelijk project hoeft geen winst te maken maar draait bij voorkeur op break-even. Ook dit blijkt niet mogelijk.

9.6 Wielingen

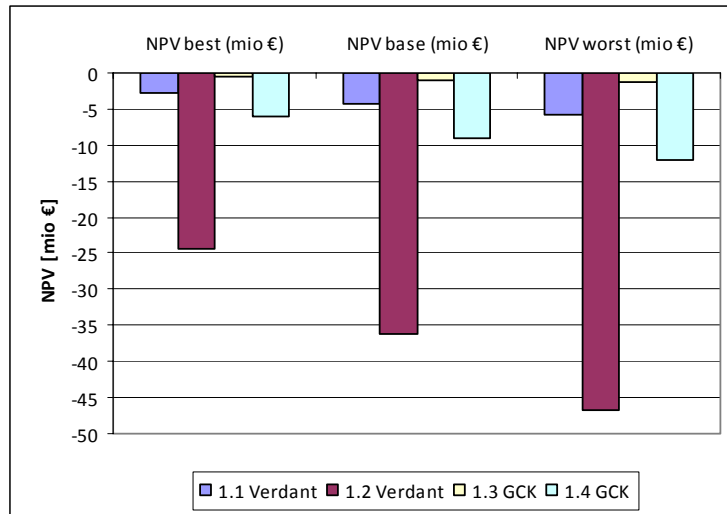
Slechts 1 scenario biedt onder de beste omstandigheden een positieve IRR (Tabel 9-10). Merk op dat deze zich ver onder een gunstige discontovoet bevindt. Een mogelijke wijziging hierin door een verhoogde levensduur van het project kan geen verandering brengen in de haalbaarheid van een getijdenpark te Wielingen.

Opnieuw valt een park GCK's gunstiger uit dan een park Verdant turbines. De extreme afwijking van het scenario 1.2 (zowel zone A als B) ten opzichte van scenario 1.1 (enkel zone A) valt te verklaren door het groot aantal toestellen die mogelijks geplaatst kunnen worden in zone B die overigens mindere stromingseigenschappen heeft dan zone A.

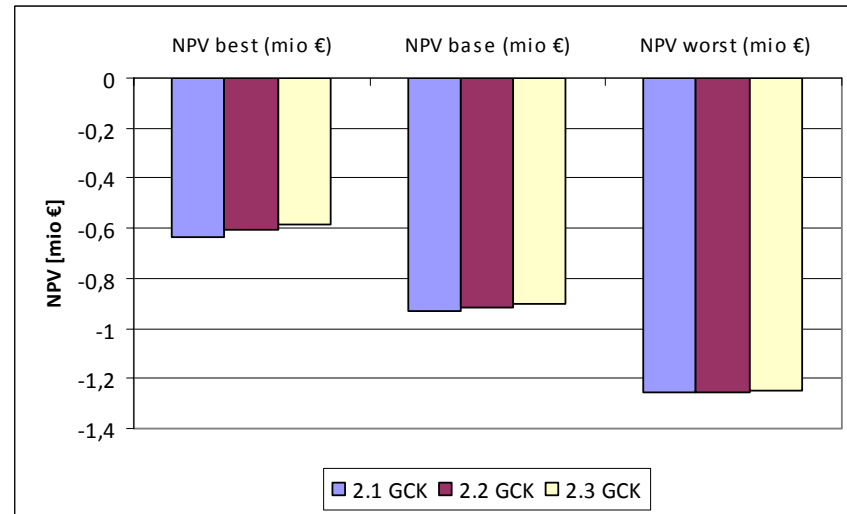
Zeebrugge

Scenario	beschrijving	tijdsduur (jaar)	NPV			IRR			COE			Payback	
			best (mio €)	base (mio €)	worst (mio €)	best (%)	base (%)	worst (%)	best (c€/kWh)	base (c€/kWh)	worst (c€/kWh)	best (jaar)	base (jaar)
1.1	zone B -Verdant	25	-2,7295	-4,17155	-5,7446	0	0	0	53,51	79,41	130,34	nooit	nooit
1.2	zone A+B Verdant	25	-24,355	-36,1696	-46,753	0	0	0	58,71	86,55	135,77	nooit	nooit
1.3	zone B GCK small	25	-0,6053	-0,91496	-1,2537	0	0	0	53,46	78,72	128,54	nooit	nooit
1.4	zone A+B GCK small	25	-5,9057	-9,13991	-12,027	0	0	0	52,29	77,67	121,94	nooit	nooit
2.1	zone B GCK small	20	-0,6319	-0,93157	-1,2592	0	0	0	58,13	83,93	132,74	nooit	nooit
2.2	zone B GCK small	25	-0,6053	-0,91496	-1,2537	0	0	0	53,46	78,72	128,54	nooit	nooit
2.3	zone B GCK small	30	-0,5872	-0,90465	-1,2509	0	0	0	50,70	75,79	126,55	nooit	nooit
3.1	zone B GCK (2barges/geen connectiekost)	25	-0,2864	-0,5706	-0,8837	3	0,2	0	34,45	53,86	92,46	nooit	nooit

Tabel 9-9 Samenvatting resultaten van de economische analyse voor verschillende scenario's in Zeebrugge



Figuur 9-10 Vergelijking van GCK op basis van levensduur

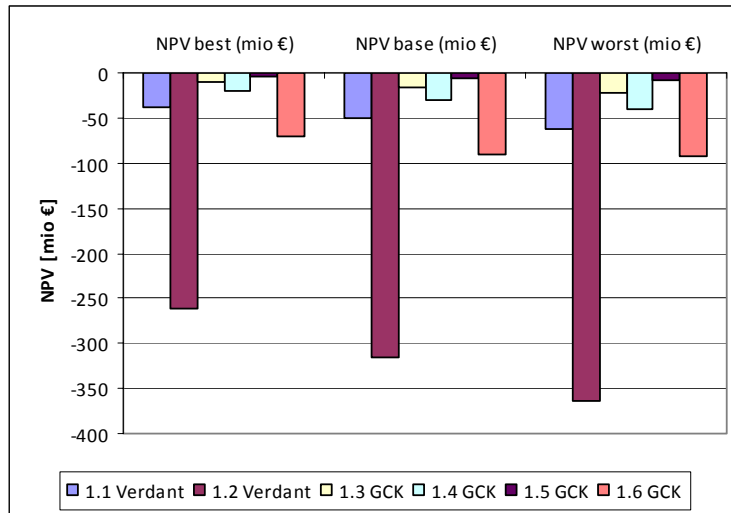


Figuur 9-11 Vergelijking van toestellen op basis van NPV

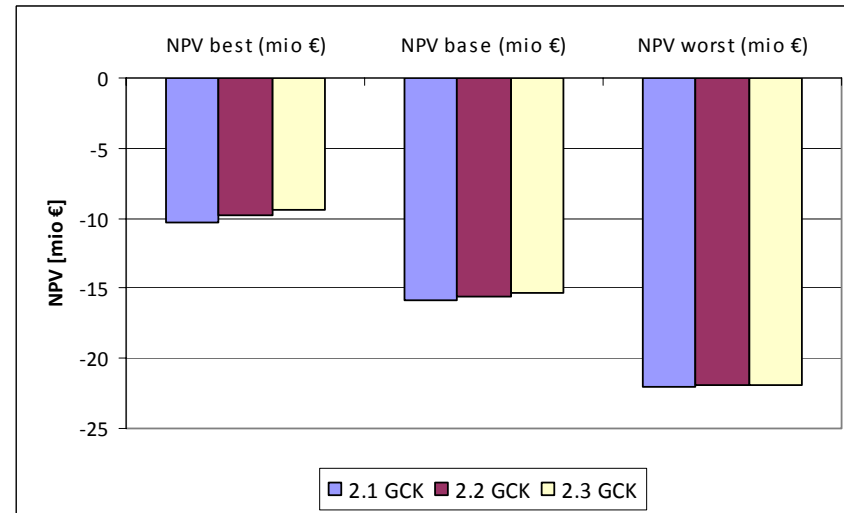
Wielingen

Scenario	beschrijving	tijdsduur (jaar)	NPV			IRR best (%)	IRR base (%)	IRR worst (%)	COE best (c€/kWh)	COE base (c€/kWh)	COE worst (c€/kWh)	Payback best (jaar)	Payback base (jaar)
			NPV best (mio €)	NPV base (mio €)	NPV worst (mio €)								
1.1	zone A-Verdant	25	-38,115	-51,0958	-62,474	0	0	0	90,66	133,13	208,61		nooit
1.2	zone A+B Verdant	25	-260,35	-315,11	-364,68	0	0	0	198,45	272,73	415,75	nooit	nooit
1.3	zone B GCK small	25	-9,7402	-15,5338	-21,951	0	0	0	42,92	63,19	103,21	nooit	nooit
1.4	zone A+B GCK small	25	-20,638	-30,4079	-39,202	0	0	0	56,64	83,16	130,30	nooit	nooit
1.5	zone A GCK wide	25	-4,5401	-6,57844	-8,5059	0	0	0	53,41	76,76	119,55	nooit	nooit
1.6	zone A+B GCK wide	25	-70,358	-90,3011	-92,431	0	0	0	203,63	292,56	394,80	nooit	nooit
2.1	zone B GCK small	20	-10,316	-15,8926	-22,07	0	0	0	46,66	67,38	106,58	nooit	nooit
2.2	zone B GCK small	25	-9,7402	-15,5338	-21,951	0	0	0	42,92	63,19	103,21	nooit	nooit
2.3	zone B GCK small	30	-9,3486	-15,311	-21,892	0,6	0	0	40,69	60,85	101,60	nooit	nooit

Tabel 9-10 Samenvatting resultaten economische analyse voor de verschillende scenario's in het gebied Wielingen.



Figuur 9-12 Vergelijking van toestellen op basis van NPV



Figuur 9-13 Vergelijking van GCK op basis van levensduur

9.7 Calais

Scenario 1.1 (waarin zone A wordt bezet met 18m Twin TEC's) blijkt het best uit te vallen voor Calais (Tabel 9-11). Een MCT Twin turbine kan enkel in het beste geval op winst rekenen, maar in het basisscenario is het maar net negatief. (zie figuur 9-14) Als we de toestellen bekijken blijkt SRTT het meeste potentieel te bieden (scenario 2.3). Zelfs in het basisgeval is dit toesteltype winstgevend (zie figuur 9-15) Er dient wel opgemerkt dat in vergelijking met de 2 andere beschouwde toesteltypes SRTT waarschijnlijk nog het verst verwijderd staat tot het bouwen van de voorgestelde 18m Twin TEC¹⁶⁶. Open Hydro en MCT scoren ongeveer in dezelfde grootteorde daar Open Hydro iets meer energie levert maar ook iets meer kost. Voor grotere stroomvermogens zal de Open Hydro technologie allicht voordeliger zijn.

Naar concessieduur toe blijkt logischerwijze een langere duur (scenario 3.3) meer winstgevend te zijn. Wat vooral opvalt is dat de productiekost elektriciteit met slechts 1 cent daalt indien men van 20 jaar naar 30 jaar concessieduur gaat. De daling komt er omdat men de kosten over een langer tijdsbestek kan afschrijven. (zie tabel 9-16) Het feit dat de daling niet zo spectaculair is, is omdat de energieproductie in de COE ook over de tijd verdisconteerd wordt.

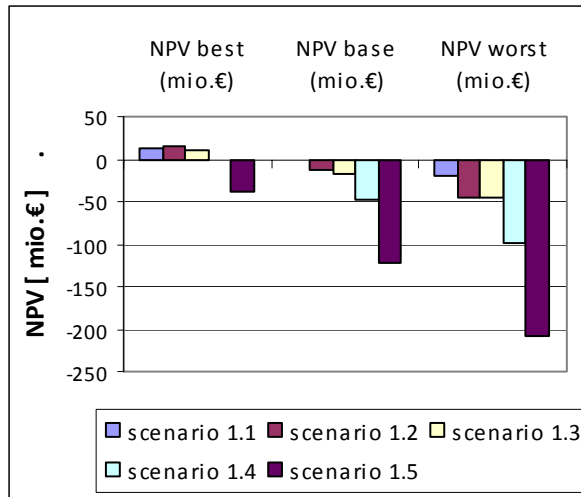
Men kan ook zien dat Calais, in tegenstelling tot alle zones in het BDNZ, het enige gebied is waar er in sommige scenario's winst geboekt wordt in het basisgeval. Al rust er een grote onzekerheid op deze economische cijfers, gezien de bij wijlen strenge aannames is het zeker een aanbeveling om deze mogelijkheid verder te onderzoeken.

¹⁶⁶ MCT staat het dichtst met de recente plaatsing van een 16m twin TEC.

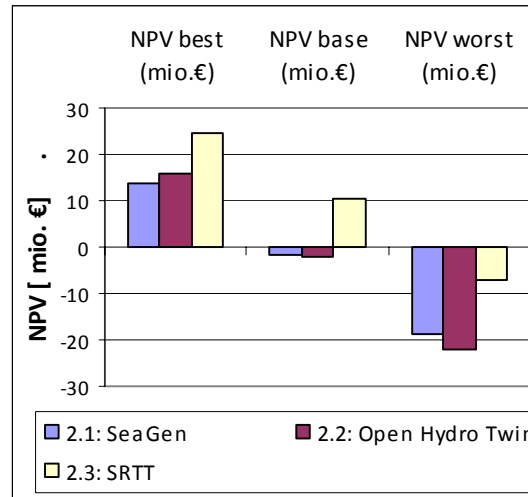
Calais

Scenario	beschrijving	tijdsduur (jaar)	NPV	NPV	NPV	IRR	IRR	IRR	COE	COE	COE	Payback	Payback	Payback
			best (mio.€)	base (mio.€)	worst (mio.€)	best (%)	base (%)	worst (%)	best (€/kWh)	base (€/kWh)	worst (€/kWh)	best (jaar)	base (jaar)	worst (jaar)
1.1	zone A-Seagen	25	13,67	-1,78	-18,87	16,6	9,0	2,0	12,55	18,67	29,31	10	nooit	nooit
1.2	zone A+B Seagen	25	15,33	-13,70	-45,04	12,8	0,0	0,0	14,75	22,08	34,88	13	nooit	nooit
1.3	zone A Seaflow	25	9,58	-16,75	-44,90	11,2	4,6	0,0	15,94	23,87	37,72	17	nooit	nooit
1.4	zone A+B Seaflow	25	-0,12	-48,26	-98,59	8,0	0,0	0,0	19,01	28,57	45,38	20+	nooit	nooit
1.5	zone A+B+D Seaflow	25	-39,00	-123,08	-209,14	0,0	0,0	0,0	24,03	36,21	57,89	nooit	nooit	nooit
2.1	zone A-Seagen	25	13,67	-1,78	-18,87	16,6	9,0	2,0	12,55	18,67	29,31	10	nooit	nooit
2.2	zone A-Open Hydro	25	15,70	-2,08	-22,04	16,4	9,0	2,6	12,51	18,69	29,64	10	nooit	nooit
2.3	zone A-SRTT	25	24,59	10,21	-7,03	20+	17,0	9,6	8,54	12,68	20,15	6	10	nooit
3.1	zone A-SRTT	20	21,34	8,34	-7,56	20+	16,4	8,6	9,13	13,33	20,66	6	10	nooit
3.2	zone A-SRTT	25	24,59	10,21	-7,03	20+	17,0	9,6	8,54	12,68	20,15	6	10	nooit
3.3	zone A-SRTT	30	26,80	11,35	-6,78	20+	17,2	10,0	8,19	12,33	19,91	6	10	nooit

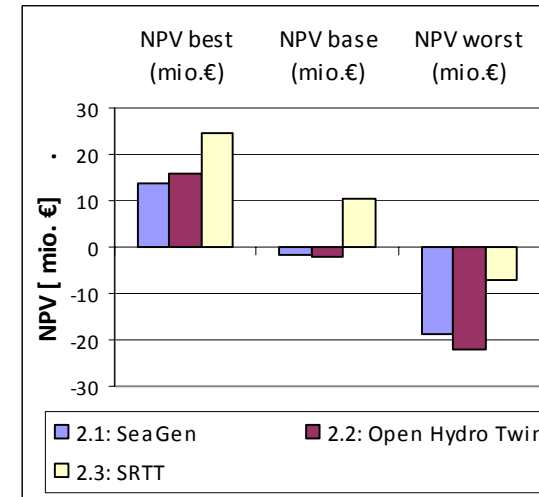
Tabel 9-11 : De verschillende onderzochte scenario's voor Calais (NPV=Net Present Value, IRR=Internal Rate of Return, COE=Cost of Electricity)



Figuur 9-14 : zoektocht naar de beste zone



Figuur 9-15 : zoektocht naar het beste toestel



Figuur 9-16 : invloed verschillende tijdsduur concessie

Geen enkele handeling van de mens gaat zonder weerslag. Het is dan ook een misvatting te denken dat hernieuwbare energie hierbuiten valt. Met de introductie van een nieuwe technologie moet dus ook de impact hiervan nagegaan worden. Impact kan gedefinieerd worden als de veranderingen teweeggebracht aan een referentiesysteem. Een 'groene' technologie is maar zo groen als haar impact op het milieu klein is. Nieuwe technologieën weerspiegelen zich ook op de mens en zijn samenleving, de socio-economische impact. Een klein overzicht van de optredende fenomenen volgt in onderhavig hoofdstuk onder milieu impact en socio-economische impact.

10.1 Milieu-impact

Hoewel getijdenenergieopwekking een vrij nieuwe technologie is kan een groot deel van de milieu-impact herleid worden tot die van offshore constructies. Een aantal elementen zullen echter specifiek zijn met betrekking tot het gebruik van roterende elementen onder water. In een studie uitgevoerd door de Robert Gordon University naar de 'Environmental Impact' van getijdenstromingsenergie wordt ingegaan op de kwalitatieve aspecten van de milieu-impact [164]. Deze scriptie zal slechts ter volledigheid een aantal van de bestudeerde aspecten aanhalen:

- Een verstoring van de zeebodem en de benthische ecologie¹⁶⁷ gerelateerd aan de installatie en operationele fase.
- Een mogelijke verstoring van zeevogels, zeeroofdieren en walvissen tijdens installatie. (auditief en visueel)
- Mogelijke wijzigingen in de dynamica van getijden en golven in de nabijheid van het toestel door de structuur, wervelingen geïnduceerd door de rotor en extractie of blockage van een energiewinningpark.
- Mogelijke verstoring van de sedimentdynamica tengevolge van het vorige.
- Mogelijke wijziging in waterkwaliteit en troebelheid door de wijzigingen in zeebodem.
- Mogelijke migratie van visbestanden door akoestische emissie van de toestellen.
- Mogelijk risico tot aanvaring van zeezoogdieren en duikende vogels.

¹⁶⁷ Het is de verzamelnaam voor alle organismen die leven op de bodem van zoete en zoute wateren.

Milieu-impact kan het gevolg zijn van iedere fase van het project: transport, installatie van het toestel, installatie van de kabels, onderhoud en operationaliteit en decommissioning. Tabel 10-1 geeft een overzicht van de mogelijke interacties.

De industrie is geneigd deze milieu-impact als verwaarloosbaar te bestempelen. Er zijn echter nog geen studies die kwantitatief deze impact uitdrukken. Een studie naar het effect op grote zoogdieren wordt momenteel¹⁶⁸ uitgevoerd in de testfase van de SeaGen-turbine van MCT. De grootste bedreiging zijn de bewegende rotoren. Een vaak aangehaald argument is dat de dieren zouden afgeschrikt worden door de beweging en aldus geen aanvaringsrisico bestaat. Daar kan tegenin gebracht worden dat hiermee het risico op migratie niet is opgelost. Een gebruikelijke maatregel om dit aanvaringsrisico te verminderen is het verlagen van de tipsnelheid¹⁶⁹. Zoals reeds in hoofdstuk 4 aangehaald heeft dit impact op de extractiemogelijkheden van het toestel.

Merk op dat kwantificatie van impact op dit moment nog niet bestaand is. De specifieke impact is bovendien sterk afhankelijk van de site.

¹⁶⁸ Dit gebeurt bij het testen van de SeaGen. De installatie ervan ging van start in maart 2008.

¹⁶⁹ Deze is normaal groter dan de stromingssnelheid. De oplossing bestaat erin deze te laten dalen tot een bepaalde 'aanvaardbare' factor boven de stromingssnelheid.

Environmental Component		PHYSICAL ENVIRONMENT										BIOLOGICAL ENVIRONMENT							SOCIO-ECONOMIC ENVIRONMENT												
		Climate/Air	Tidal currents	Wave climate	Salinity	Temperature	Ambient noise	Sedimentation	Seabed	Water column	Water quality	Coastal Env.	Benthos	Pelagic org.	Demersal org.	Plankton	Vegetation	Seabirds	Pinnipeds	Cetaceans	Design Areas	Fishing	Shipping/Nav	Cables/Pipes	Oil/Gas fields	Military	Marine Archeo	Tourism	Tech Base	Grid infras	Local resid
Project Activity																															
INSTALLATION PHASE	Movement of installation equps.	1				1																1	1			1	1		1	1	
	Physical presence of install equip							1		1		1	1	1			1	1	1			1	1		1		1	1		1	1
	Piling foundations					1		1	1	1		1	1	1			1	1	1							1					
	Grouting/Cementing								1	1		1	1	1			1	1	1												
	Disposal of spoil								1	1	1	1	1	1			1	1	1												
	Minor fuel/oil leaks						1	1			1	1	1	1	1	1	1	1													
	Installation of foundation/tower etc					1	1	1	1	1		1	1	1			1	1	1				1	1	1		1	1		1	
	Installation of cables					1	1	1	1	1		1	1	1		1	1	1	1	1			1	1	1		1	1		1	1
	Land based Activities					1	1				1					1	1					1						1	1		1
OPERATIONS PHASE	Overall structure presence		5	5		5	5	5			5	5	4	4	1		4	4	4	5	5	5		2		3			5	2	
	Rotor effects		5	5			5	5	5	5	5	5	3	3	1		3	3	3	3		2	2							2	
	Extraction of tidal energy		5				5	5	5	5	5	5	5	5	1																
	Routine maintenance/repair					3				3	3		3	3	3		3	3	3			3	3		3		3	4		3	3
	Physicality/Ops of grid connection					5					5					1													4	5	5
	Overall generation of electricity	5																											5	5	5
DECOM PHASE	Presence of decomm vessels	1				1		1		1							1	1	1			1	1		1		1	1		1	1
	Physical removal of structure		1			1	1	1	1	1		1	1	1	1		1	1	1			1	1		1			1		1	1
	Disposal									1	1																3	1			1

Magnitude Level

Severe	Moderate	Negligible
Major	Minor	Positive

Likelihood Level

5 Continuous	3 Moderate	1 1 off event
4 High	2 Minimum	

Tabel 10-1 Waarschijnlijkheid en grootte van interactiecomponenten [164]

10.2 Socio-Economische impact.

Indien men de socio-economische impact van getijdenenergie bekijkt, spelen heel wat factoren mee. Er dient in principe voor elk project een studie gedaan te worden naar de mogelijke impact die kan optreden op:

- Navigatie en scheepvaart : belemmert of verandert de installatie van het park de aanwezige stromingen en heeft dit invloed op de scheepvaart?
- Visserij : veroorzaakt het park een migratie van het visbestand of interfereert het met het vissergebied?
- Recreatie en Toerisme : stoort de uitbouw van het park de recreatiefunctie? Zijn er toeristen die wegblijven/bijkomen door de visuele impact van het park?
- Industrie: heeft de ontwikkeling van de getijdenenergie een negatieve/positieve impact op andere technologieën. Brengt het andere industrieën in het gedrang?
- Jobcreatie: hoeveel nieuwe jobs creëert de nieuwe technologie? Hoeveel andere jobs komen erdoor in het gedrang?
- Energieautonomie : Leidt het bouwen van het TEC park tot grotere onafhankelijkheid van de regio met betrekking tot de eigen energieproductie?

Al deze deelgebieden dieper onderzoeken behoort men te doen wanneer men effectief zou overwegen een TEC park te plaatsen. Dat is hier niet het geval. Er wordt wel iets dieper ingegaan op de jobcreatie.

Indien men het heeft over de introductie van nieuwe technologieën, koppelt men dit meestal aan het aantal jobs die door deze nieuwe industrie zullen gecreëerd of vernietigd worden. De manier om dit te doen is tweërlei:

- Men kan het effectieve aantal jobs gaan berekenen.
- Vaak wordt de methode van de “tewerkstellingsmultiplicator” gebruikt. Dit als een factor ten opzichte van de jobcreatie in gerelateerde industrieën. Gezien getijdenenergie erg nieuw is, bestaat er nog geen multiplicator voor [165].

Het MITRE-rapport [166] stelt dat de huidige maatregelen om het hernieuwbaar energieaandeel te promoten tegen 2010 in Europa 1.073.000 nieuwe banen kan creëren. Daarvoor berekende

men de directe¹⁷⁰ en indirecte¹⁷¹ werkgelegenheid plus het aantal extra jobs in de landbouwindustrie¹⁷². Van dit getal vermindert men de jobverliezen door verschuivingen binnen de energiesector en door afgenomen steungelden in andere industrieën. Tegen 2010 zou het halen van de Europese hernieuwbare doelstelling dan netto 950.000 jobs extra creëren. Voor België komt dit neer op 8400¹⁷³ nieuwe banen [166]. Het gros van deze nieuwe jobs zou gaan naar de windmolensector en de biomassa en biobrandstofsector. Voor getijdenenergie lijkt, gezien de conclusie van deze studie, voor België geen banencreatie in de maak. Ook Europese cijfers hieromtrent ontbreken.

¹⁷⁰ Bij het bouwen en installeren van de hernieuwbare energiebronnen op de locatie zelf.

¹⁷¹ Alle externe jobs die gecreëerd worden als gevolg van de installatie van de hernieuwbare energiebronnen zoals werkgelegenheid door het produceren van onderdelen (vb de versnellingsbak), externe firma's voor het onderhoud van de energiebron,...

¹⁷² vooral voor biomassa en biobrandstoffen

¹⁷³ voltijdse tewerkstelling

Slotsom & Discussie

Dit finale hoofdstuk geeft eerst een samenvattende beschrijving van de gevolgde methodologie en de resultaten. Tot slot van deze studie wordt getracht een interpretatie van de resultaten te geven en een discussie op gang te brengen.

11.1 Slotsom

Het opzet van deze scriptie was de **haalbaarheid** van getijdenenergie te beschouwen ,dit zowel vanuit technisch als economisch oogpunt. Steeds werd de huidige status van de technologie beschouwd. Het uitgangspunt hierbij was steeds het Belgisch perspectief. Dit hield onder meer in dat ook sites met kleinere capaciteit in het onderzoek worden opgenomen.

Het onderzoek vestigde zich op de **getijdenstromingen** en de nieuwe aandacht voor de extractietechnologieën op dit vlak. Het rechtstreeks getij dringt vanuit de Atlantische Oceaan als afgeleide getijdengolf het Kanaal binnen naar de Noordzee. De eb en vloedstroming loopt quasi evenwijdig met de Belgische kust. Het vermogen tengevolge van deze stroming (met dichtheid ρ wordt uitgedrukt als een derdemacht van de stroomsnelheid (v) doorheen een zekere sectie (A):

$$P = 0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

De **toestellen** voor energieconversie extraheren telkens een fractie, inherent aan het toestelontwerp, van het vrije stroomvermogen. De toestellen onderscheiden zich in eenvoud en kost door generatorkeuze, funderingsontwerp en uiteraard door hun concrete werking. Vier extractiemethodes worden onderscheiden: de verticale-as turbines (VATT), de horizontale-as turbines (HATT), de oscillerende hydrofoils en de wervelingsinducerende convertoren. De eerste twee zijn vergelijkbaar met de methodiek in de windmolenindustrie en zijn tevens de meest frequente systemen op de markt. Een afweging op basis van relatief vermogen¹⁷⁴ en relatieve

¹⁷⁴ Vermogen per doorstroomoppervlak van de turbine.

kost¹⁷⁵ leidde tot een select aantal toestellen waarop de verdere uitwerking van dit onderzoek zich baseerde. Voor de zones met grotere diepgang werd gekozen voor 3 fabrikanten van horizontale as turbines: MCT, OpenHydro en SRTT. Hierbij werd tevens de commerciële vooruitgang en haalbaarheid van de fabrikanten in rekening gebracht. Voor zones met kleinere diepgang werden Verdant turbines met horizontale as en GCK turbines met verticale as vooropgesteld. Deze laatste werd gekozen op basis van zijn lage cut-in snelheid ten opzichte van andere turbines, meer dan om zijn uitstekende prestaties.

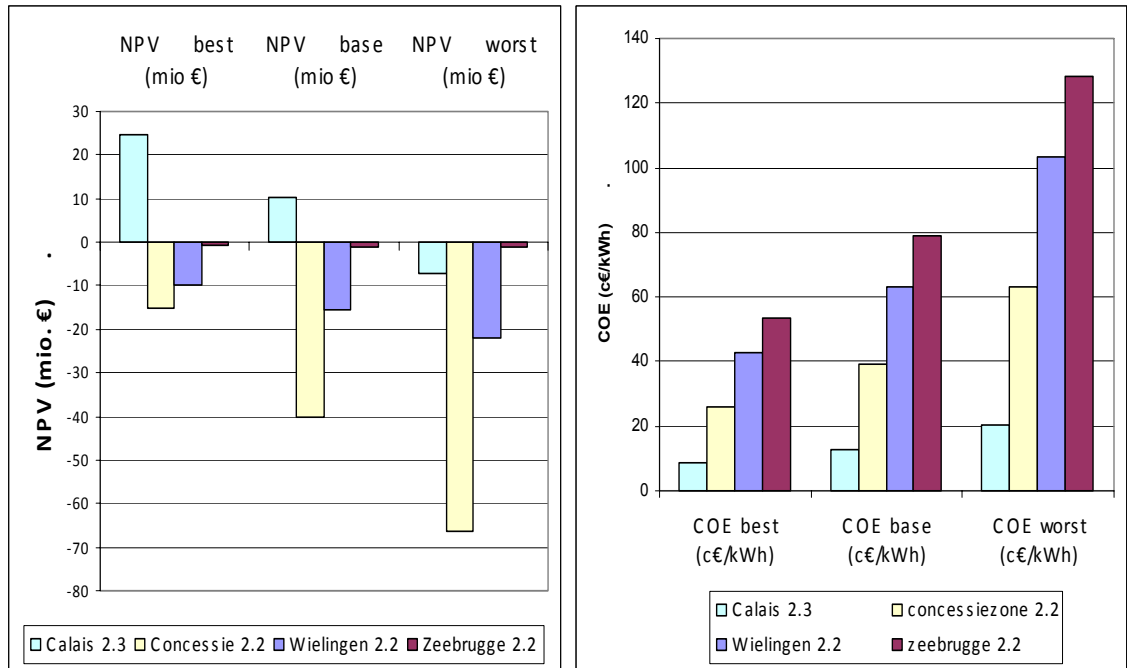
Om de stroming te beschrijven werden een aantal **datasets** geëvalueerd op ruimtelijke en tijdsresolutie. Voor de algemene bepaling van sites in de Noordzee werden modelleringresultaten van het Optos-Coherens model aangewend. Deze boden een resolutie van één halfuur en ongeveer 700 bij 800m. De stromingsatlas uitgave nr.25 van het waterbouwkundig laboratorium (WLB) werd als fijnere benadering aangewend in de omgeving van de haven van Zeebrugge. Een aantal selectiecriteria werden uitgewerkt waaruit een kansenkaart voor potentiële sites voortvloeit. Sites met een voldoende diepgang (>10m offshore of >4m nearshore) en voldoende kans op overschrijden (30%) van minstens de cut-in snelheid (>0,7m/s) werden geselecteerd voor verder onderzoek van het potentieel. Hieruit kwamen een aantal gebieden voor de kust van Calais (zones tot 20 à 30m diepgang), in de concessiezone op het Belgische deel van de Noordzee (BDNZ) (zones tot 20m diepgang) en te Wielingen (diepgang tot 10m) naar voren. De haven van Zeebrugge werd door zijn speciaal stuweffect op de stroming eveneens als interessante site beschouwd.

Vervolgens werd de **energie-extractie** door een park convertoren onderzocht. Hierbij werden onderlinge interactie en turbulentie van de stroming in het zog van een turbine in rekening gebracht. De verschillende eigenschappen van een site maakten het soms noodzakelijk een bepaalde site in meerdere zones op te splitsen. Een aantal combinaties van het type toestel en de verschillende zones binnen een gebied werden opgesteld. Voor iedere zone werd steeds de optimale energiewinst nagestreefd. Dit hield in: maximale energiewinst per extra geplaatste turbine.

Om de **economische haalbaarheid** te controleren werd voor elke turbine de te verwachten kostprijs opgesteld. Eveneens werden de inkomsten begroot. Twee variaties op het basisgeval – een positieve schatting (best case) en een negatieve schatting (worst case) – leverden

¹⁷⁵ Kostprijs van installatie per geïnstalleerd vermogen (kW).

een interval op waarin de werkelijke waarden zullen vallen. Hieruit werden een viertal economische investeringsindicatoren bepaald: de NPV (Net Present Value), 'payback'-periode (afbetalingstermijn), de IRR (internal rate of return) en de COE (cost of electricity). De meest gunstige scenario's per zone zijn weergegeven in figuur 11-1.



Figuur 11-1 Resultaten van de beste scenario's

11.2 Discussie

Deze scriptie stelde zich tot doel het potentieel van getijdenenergie vanuit het **Belgisch perspectief** te onderzoeken. Het probleem van technische en economische haalbaarheid valt niet met een eenduidig antwoord te besluiten. Ook de afbakening van dit Belgisch perspectief is voor interpretatie vatbaar. In een eerdere gelijkaardige (maar niet uitgediepte) studie [167] over getijdenenergie in België acht men de haalbaarheid *a priori* onmogelijk. Eenzelfde conclusie bleek uit persoonlijke communicatie met Peter Fraenkel¹⁷⁶: *"I'm afraid your study¹⁷⁷ sounds more dream than reality as I doubt there are any significant currents of sufficient strength for economic exploitation off the Belgian coast. The North Sea does not have much tide nor current."* Hieruit ontstond de nuance om iets verder dan het Belgische deel van de Noordzee (BDNZ) te kijken.

¹⁷⁶ Peter Fraenkel, technisch directeur van Marine Current Turbines. Gezien zijn vroege aanwezigheid op de markt geldt deze vaak als een autoriteit in de sector.

¹⁷⁷ Deze respons kwam tijdens een navraag naar gegevens omtrent de SeaGen voor dit onderzoek met de toenmalige werktitel: 'The future of tidal energy on the Belgian continental shelf: dream or reality?'

Vanuit die nuance komen we weliswaar tot hetzelfde besluit, maar met een becijferd beeld van de realiteit. Dit maakt het mogelijk om op basis van bereedeneerde parameters (NPV, IRR, COE) een verfijndere inschatting te bekomen.

Het **kader** waarin de volgende stellingen zich plaatsen is die van de technologie, zoals ze bestaat in het jaar 2008. Deze is voornamelijk ontwikkeld voor sites met pieksnelheden boven 2m/s [28]. Het onderzoeksdomein beperkt zich tot net voorbij de grenzen van het BDNZ en sluit bij voorbaat conflicterende gebruiksfuncties uit. Juridisch gezien kan momenteel slechts één site als haalbaar worden geacht, los van de benodigde milieu- en bouwaanvragen. Dit is de site die zich in de concessiezone bevindt met als specifieke doelstelling het in concessie geven van gebieden voor het winnen van energie uit wind, getijdenstroming en golven.

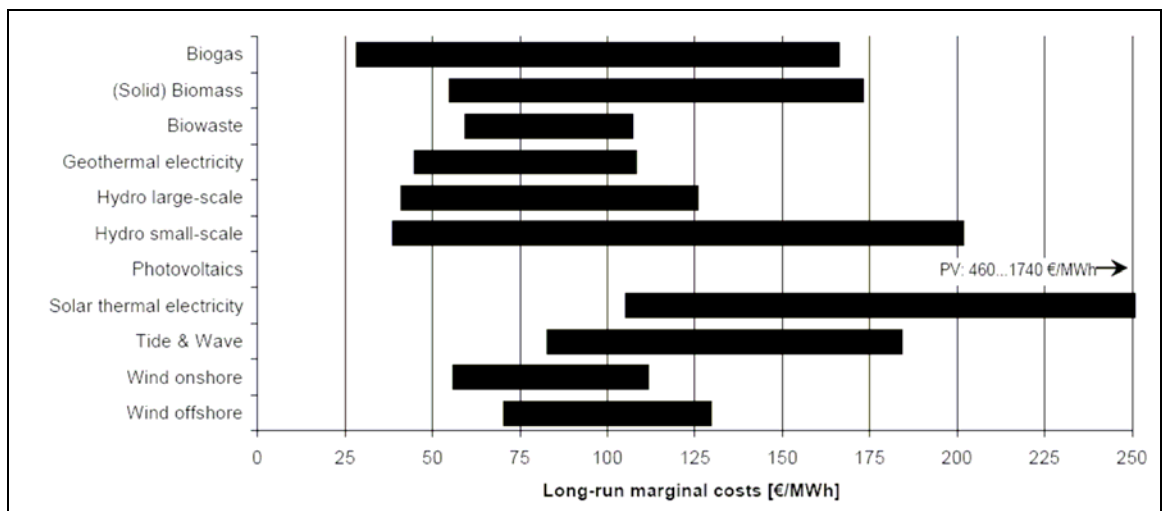
Vanuit Belgisch perspectief is getijdenenergie technisch haalbaar. Zowel in het BDNZ als in een zeer nabijgelegen zone voor de kust van Calais zijn zones waar een aantal vooropgestelde voorwaarden voldaan zijn. De snelheden overschrijden de cut-in snelheid (0,7m/s) van de huidige generatie toestellen en leveren dus energie. Bovendien is een diepte voorhanden waarin toestellen met een bepaald vermogen kunnen worden geïnstalleerd. Het eerder gematigd golfklimaat waarin de toestellen zich zouden bevinden kan als extra troef worden beschouwd.

Onder de huidige stand van zaken biedt getijdenenergie geen economisch perspectief voor België. Voor het BDNZ blijkt uit de economische indicatoren geen toekomst weggelegd. Onafhankelijk van de vaste kabelkosten, die vaak een groot deel van de kapitaalkosten innemen, is geen enkel voorgesteld scenario levensvatbaar. Ook de zone rond de haven van Zeebrugge – hoewel de economische voorwaarden hier gunstiger zijn, vermits er bijna geen kabelkosten en connectiekosten zijn – blijkt economisch geen rendabiliteit te kunnen garanderen. Een eventuele Belgisch-Franse samenwerking kan een ander licht werpen op deze conclusie. Het basisgeval in het beste scenario vóór de kust van Calais boekt een mooie winstwaarde (een Internal Rate of Return van 17%), het slechtste geval geeft echter een negatieve Net Present Value (NPV). Gezien de grote onzekerheden waaraan de berekeningen onderworpen zijn kan de enige duidelijke slotsom hier zijn dat voor Calais meer en specifiek onderzoek wenselijk is.

De huidige economische onhaalbaarheid hoeft geen eindpunt te betekenen. Het Belgische perspectief kan ook ruimer genomen worden. Net als het alle technologie vergaat zal eens de markt van grote parken met optimale snelheden operationeel is, een niche markt (gebieden met suboptimale stroomsnelheden, grootte-orde <2m/s), aangesproken worden. Teneinde die

ontginning mogelijk te maken dient echter een grote innovatie van de huidige technologie op gang te komen. Rendementen moeten verhogen, cut-in snelheden en kosten verlaagd. Gezien het technische potentieel kan België hierin de rol van innovator op zich nemen. Voor energieproducenten kan getijdenstromingsenergie een randactiviteit vormen door de combinatie met alternatieve technologieën: fundering van de reeds succesvolle offshore windmolens, energie-eilanden waar verschillende technologieën als golf –en getijde-energie, windenergie en zelfs zonne-energie worden geïnstalleerd, ...

Een afweging met andere hernieuwbare technologieën toont aan dat getijdenstromingsenergie geen concurrentie vormt. Een termijnvisie in 2002 maakte volgende bevindingen voor de marginale productiekost van verschillende bronnen van hernieuwbare energie (figuur 11-2). Hieruit blijkt getijden- en golfenergie niet tot de duurste technologieën, maar ook zeker niet tot de goedkoopste. De onzekerheid blijkt vrij groot met een marge van 8 tot 18 c€/kWh. De gunstigste resultaten in deze scriptie (gebied Calais, met een COE van ca. c€ 13) vallen in dit interval en blijken dus concurrerbaar te zijn met andere technologieën. Merk op dat het gros van de sites in het BDNZ (60 tot 400 c€/kWh) flirten met de topwaarden (zonne-energie tot 170 c€/kWh) of zelfs ver overschrijden.

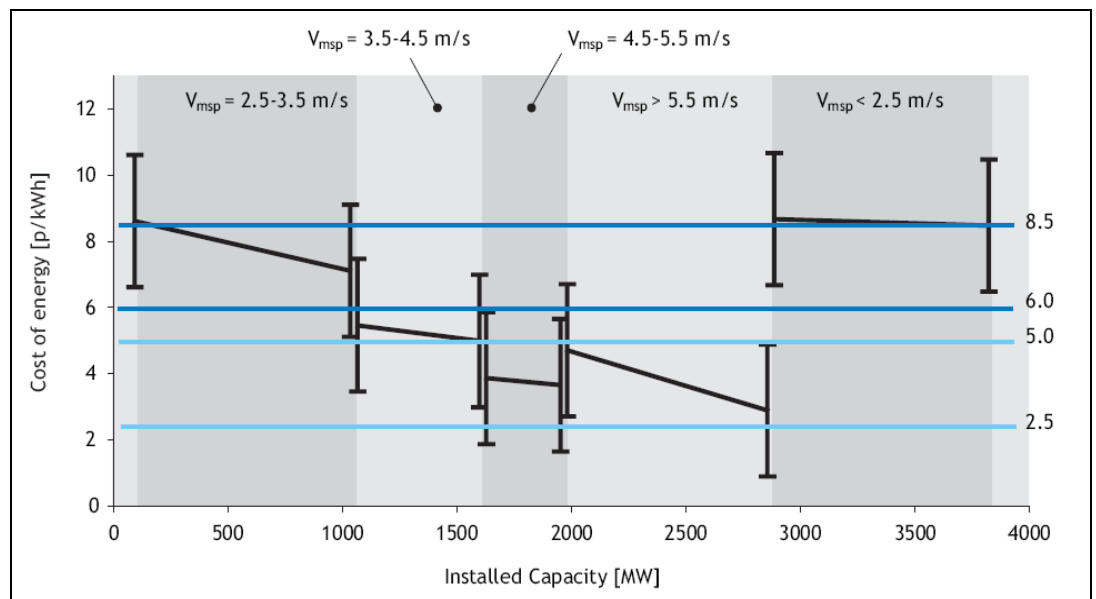


Figuur 11-2 Marginale productiekost van hernieuwbare energiebronnen (2002) [168]

Tot slot maken we nog 3 kanttekeningen:

- Dit werk hield geen rekening met leereffecten in de toekomst. Al doende leert men, en zo vergaat het ook de hernieuwbare technologieën. De kosten kunnen gedrukt worden door ervaring en de ontwikkeling van nieuwe, efficiëntere methodes. CarbonTrust voorspelt

een reductie tot bijna de helft van de huidige productiekost. Merk op dat voor het ontginnen van niche-markten (<2m/s), nieuwe technologie moeten worden aangesproken. Bovendien geldt hier dat het vermogen logischerwijs daalt, terwijl er steeds een aantal vaste kosten blijven. De productiekost op deze nieuw te ontginnen markt zou dan ook een stuk hoger zijn, vergelijkbaar met deze van de huidige kost. Het verwaarlozen van een leereffect in deze scriptie, waar de pieksnelheden steeds onder de 2m/s blijven, is dan ook een logisch gevolg hiervan.



Figuur 11-3 Stapsgewijze kostreductie per geïnstalleerd vermogen, zoals voorzien door CarbonTrust, voor getijdenenergie [28]

- Hernieuwbare energie kan nooit worden afgewogen aan zijn productiekost alleen. De verminderde broeikasgasuitstoot die gepaard gaat met deze nieuwe technologieën is een positief effect dat niet in geldwaarde kan worden uitgedrukt.
- Ideeën als een pan-Europees offshore elektriciteitsnet, of een nationaal offshore-net zou de ontwikkeling van nieuwe projecten kunnen stimuleren, en verdient dus zeker verdere studie. Binnen het BDNZ zal dit evenwel geen noemenswaardig verschil kunnen maken.

Getijdenenergie in België zal voor de komende twintig jaar geen interesse kunnen wekken voor commerciële projecten. Gezien de prille fase waarin de technologie zich bevindt kan het tot aanbeveling strekken verder onderzoek te verrichten. Bij beschikbaarheid van voldoende middelen is verder onderzoek van het gebied rond Calais en technologische innovatie zeker aan te raden. Er zal in elk geval nog heel wat water naar de zee moeten vloeien ...

Appendix A De getijdenconstituenten

70

Overzicht van de verschillende getijden

Half dagelijkse getijden

Naam	Oorzaak	Relatieve amplitude	Periode
M2	{ halfdagelijkse maantij rotatie van maan rond de aarde	1.00	12.42 h
N2	maan ellips golf	0.19	12.66 h
S2	{ halfdagelijkse zonnetij rotatie van aarde rond de zon	0.47	12.00 h
K2 (of T2)	maan- zon- declinatiegolf	0.13	11.97 h

Dagelijkse getijden

O1	dagelijkse maantij	0.40	25.82 h
P1	dagelijkse zonnetij	0.19	24.06 h
K1	maan- zon- declinatiegolf	0.58	23.93 h

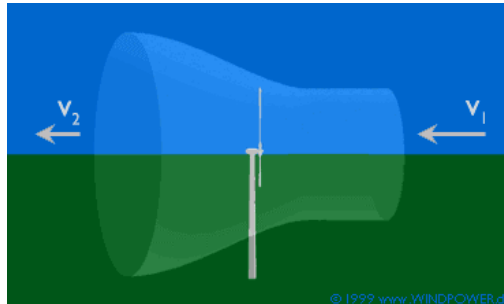
Getijden met langere perioden

M _b (of M _f)	halfmaandelijke golf (relatieve stand zon en maan t.o.v. aarde)	0.17	13.66 dagen
M _m	maandelijke golf	0.09	27.55 dagen

Figuur A-1 Getijdenconstituenten [35]

Appendix B Bewijs van Betz-limiet

Het volgende bewijs werd overgenomen van [64]



Let us make the reasonable assumption that the average wind speed through the rotor area is the average of the undisturbed wind speed before the wind turbine, v_1 , and the wind speed after the passage through the rotor plane, v_2 , i.e. $(v_1 + v_2)/2$. (Betz offers a proof of this).

The mass of the air streaming through the rotor during one second is

$$m = \rho F (v_1 + v_2)/2$$

where m is the mass per second, ρ is the density of air, F is the swept rotor area and $(v_1 + v_2)/2$ is the average wind speed through the rotor area. The power extracted from the wind by the rotor is equal to the mass times the drop in the wind speed squared (according to Newton's second law):

$$P = (1/2) m (v_1^2 - v_2^2)$$

Substituting m into this expression from the first equation we get the following expression for the power extracted from the wind:

$$P = (\rho/4) (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) F$$

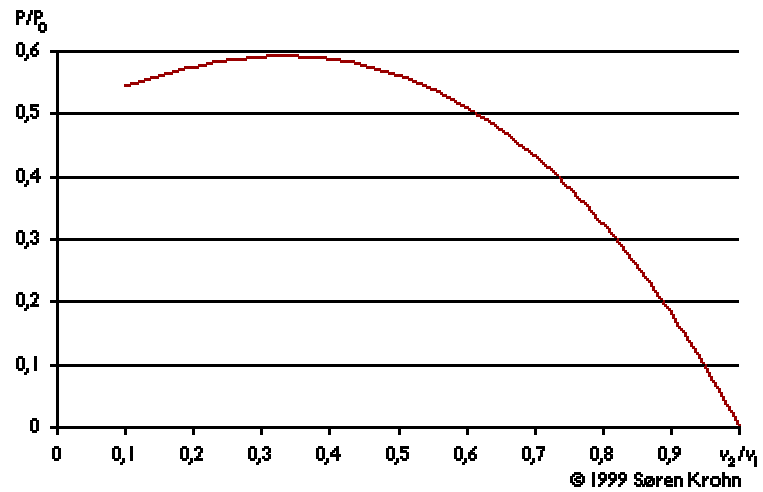
Now, let us compare our result with the total power in the undisturbed wind streaming through exactly the same area F , with no rotor blocking the wind. We call this power P_0 :

$$P_0 = (\rho/2) v_1^3 F$$

The ratio between the power we extract from the wind and the power in the undisturbed wind is then:

$$(P/P_0) = (1/2) (1 - (v_2 / v_1)^2) (1 + (v_2 / v_1))$$

We may plot P/P_0 as a function of v_2/v_1 :



We can see that the function reaches its maximum for $v_2/v_1 = 1/3$, and that the maximum value for the power extracted from the wind is 0,59 or 16/27 of the total power in the wind.

Appendix C Blade Element Momentum - Theory

Hier wordt de BEM uit de doeken gedaan voor een HATT [68]:

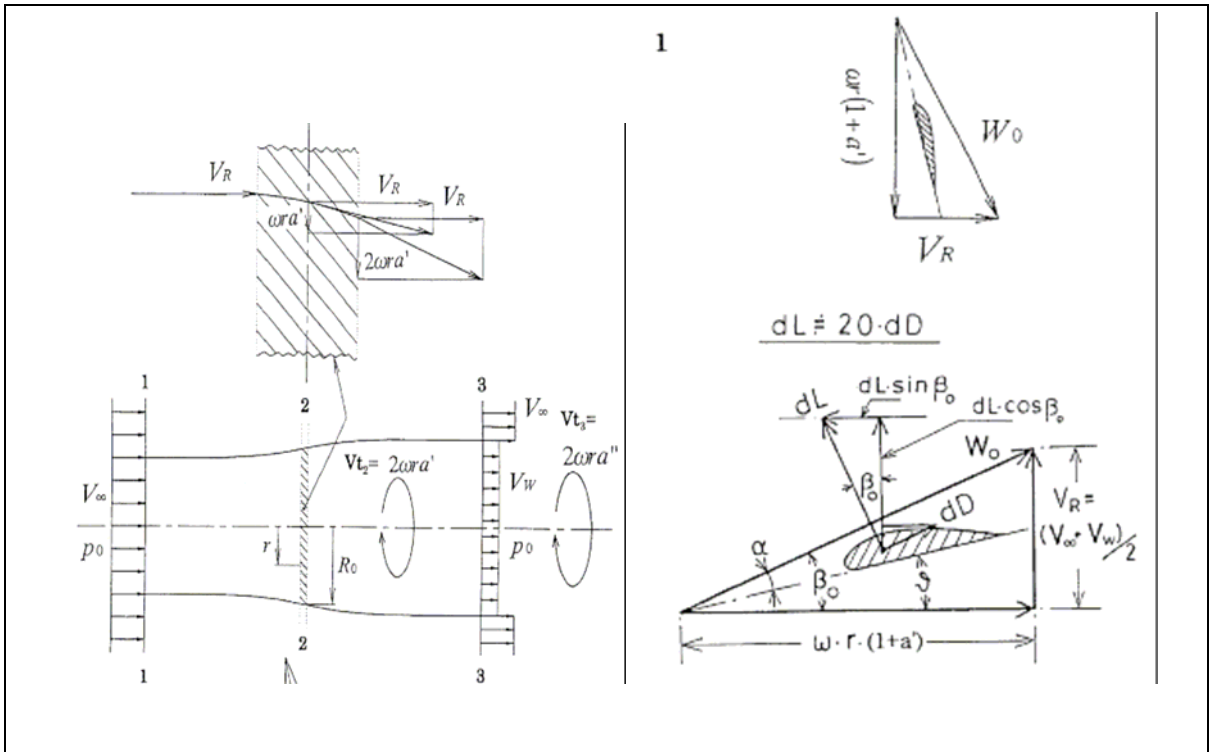
De rotor wordt gemodelleerd als een set van 2D bladelementen waarover de 2D aero/hydrodynamische theorie wordt toegepast. De krachten die op een eenheidslengte van de bladen inwerken zijn met behulp van het momentumevenwicht als volgt te schrijven:

$$dT = \dot{m}(V_\infty - V_w) = 2\pi r \rho V_R (V_0 - V_w) dr \quad (4-7)$$

$$dM = \dot{m} r C_{g=} = 2\pi \cdot r^2 \cdot \rho \cdot V_R \cdot 2 \cdot r \cdot \omega \cdot \dot{a} \cdot dr \quad (4-8)$$

Waarbij:

V_{00}	:	vrije stroomsnelheid
dr	:	elementaire bladlengte
dT	:	kracht op een elementaire bladlengte
dM	:	moment van momentum door een elementaire bladlengte
V_r	:	geïnduceerde snelheid aan de rotor
$\dot{\omega}$:	rotatiesnelheid
\dot{a}	:	tangentiële inductiecoëfficiënt
\dot{m}	:	de massaflux doorheen de stroomtube



Figuur C-1 stroomtube en krachswerking op een blad van een HATT[66]

De verliezen in momentum over de turbine worden in evenwicht gehouden door een toename van aerodynamische krachten op de bladen van de turbine. De krachten die werken op een eenheids lengte van het blad zijn de lift en sleep en worden bepaald door de relatieve snelheid W_0 en de karakteristieken van het blad (kooorde, bladnummer en coëfficiënten van lift en sleep (bepaald uit windtunneltests)):

$$L = \frac{1}{2} \rho W_0^2 c B C_L \quad (4-9)$$

$$D = \frac{1}{2} \rho W_0^2 c B C_D \quad (4-10)$$

De resultanten van deze krachten maken evenwicht met de veranderingen in momentum:

$$dT = f_z dr \quad (4-11)$$

$$dT = f_\theta dr \quad (4-12)$$

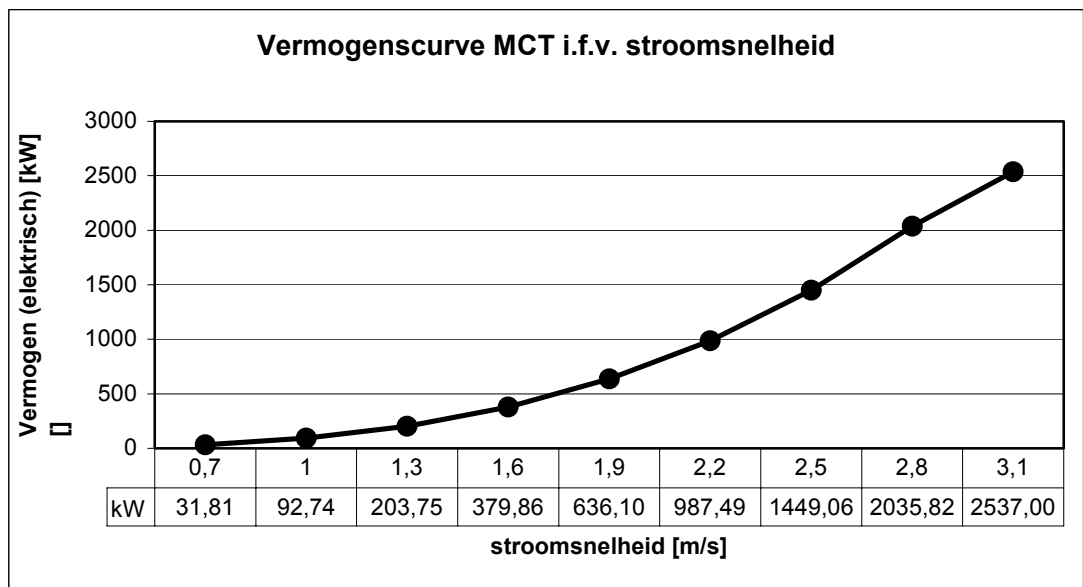
Uit het gelijkstellen van beide formules die momentumwijziging uitdrukken kan iteratief de kracht op een blad berekend worden en zo het vermogen dat een turbine genereert.

Appendix D Vermogen & Alternatieve technologie

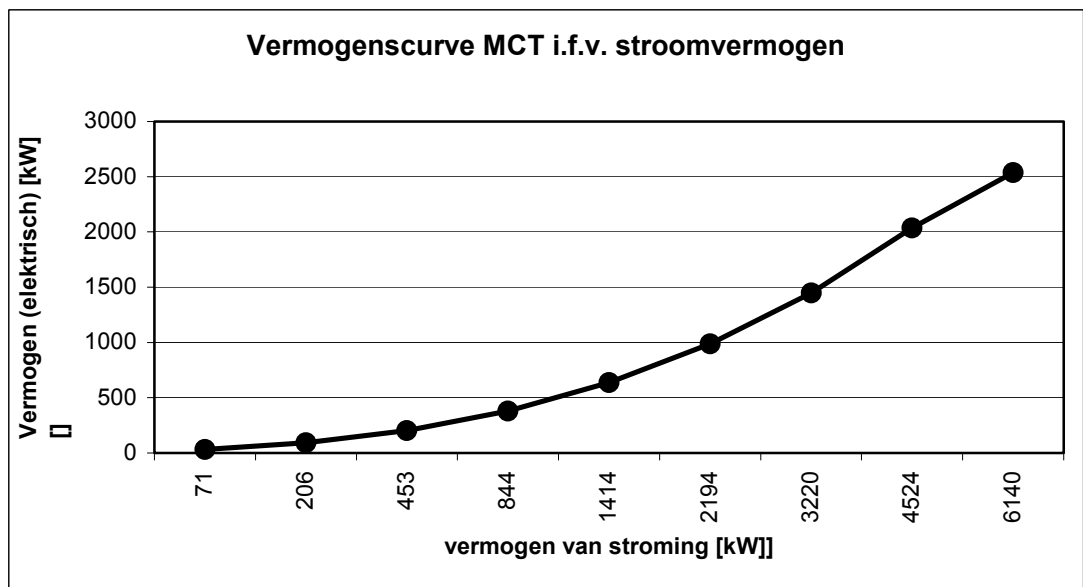
D.1 Vermogenscurves

In de volgende sectie worden de vermogenscurves van de toestellen weergegeven. Dit zijn het geleverde vermogen in functie van het vermogen van de vrije stroming en het geleverde vermogen in functie van de stroomsnelheid. Merk op dat deze geleverde vermogens niet steeds éénduidig te interpreteren zijn. Zo wordt soms het elektrisch geleverde vermogen gegeven en soms het asvermogen, het mechanisch geleverd vermogen. Bovendien wordt dit niet steeds vermeld. Ook het nominaal vermogen is een ambigue begrip in deze context. Voor sommige kleinere toestellen (cf. GCK) is geen nominaal vermogen opgegeven. Dit betekent echter niet dat het toestel een eindeloos vermogen kan leveren. Deze toestellen zijn echter vaak ontwikkeld voor kleine tot middelgrote projecten of kwamen in de testfase nooit boven een gegeven waarde. In de werkelijkheid zal de generator steeds worden gekozen op basis van de voorkomende snelheid. Bijgevolg zal vaak de pieksnelheid worden afgekapt, gezien het ontwerp van getijdenenergiemachines niet gebeurt op de maximale snelheid, maar iets lager.

D.1.1 Seagen (Marine Current Turbines)

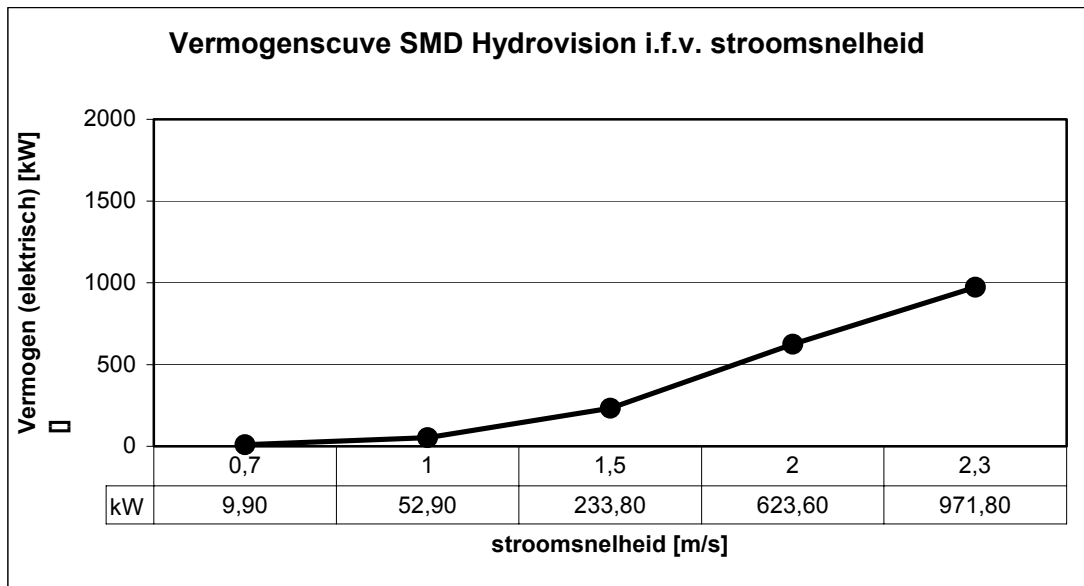


Figuur D-1 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomsnelheid mct

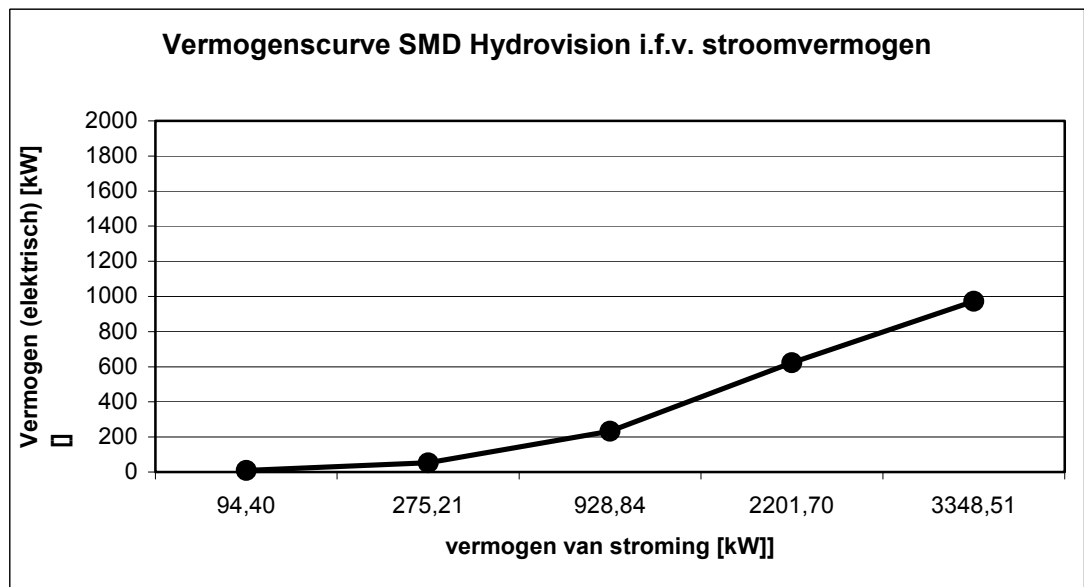


Figuur D-2 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomvermogen mct

D.1.2 TidEI (SMD Hydrovision)

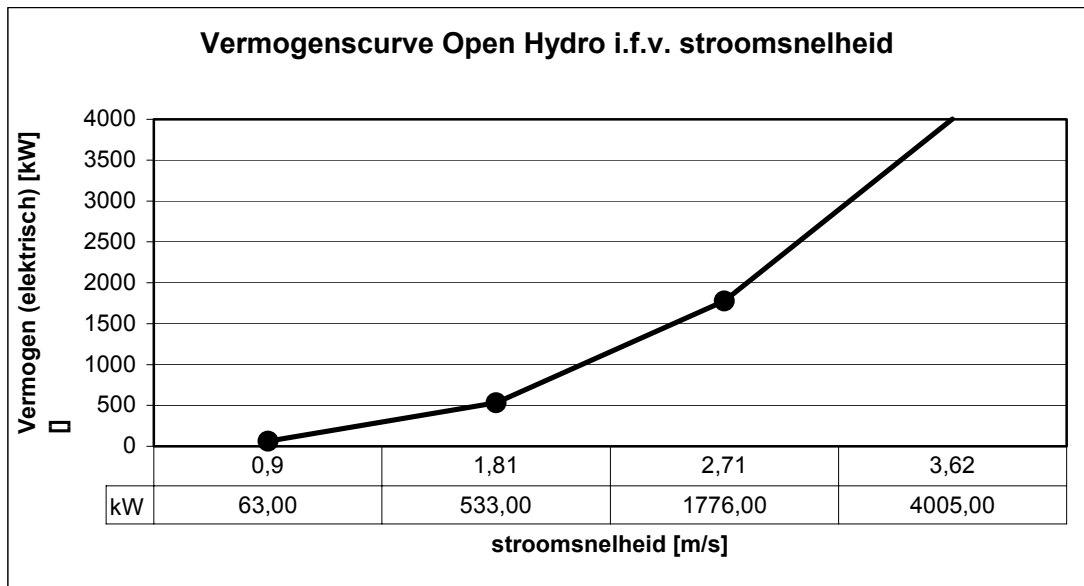


Figuur D-3 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomsnelheid SMD hydrovision

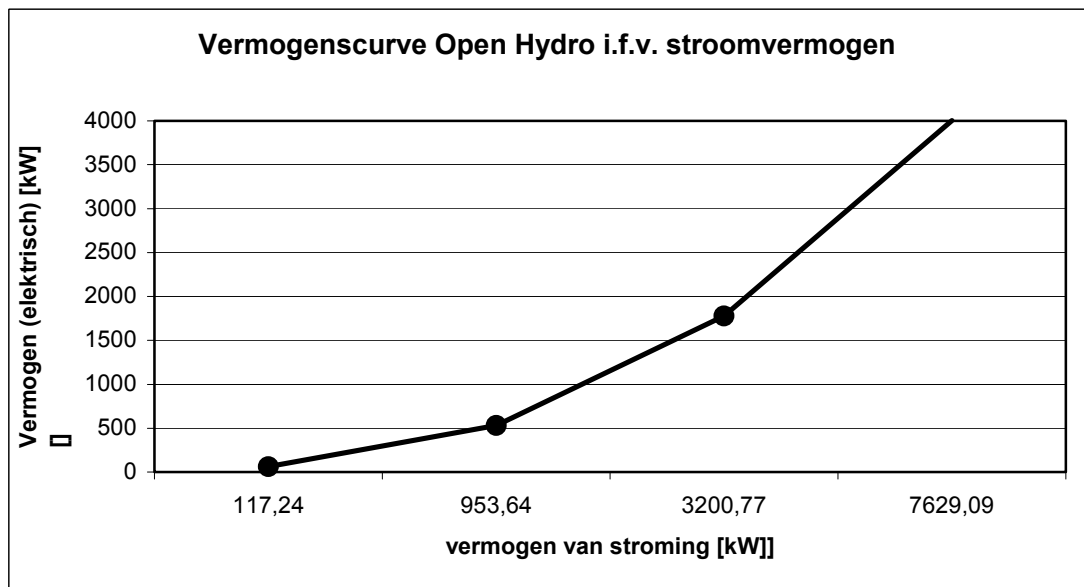


Figuur D-4 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomvermogen SMD hydrovision

D.1.3 OpenCentre Turbine (OpenHydro)

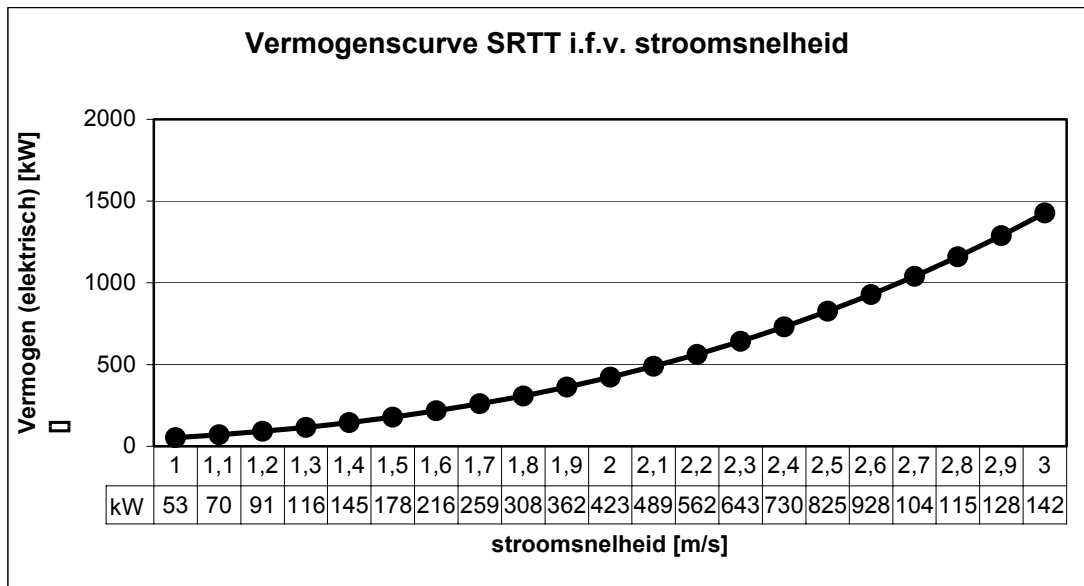


Figuur D-5 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomsnelheid Open Centre turbine

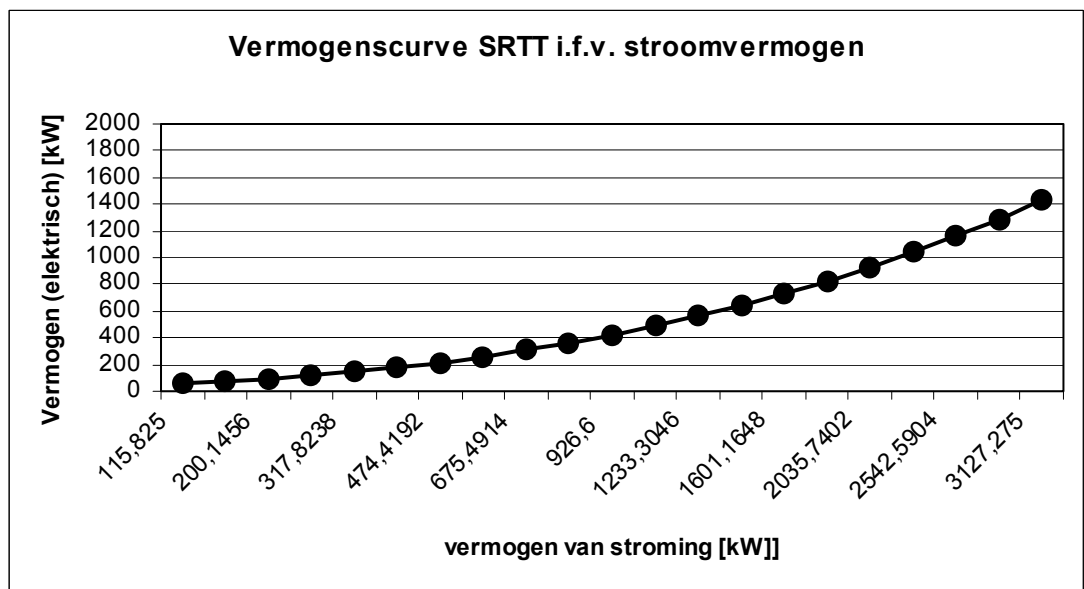


Figuur D-6 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomvermogen Open Centre turbine

D.1.4 SRTT (ScotRenewables Marine Power Ltd.)

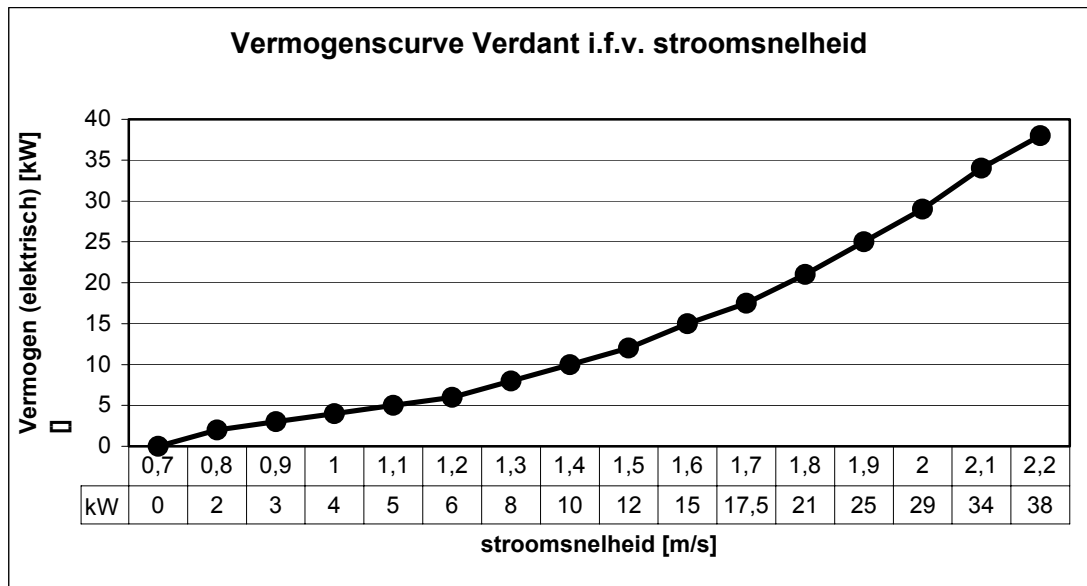


Figuur D-7 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomsnelheid SRTT

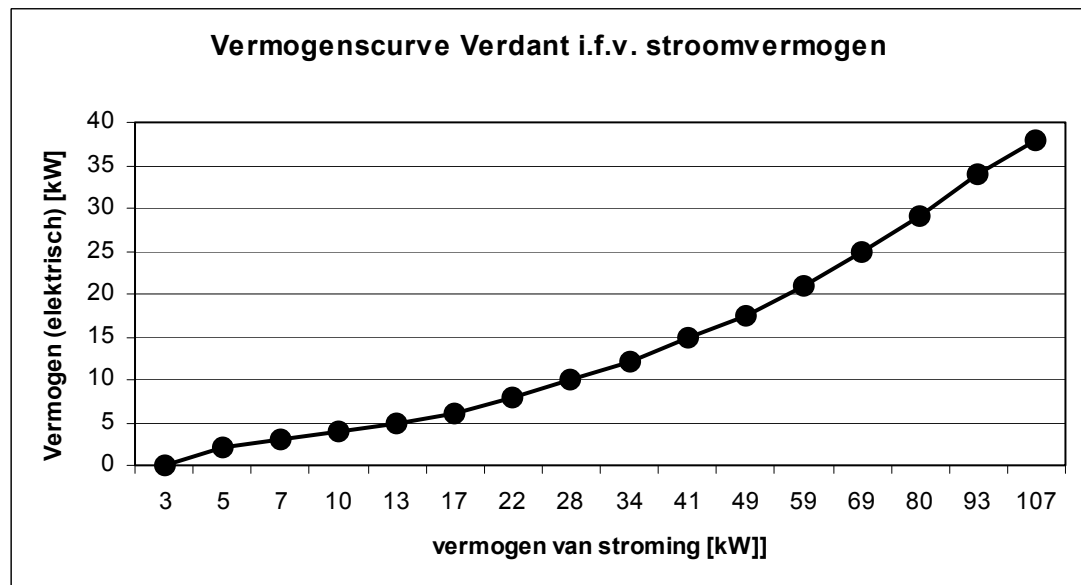


Figuur D-8 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomvermogen SRTT

D.1.5 FreeFlow (Verdant)

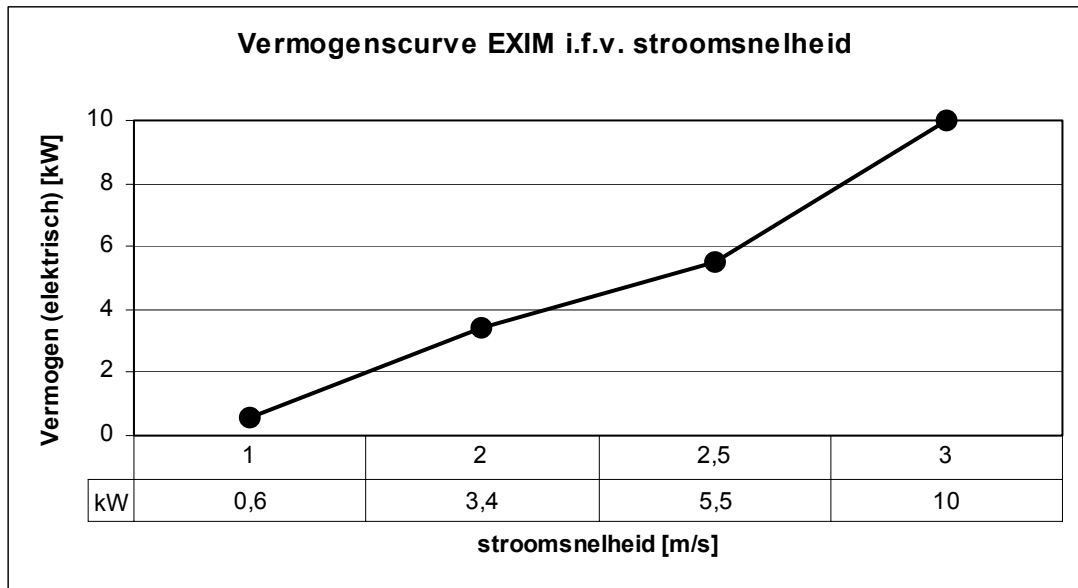


Figuur D-9 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomsnelheid Verdant

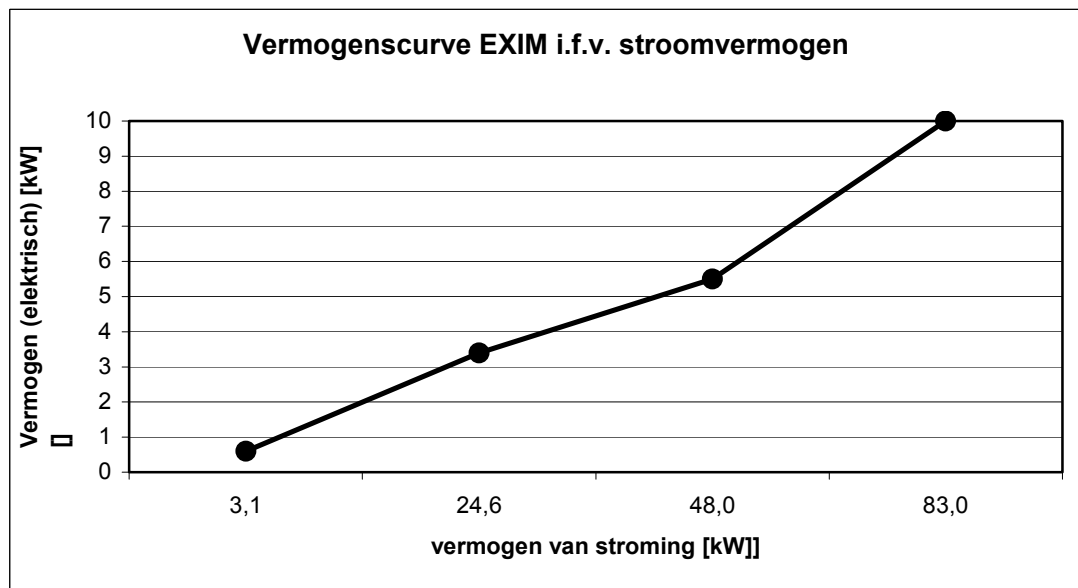


Figuur D-10 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomvermogen Verdant

D.1.6 Exim (Seapower International AB)

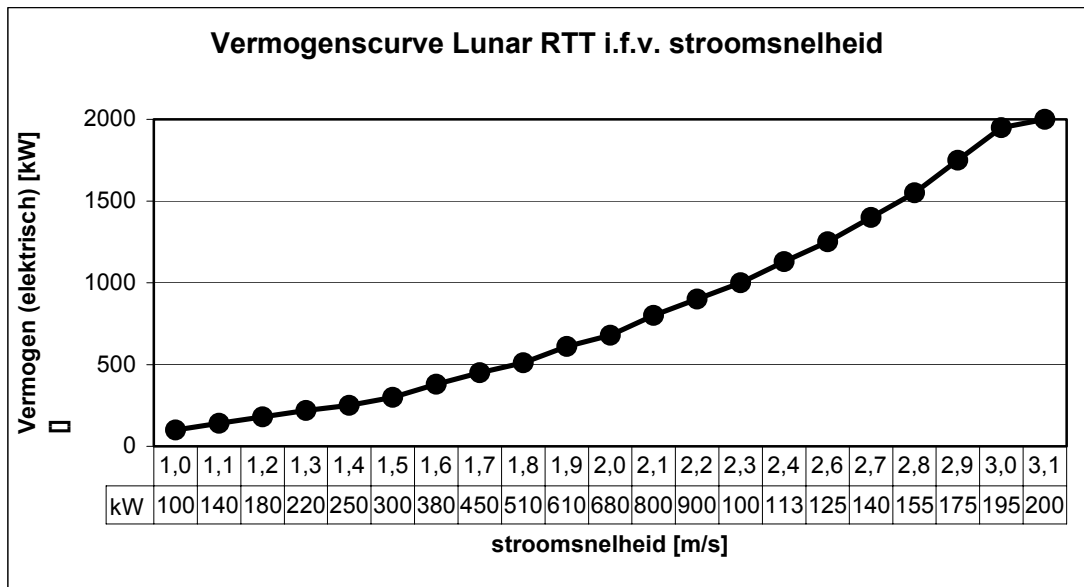


Figuur D-11 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomsnelheid EXIM

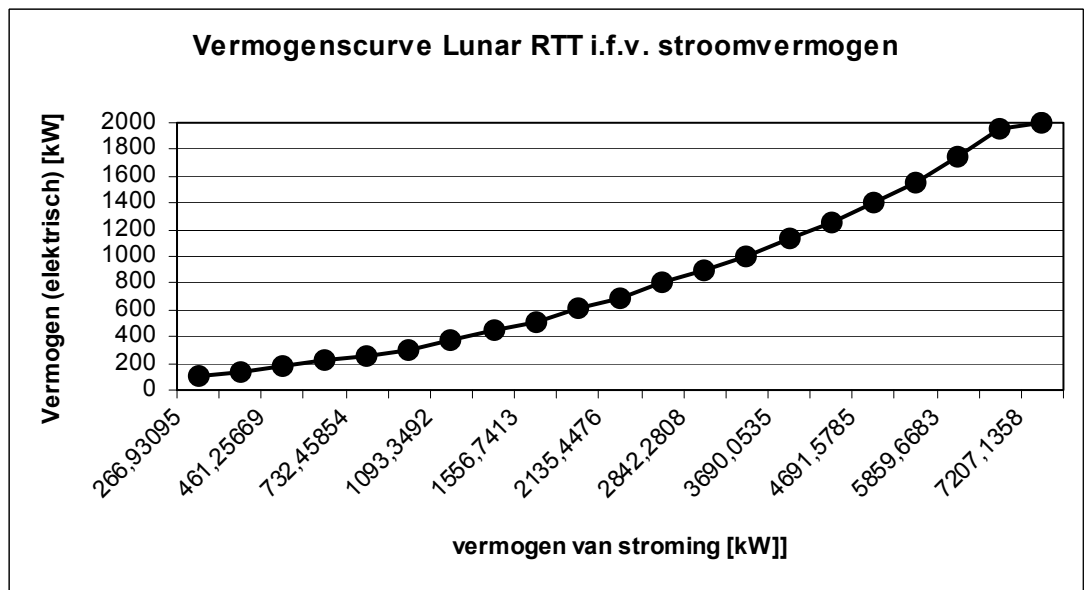


Figuur D-12 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomvermogen EXIM

D.1.7 RTT (Lunar Energy)

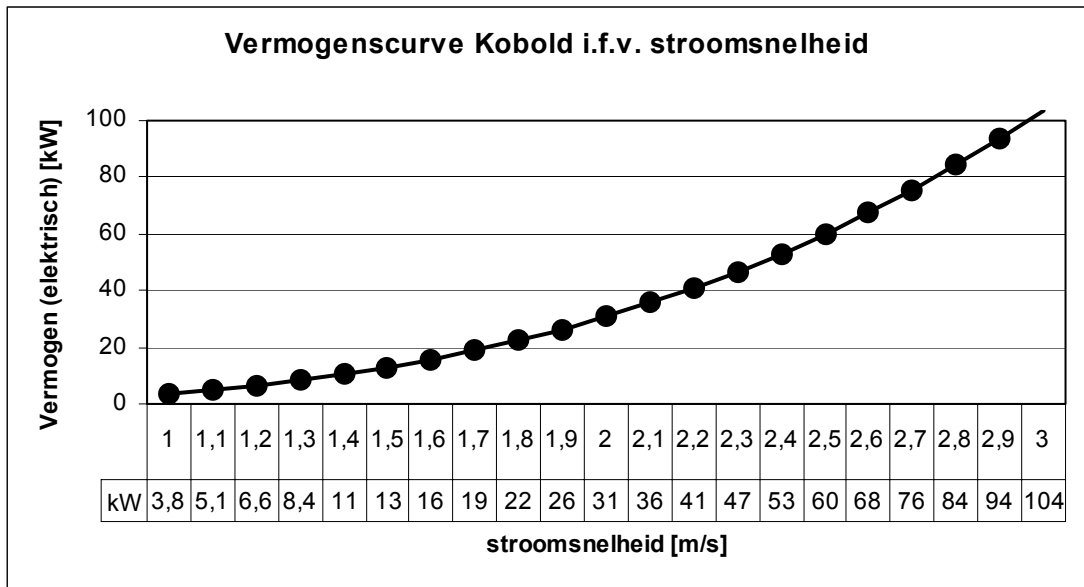


Figuur D-13 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomsnelheid Lunar RTT

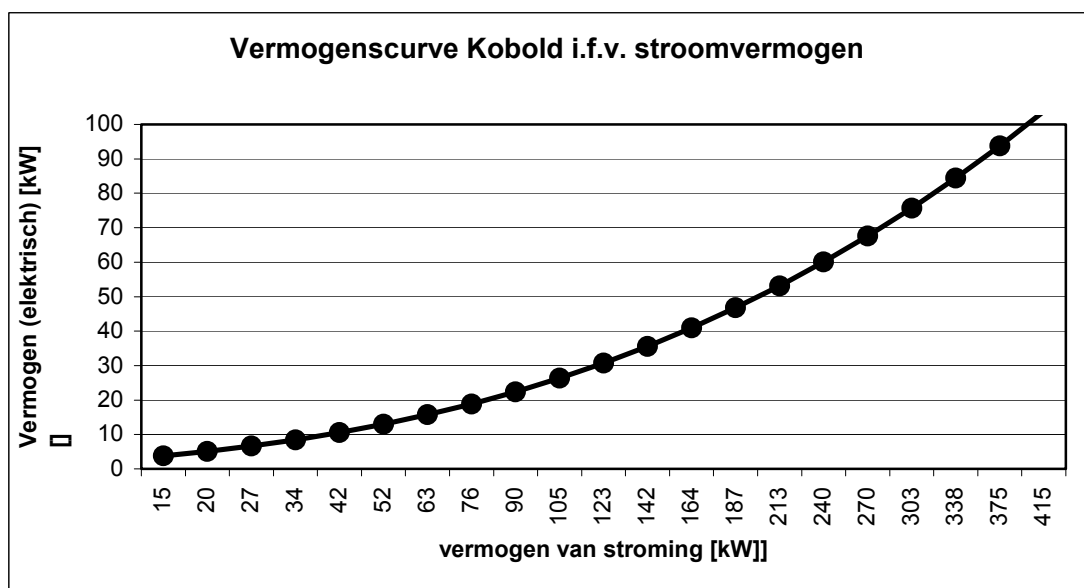


Figuur D-14 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomvermogen Lunar RTT

D.1.8 Enermar (S.p.A. Ponte Di Archimede)

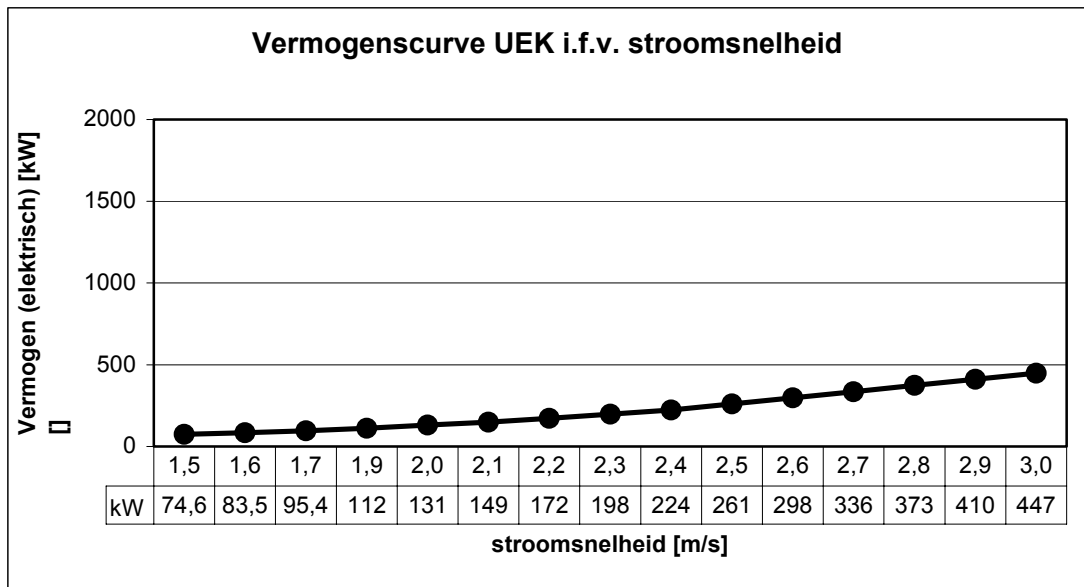


Figuur D-15 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomsnelheid Koboldturbine

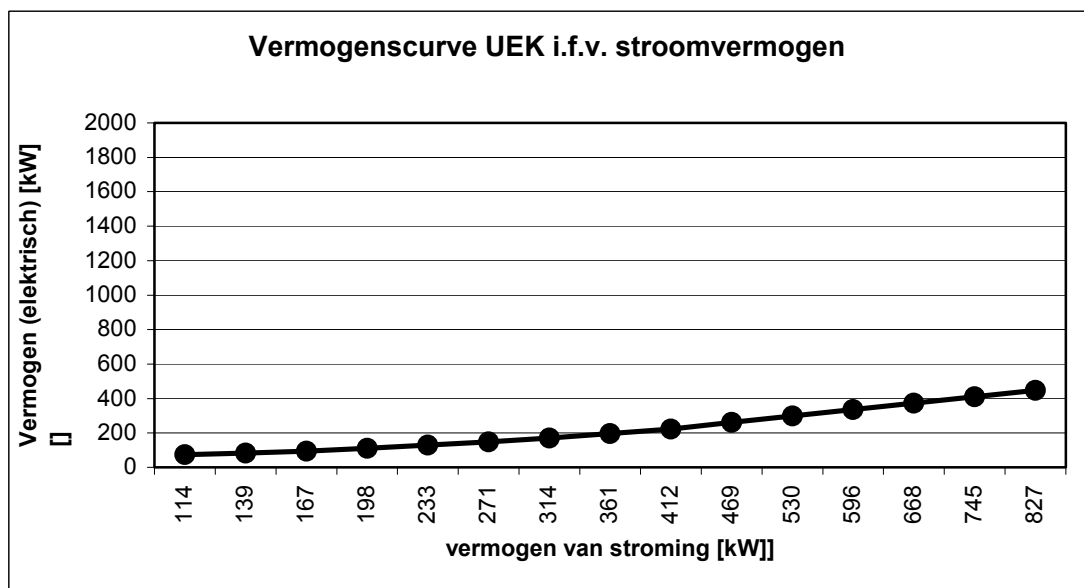


Figuur D-16 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomvermogen Koboldturbine

D.1.9 UEK (UEK Corporation)

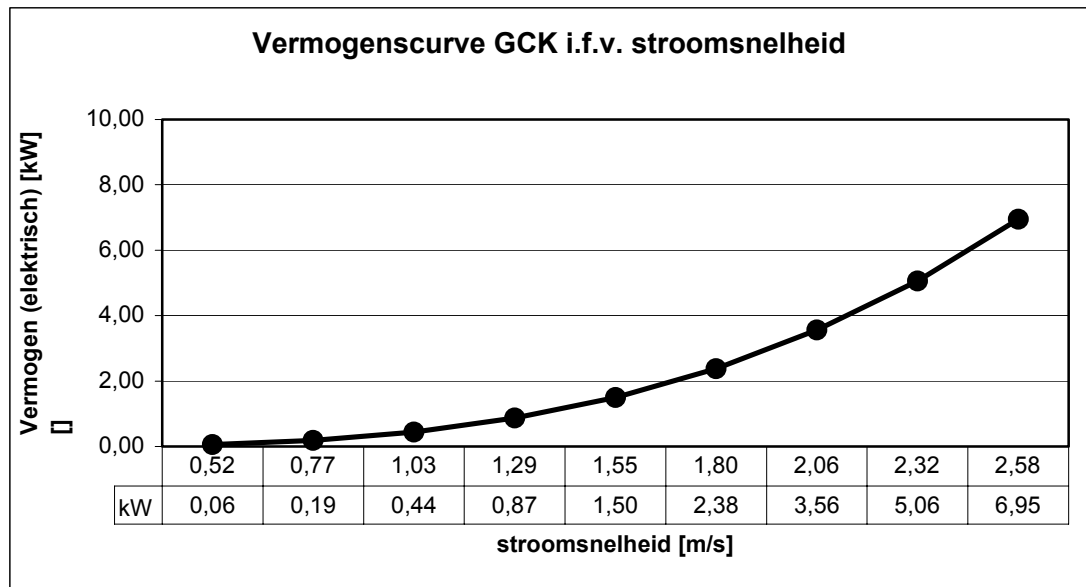


Figuur D-17 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomsnelheid UEK

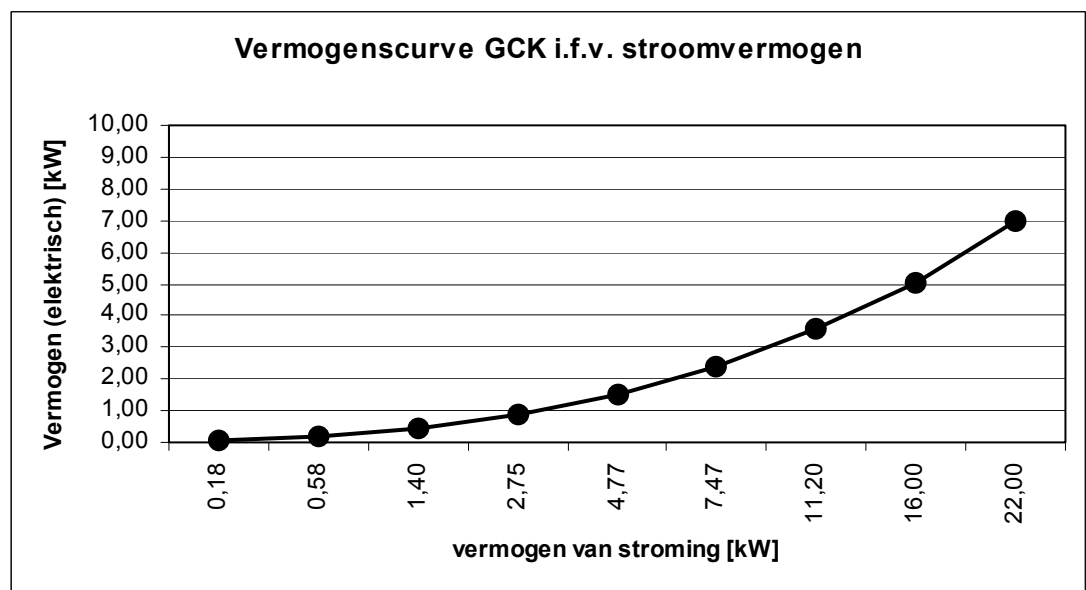


Figuur D-18 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomvermogen UEK

D.1.10 GHT (GCKTech)

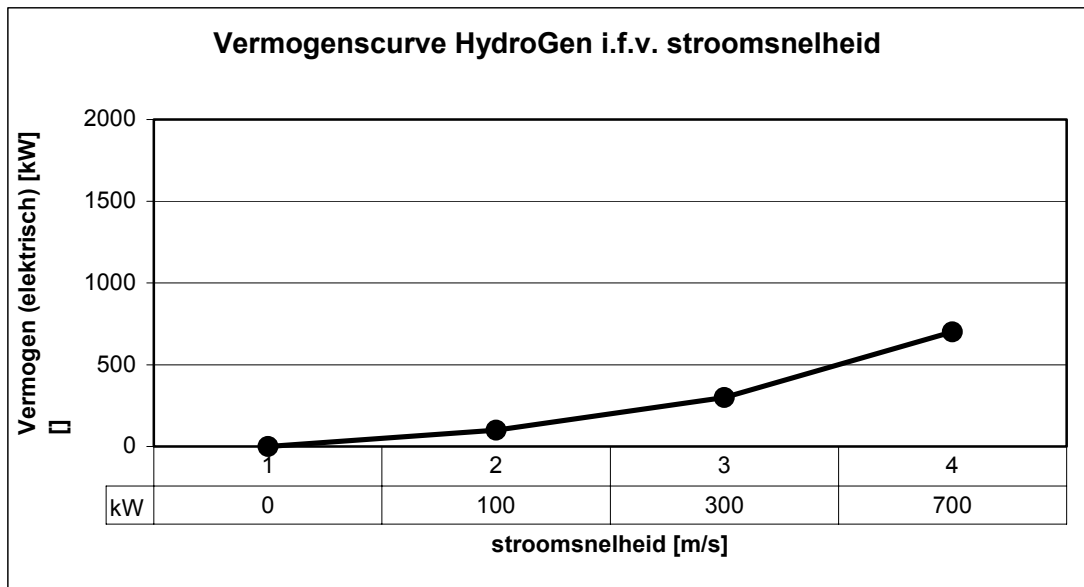


Figuur D-19 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomsnelheid GCK

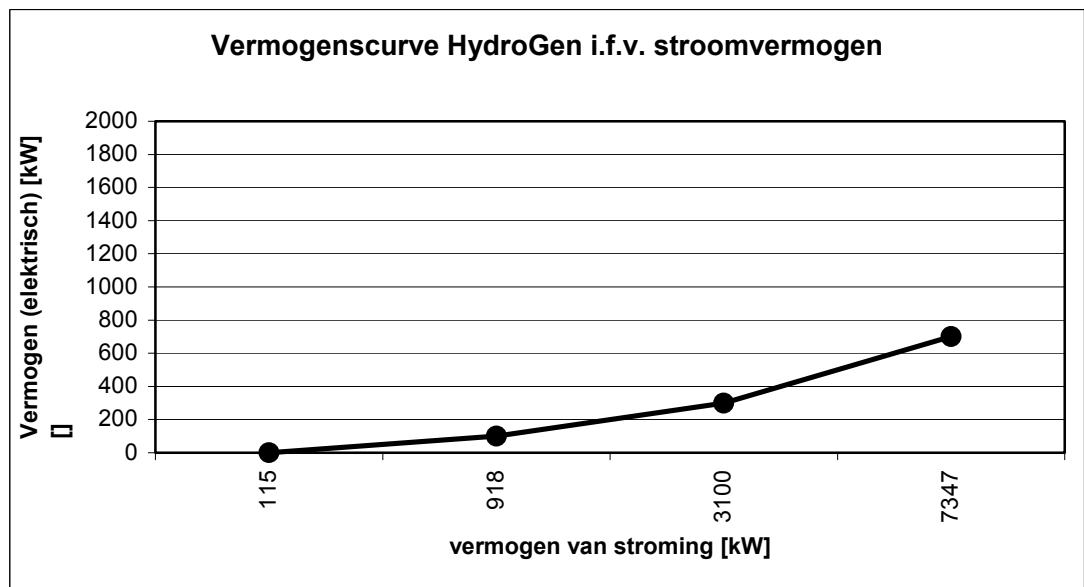


Figuur D-20 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomvermogen GCK

D.1.11 HydroGen (HydroGen Technology)



Figuur D-21 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomsnelheid HydroGen



Figuur D-22 : elektrisch vermogen i.f.v. stroomvermogen HydroGen

D.2 Alternatieven

D.2.1 Universiteit Michigan – VIVACE [48][169]

Omschrijving

Vortex Induced Vibrations Aquatic Clean Energy (VIVACE)	
Algemeen	
Plaats	Marine Hydrodynamics Laboratory, Michigan
Voorziene levensduur	Minstens 20 jaar
Totale systeemefficiëntie	22% bij eerste experimentele tests, 37% modeltest bovenlimiet
Rotor	
type	Vortex geïnduceerde vibraties
dimensies	Een convertor is een samenstelling van een reeks VIVACE modules. Het kan gaan om één enkele module met een diameter van 2cm en een lengte van 30-40 cm tot duizenden modules met cilinders van 1m diameter en 20m lengte.
Rated output	Tijdens het onderzoek werden 6 verschillende klassen onderzocht gaande van een microschaal van 50kW tot een gigaschaal van 1000MW
Cut-in speed	VIVACE kan reeds energie met hoge conversieverhouding creëren vanaf snelheden van slechts 0,25 m/s
Schaal	Micro Small Medium Large Mega Giga
Rated output (MW)	0,05 0,1 1 10 100 1000
Aantal cylinders	657 328 526 1314 6570 32849
Diameter (m)	0,1 0,2 0,5 1 2 2
Lengte (m)	2 4 10 20 20 40
Diepte h (m)	5 5 15 15 30 60
Oppervlakte (m²)	45 92 2428 14569 258998 1497335
Gewicht (kton)	0,05 0,1 1,1 11,4 159 1775
fundering	
Type	graviteitsfundering
Transmissie	
Type generator	De lineair oscillerende mechanische beweging van de VIVACE cilinder wordt omgezet in een draaiende oscillerende beweging van de generatorschacht via een versnellingsstelsel.
Onderhoud	
	De convertor heeft enkel de eenvoudige cilinders blootgesteld aan het oceaanklimaat. Alle andere componenten zoals hydraulische, transmissie en elektronische componenten zitten in de ondersteuning verwerkt. Deze laatste zijn bereikbaar via een hydraulische telescopisch luik, dat boven het oppervlak gehesen kan worden voor eenvoudig onderhoud.

Tabel D-1 Technische Fiche Vivace

Technologische stand van zaken

Het idee achter de VIVACE dateert al van 1500 AD in de vorm van de “Aeolische tonen” van Leonardo da Vinci. Ingenieurs hebben jarenlang methoden gezocht om de vortexstromingen te verminderen en ervoor te zorgen dat ze geen schade toebrachten aan belangrijke structuren.

Het departement voor scheepsarchitectuur en mariene ingenieurswetenschappen van de Universiteit van Michigan was echter zo slim om omgekeerd te denken en stelde een model voor om de Vortex Induced Vibrations (VIV) te gebruiken als een manier om energie op te wekken. Onder leiding van Ph.D Michael M. werden door een aantal studenten reeds systematische modeltesten gedaan met de eerste 3 modellen van de VIVACE convertor in het Low-Turbulence Water Free Surface Water Channel van het Marine Hydrodynamics Laboratory (MHL) van de Universiteit van Michigan, waarvoor steun verkregen werd van het Department of Energy (DOE) en het Office Naval Research. Er werd hierbij gewerkt met een laboratoriummodel en een mathematisch model. Dit laatste ter controle en tot het begrijpen van wat men in het laboratoriummodel onderzoekt.



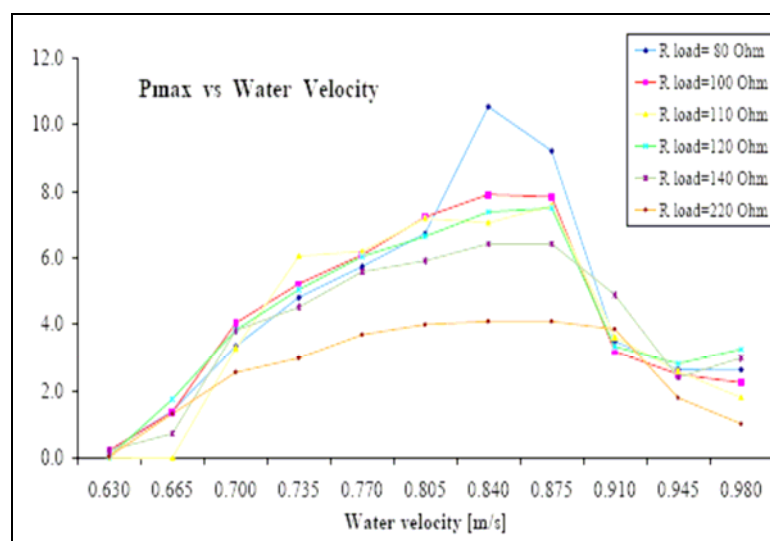
Figuur D-23 : VIVACE opstelling in de testtank van de Universiteit van Michigan [48]

Het toestel kwam tegemoet aan de verwachtingen en overtrof die zelfs soms en gaf daarbij een goed bewijs dat men kan overgaan naar een volgende, meerdere kilowatt model kan gaan, dat op zee zal getest worden. [170]

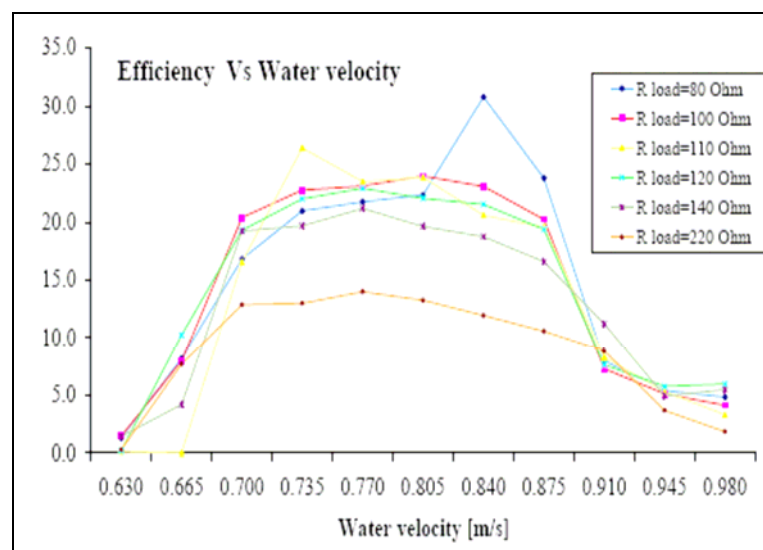
Faalmechanismen en onderhoud

De VIVACE convertor is gebaseerd op niet-lineaire resonantie en kan bijgevolg werken in een gebied met grote stromingsnelheidsvariaties. De kleine afhankelijkheid van het toestel van de omgevingsvoorwaarden laat toe om slechts op langere termijn controles te doen. Men anticipeert dat er een kleine variatie van de elektrische demping door energie-extractie gebeurd en dat kleine aanpassingen aan de veerstijfheid van het systeem zullen nodig zijn om het systeem in optimale werking te houden.

Vermogenscurves



Figuur D-24 : Gegeneerd vermogen (kW) i.f.v. watersnelheid (m/s) (i.f.v. verschillende weerstanden) VIVACE [169]



Figuur D-25 : piekefficiëntie i.f.v. watersnelheid (in functie van verschillende weerstanden) VIVACE [169]

D.2.2 J.A. Consult – Tidal Stream Turbine

Omschrijving

TidalStreamTurbine	
Algemeen	
Plaats	1,5m diameter getest in de Thames, ontwikkeld met de bedoeling in Pentland Firth, UK te plaatsen
Bathymetrie	Grottere dieptes ¹⁷⁸ : 50-100m in Pentland Firth, rotsachtige bodem
Capaciteitsfactor	Gemiddelde powerproductie/gerateerde powerproductie=50%
turbinesysteem	
Naam	SST (Semi-Submersible Turbine)
Asrichting	Horizontaal
Rotordiameter	20m
Richtingsadaptiesysteem	Het hele systeem zit vast aan een grote draaiarm die gefundeerd is en via een balscharnier draait. Het toestel kan daardoor in de richting van de stroming draaien.
Aantal rotors	2 of 4
Aantal bladen	2
Rated output	2MW (2 rotors) of 4MW (4 rotors) bij 2 m/s
Cut-in snelheid	Niet gekend, maar voor schaalmodel begon deze al te draaien bij 0,4 a 0,5 m/s
fundering	
Werking	Graviteitfundering met daarop het bolscharnier bevestigd waarop de draaiarm van de turbine komt. Het toestel is semivlottend.
Aantal kabels	1 kabel naar de boei en 1 van de boei naar de draaiarm
Materiaal	Kan een paalvorm zijn, maar door de rotsbodems van de Pentland Firth lijkt een overstroomde betonkamer of een plateau opgevuld met rotsmateriaal hier de beste optie.
Transmissie	
Systeem	Vergelijkbaar met windmolens (rotor, versnellingsbak en generator)
Power output	Niet gegeven
Versnellingsbak	Ratio 25:1 bij het schaalmodel
Generator	415V, 3 fase 375W gerateerde inductiegenerator
Onderhoud	Bij het installeren van de turbines wordt water in de turbinetank gelaten. Indien men onderhoud wil uitvoeren dan gebeurt het omgekeerde proces. Met een pomp wordt het water uit de tank gepompt zodat de volledige turbine naar boven komt en door de scharnieren tussen turbinehouder en draaiarm mooi horizontaal op het water komt te liggen.

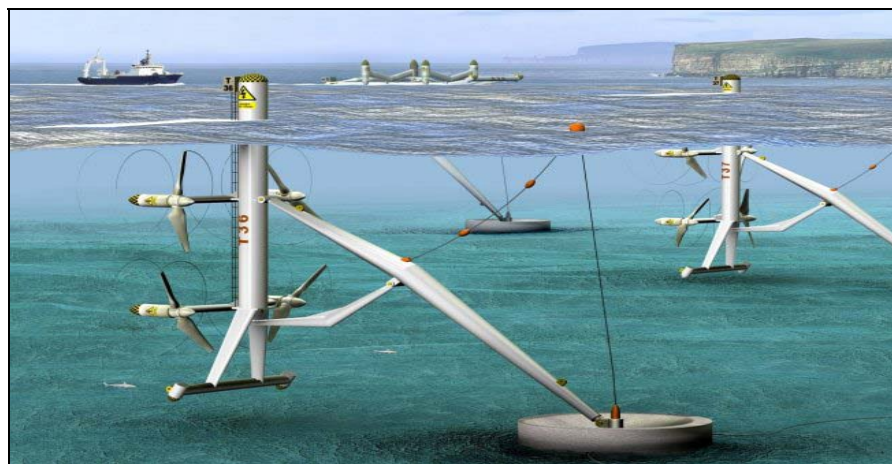
Tabel D-2 Technische Fiche Tidal Stream Turbine

¹⁷⁸ Verklaring: zie 2/Stand van zaken van de technologie

Technologische stand van zaken

J.A.Consult is een bedrijf onder leiding van John Armstrong. Deze was Managing Director van de windenergiegroep Taylor Woodrow's, dat een pionier was in de ontwikkeling van de windturbine technologie in de jaren '80 en '90. Samen met Mike Todman, voormalig hoofdingenieur bij Roll's Royce, zette John het partnerschap TidalStream op.

Het project rond de Semi-Submersible Turbine (SST) begon rond 2001 a 2002 toen het bedrijf een schaalmodel met rotor van 1,5m diameter bouwde van hun ontwerp van een potentiële getijdenturbine, met de bedoeling die te testen in de Thames. Dit project werd geheel privaat gefinancierd, hoewel de DTI na dit project financiële steun verleende voor het verder testen en ontwikkelen van deze turbine. Gezien de geringe zichtbaarheid in het water van de Thames werd de turbine eerst getest in een zwembad, waar gekeken werd of het installeren van de turbine vlot zou verlopen. (Gezien men de turbine vol laat lopen met water is dit een kritiek punt in het proces) Daarna werden testen gedaan op het einde van een drijvend ponton aan de pier van Chiswick te West-Londen. Tijdens het testen bleek dat er sommige sleutelfactoren tot het maken van een commercieel project nog dienden te worden opgelost. Vooral een methode om de grote torsiespanningen en drukken op te vangen dient verder onderzocht te worden. Ook voor de limieten van het draagsysteem bij sterke getijdenstromingen dient nog een oplossing gevonden te worden. [171] Mede daarom besloot de firma om nog niet over te gaan tot een derde testfase (commerciële schaal), maar eerst een conceptuele en haalbaarheidsstudie van het commerciële schaalproject uit te voeren.



Figuur D-26 : werking en onderhoudspositie (achteraan figuur) van de Tidal Stream Turbine [172]

Faaltoestanden en onderhoud

Torsiespanningen en de drukspanningen blijken het grootste probleem van falen. Doordat men eenvoudig aan installatie en onderhoud wou, bestaat het systeem ook uit een 3-tal scharnieren, die tevens zwakke punten van de constructie vormen. Als deze problemen kunnen opgelost kunnen worden is dit systeem naar de mening van de auteurs erg veelbelovend gezien het zou gaan om tamelijk kosteneffectieve turbines met hoge produceerbare vermogen (4MW is vergelijkbaar met windturbines) die op de grote dieptes van de Pentland Firth (de regio met het grootste getijdenenergiepotentieel in het Verenigd Koninkrijk) kunnen geplaatst worden.

Het onderhoud kan met een eenvoudige boot gebeuren eens de turbines via het uitpompen van het water in hun tank drijfbaar gemaakt worden.

D.2.3 Clean Current – Clean Current Tidal Turbine [173]

Clean Current's TEC is een bi-directionele horizontale as turbine met inlaatbuis. Het werkt op basis van een direct aangedreven permanente magneetgenerator met variabele snelheid. Dit aangepast ontwerp levert een grotere efficiëntie bij de omzetting naar elektriciteit. De operationaliteit is eenvoudig door het simpele ontwerp dat maar één bewegend onderdeel heeft, het rotorsamenstel dat de bladen bevat. Er is geen aandrijvingschacht en geen versnellingskast. De turbine heeft veel weg van de turbine die Open Hydro voorstelt.

Dichtingen van het draagsysteem moeten elke 5 jaar vervangen worden en de generator moet elke 10 jaar een serieus **onderhoud** ondergaan. Het systeem zal een levensduur van 25 a 30 jaar bezitten. De permanente voetdruk van de turbine op de zeebodem is minimaal, gezien de TEC gedragen wordt door een enkele paal van 81cm diameter (32") die in de rotsbodem gegrout wordt.

Clean Current volgt al sinds zijn ontstaan een gedisciplineerd technologieontwikkelingsplan. Dit **plan** bevatte onder andere het bouwen van 2 prototypes in 2002 en 2003, die het concept van de turbine testten in een 200m testtank op het Institute for Ocean Technology in St.John's te Newfoundland in 2004.

De volgende stap in de ontwikkeling was het Race Rocks demonstratieproject. Dit beslaat een project offshore van Vancouver Island in Canada. Door zijn verre ligging van het net moet het eiland in zijn eigen noden voorzien door het gebruik van 2 zware brandstofverslindende en milieuvriendelijke dieselmotoren. Daarom werd een project opgezet om deze te vervangen. In eerste instantie werd een rij van 8 zonnepanelen geplaatst om de vuurtoren en de misthoorn van hernieuwbare energie te voorzien. Tussen juli en september 2006 werd een investering van 3 miljoen \$ omgezet in het bouwen en installeren van de Tidal Turbine Generator (TTG) met geïnstalleerd vermogen van 65 kW, om de rest van het eiland van energie te voorzien. Na het testen werd de TTG verbonden met een controlesysteem dat de elektriciteit opslaat in een batterijbestand te Race Rocks, om zodoende aan piekvraag te kunnen voldoen.



Figuur D-27 Clean Current's Race Rocks turbine [173]

Clean current werd onlangs verkozen als een van de 3 technologieën die zullen gedemonstreerd worden in de Baai van Fundy op het pas gecreëerde Fundy Institute of Tidal Energy. Het commerciële demonstratieproject beslaat het ontwerp, de fabricatie, de installatie, het onderhoud en de opvolging van een turbine met bladen van 17m diameter, de Clean Current Mark III genaamd. Deze zou 4 GWh aan elektriciteit per jaar leveren (gemiddelde productie 450 kW), genoeg om 400 gezinnen van energie te voorzien. Deze turbine wordt verwacht operationeel te zijn in het derde kwartaal van 2009. [174]

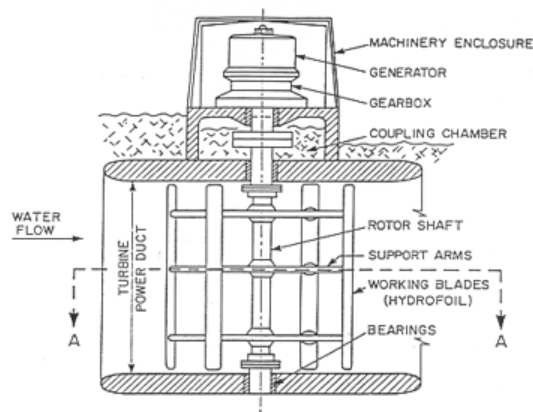
D.2.4 Blue Energy – Tidal Fence [175]

De sleutelcomponent van het Blue Energy Power System is de Davis Hydro Turbine. Het betreft de “heruitvinding” van de **Darrieusturbine** (patent van 1927) door ruimtevaartingenieur Barry Davis, die er in eerste instantie een 225 ton zwaar schip mee deed varen aan een topsnelheid van 65 knopen in de jaren '80. Dit effende het pad tot de ontwikkeling van de Davis Hydro Turbine.

Reeds in 1981 werd begonnen met het testen van de Davis turbine in het National Research Council Hydraulics Laboratory te Ottawa. De **testen** onderzochten vooral het effect van het plaatsen van een inlaatbuis voor de turbine om de stroming te vangen. Er werd gemerkt dat dit tot 5 keer hogere energie-extractie leidde dan wanneer de turbine in de vrije stroming geplaatst werd.

In 1983 werd een **contract** getekend voor de installatie van een 20kW turbine in de Seaway of Cornwall in Ontario en tevens om deze te verbinden met het Niagara Power Corporation net. De generator was een verticale eenheid aangedreven door een variabele snelheid versnellingsbox. De generator alleen had een efficiëntie tussen 26 en 52,5%. De mechanische en elektrische efficiëntie van dit systeem was in de orde van 45%, zodat het geïnstalleerde vermogen van de turbine op zich eigenlijk op 45kW kon geschat worden, gezien het een output van 20kW leverde.

In 1984 werd een nieuw contract getekend voor de installatie van een 100kW turbine aan een dam te Sheet Harbor in Nova Scotia, dat tot ongeveer 6m waterdiepte en 5m hoogtevariatie aan de damkant heeft. Er werd niet meer dan 70 kW output bereikt. In 1985 en 1987 werden nog 2 kleinere turbines getest van 4 en 5kW respectievelijk, maar dit voor meer alternatieve toepassingen.

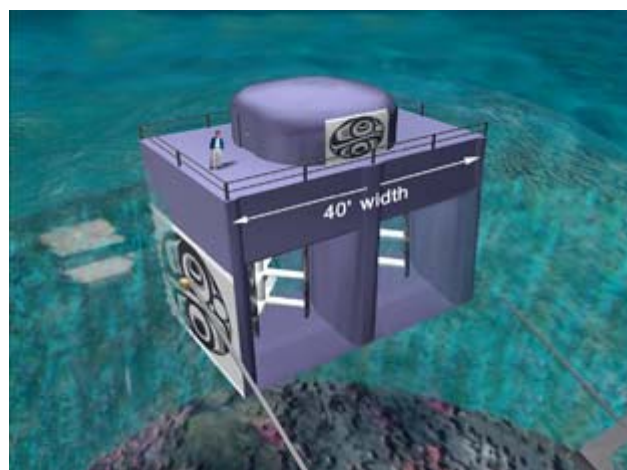


Figuur D-28 : ontwerp van de Tidal Fence turbine [175]

De hedendaagse versie van de Davis turbine bestaat uit 4 hydrofoil bladen die verbonden zijn met een motor, die op zijn beurt het samenstel van de versnellingsbak en de elektrische generator aandrijft. De turbine is een duurzame caisson geplaatst die de unit via ankers met de zeebodem verbindt. De speciaal gevormde bladen gebruiken het hydrodynamische liftprincipe dat de turbinefoils proportioneel sneller doet bewegen dan het omgevende zeewater. Dit zorgt ervoor dat de rotatie van de turbine unidirectioneel is zowel in eb als in vloed.

De huidige visie van Blue Energy voorziet 2 verschillende mogelijke scenario's:

- Het 'Ocean Class' systeem, dat eenheden van 7-14MW zal verbinden over oceaan- of estuariumdoorgangen.
- De "Mid-Range" 250 kW unit, die individueel of samengesteld kan werken voor afgelegen of rivier-gebaseerde toepassingen.



Figuur D-29 : 250kW Mid-range unit [175]

Het eerste scenario is bedoeld om de verbinding tussen eilanden te realiseren op een manier die ook energie kan opwekken. Het gaat hier over een combinatie van een brug en de

“tidal fence” als energiebron. Dit systeem is naar de mening van de auteurs van dit werk onhaalbaar op het Belgisch Continentaal Plat. Het tweede scenario zou dat eventueel wel zijn, maar het gebrek aan info over de mogelijke output van de turbines en de trage progressie van de testen verhinderen om dit type dieper te bestuderen.

D.2.5 Universiteit van Edinburgh - Tidal Stream Generator [176]

Het betreft een onderzoeksvorstel door Professor Stephen H. Salter die een **verticale as TEC** voorstelt met een ring-cam hydraulisch systeem. De rotor bestaat uit een set van symmetrische verticale bladen die langs beide zijden ondersteund worden in horizontale ringen. De ringen hebben gestroomlijnde elliptische doorsnede. Het ondersteunen van de bladen langs beide zijden leidt tot een grote reductie van het buigend moment en belasting in vergelijking met een cantileverondersteuning en het laat veel grotere dieptes toe. Voor gemakkelijk vervoer mag een blad niet meer dan 10m lang en 2,4m in koorde zijn. Het huidig voorstel betreft bladen van 6,7 m lengte en 1,9 m koorde, die zonder stressgevoelige lassen aan het zeewater kunnen weerstaan.

De onderzoeksgroep beschouwt variabele stand van de bladen als essentieel omdat de performantie dan verdubbeld kan worden. Een voorstel is om de hoek van de bladen niet vast te houden, maar wel het moment erop. De bladen zullen dan draaien tot de hoek die het juiste moment geven en men moet zich niet langer bekommeren over de richtingsverandering van de getijdenstroming. De veranderlijke stand kan gebeuren door de bladen rond de liggers te laten draaien die de horizontale ringen verbinden.

Gezien het ontwerp nog dient verder ontwikkeld, getest en gemaakt worden zijn nog geen verdere karakteristieken gekend.

D.2.6 FreeFlow69 – Osprey turbine

Freeflow 69 werd opgericht in 2005 met als doel het onderzoeken van een uniek getijdenenergieconcept genaamd “the sea engine”, uitgevonden in 1988 maar nooit ontwikkeld. Tijdens het onderzoek werd een complex hybride systeem dat 24 uur per dag en 7 dagen op 7 elektriciteit zou leveren voorgesteld. Het hybride systeem combineert de sterkte van meerdere toestellen uit getijdenturbines, getijdenlagunes en “sea engine” accumulatoren. [177]

Het resultaat van het onderzoek leidde tot de Osprey Turbine, een verticale as toestel dat onafhankelijk of als deel van een groter systeem elektriciteit kan produceren. Het kan gemonteerd worden op de zeebodem of op een ponton (in de test werd de turbine onderaan een catamaran gemonteerd), is bidirectioneel en zal altijd in dezelfde richting draaien onafhankelijk van eb of vloed. De testversie betrof een toestel van 2 kW, hoewel door zijn modulaire structuur meerdere turbines aaneen zullen kunnen geschakeld worden. [178]

Pat Cooke, leider van het Freeflow69 team, gaf persoonlijk toe dat de precieze werking van het toestel ook voor hen nog niet volledig duidelijk was. [179] In de derde fase van het project zal computersoftware aangekocht worden om de werking en faaltoestanden van de turbine verder te onderzoeken.



Figuur D-30 : een onderdeel van de Ospreyturbine die testen ondergaat [178]

D.2.7 University of Wales Swansea – The Swanturbine [73][180][181]

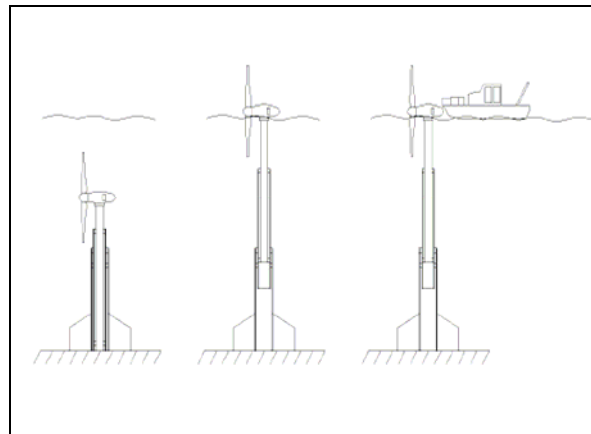
Het Swanturbines getijdenenergieproject is een industrieel consortium geleid door de Swansea Universiteit, dat een direct aangedreven getijdenstroomsysteem ontwikkelde. Dit op basis van een permanent magneetgenerator. Het Swanturbine consortium bestaat uit 8 partners. Het ontwerp van een middelgroot schaalmodel is bijna volledig en het toestel zal in de nabije toekomst geïnstalleerd worden.

De eerste fase van het onderzoek betrof het ontwerp en het testen van een 1m diameter prototype. Het werd ontworpen om getest te worden in de testtank van de Universiteit van Swansea. Het toestel werkt in snelheden tussen 1,75 en 2,25 m/s¹⁷⁹, heeft een geschatte output van 1,5kW en de geschatte snelheid is 200 toeren per minuut. De permanente magneetgenerator

¹⁷⁹ En is daarom niet erg interessant voor het BCP.

is voordelig in applicatie met een kleine oversnelheid van de bladen. Door een gunstige schikking werd zo een C_p van 0,24 bereikt. De volgende fase zal een zesmaandelijkse installatie beogen om het gedrag van de turbine op de getijdencyclus te bekijken en het lange termijneffect van de maritieme omgeving dieper te onderzoeken.

Als fundering wordt aan een telescopisch concept gedacht. Een systeem van telescopische torens wordt gebruikt om de rotor tot de nodige diepte te brengen. In werking zijn de torens in samengedrukte positie, terwijl voor onderhoud de torens uitgeschoven worden zodat de turbine beschikbaar. Kleine onderhoudswerken kunnen zo uitgevoerd worden. Voor grotere operaties wordt het toestel naar land gebracht.

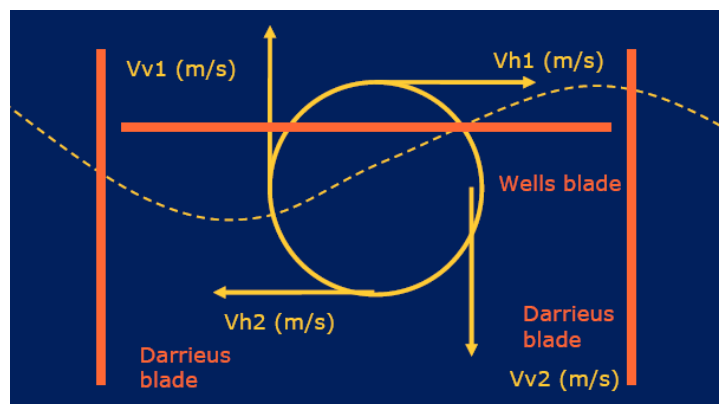


Figuur D-31 : werking van het telescopisch onderhoudssysteem [73][180][181]

D.2.8 Ecofys – Waverotor [182-186]

De waverotor bevindt zich als technologie zowel in het vaarwater van golf- als getijdenenergie. In 1996 bedacht Eric Rossen het concept en een jaar later werd hij hierin vervoegd door Peter Scheijgrond. In 1999 werd het project verder gezet onder de vleugels van Ecofys.

Het eigenlijke toestel bestaat uit een Darrieus rotor aangevuld met een Wells rotor. De rotoren zijn bi-directioneel. Beide bevinden zich op eenzelfde as en worden aangedreven door de orbitaalstromingen van waterdeeltjes in golven. Aanvankelijk ontworpen als golfenergie-toestel, spreekt het voor zich dat deze ook dienst doet als TEC (Getijde is in feite niets anders dan een golf met grote golflengte en periode.). Algemeen kan men stellen dat de stroming evenwijdig met het wateroppervlak de Darrieus-turbine aandrijft, terwijl de op en neergaande stromingen (loodrecht op de waterspiegel) de Wells-turbine aandrijven. Onafhankelijk van de richting van de waterstroming houden de bladen van de Wells-turbine (die loodrecht op de as van de Darrieus-rotor zijn opgesteld) dezelfde draairichting aan. Een en ander wordt verduidelijkt in figuur D-32.



Figuur D-32 : snelheidsvectoren en werking turbine ecofys [186]

De grote voordelen van dit toestel, volgens de ontwikkelaars, is de rechtstreeks omzetting van de kinetische energie van golven in elektrische energie¹⁸⁰, zonder tussenstappen, die kenmerkend zijn voor vele andere GEC's¹⁸¹. Bovendien zou door de beperkte oppervlakte van het toestel dat blootgesteld is aan de golven, de faalkans bij storm verkleinen. Verder zien de ontwikkelaars een toekomst in de combinatie met windmolens.

¹⁸⁰ Het vermogen wordt rechtstreekse overgeslepen op de as, dit weliswaar op lage snelheid.

¹⁸¹ Hierbij valt te denken aan de OWC die golfamplitude omzet in luchtcompressie waaruit energie geproduceerd wordt, het overtoppen bij de Wavesleepon, ...

Tussen 1995-2002 wordt reeds geëxperimenteerd op kleine modellen in sleep en golfbassins in Schotland en Denemarken. In 2002 vind het eerst netgeconnecteerde model getest in Denemarken. Later in 2003 wordt ook een 1:10 schaalmodel labotest uitgevoerd in Nederland. Als onderdeel van de Marine Energy Challenge van Carbon Trust wordt in Groot Brittanië opnieuw een 1:10 schaalmodel getest. Momenteel loopt een proefproject in de Westerschelde met een 30kW toestel¹⁸². Er wordt verder gewerkt en ontwikkeld aan een 0,5MW model voor commercialisatie.

D.2.9 Rvco ltd – Rochester Venturi [105]

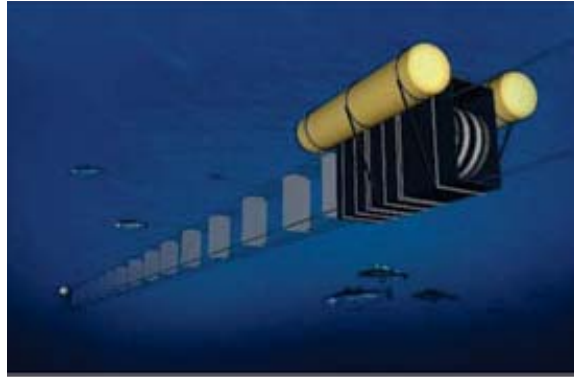
Dit systeem genereert elektriciteit middels een conventionele rotor die werkt over het drukverschil gegenereerd door het samenpersen van de waterstroming in een venturi stroombuis. Het voordeel van dit systeem is dat de mechanische onderdelen droog kunnen worden uitgevoerd. Het systeem is modulair en kan dusdanig vermogens van 50kW tot 500kW genereren. De efficiëntie zou 20% bedragen over het gehele systeem (water-to-wire).

Het bedrijf zou 3 jaar testervaring hebben in 2005 gestart zijn met tests in de English Midlands. Er is verder niets meer bekend over deze technologie. Alles doet vermoeden dat dit project stopgezet is.

D.2.10 Tidal Sails AS – Tidal Sails[187][188]

Tidal Sails is een vrij recente onderneming die in 2004 het licht zag. Het concept van de gelijknamige TEC is grondig verschillend van de traditionele technieken. De waterstroming stuwt de verschillende zeilen, verzameld aan de uiteinden van het toestel, voort met het principe van een zeilboot. De voortstuwende zeilen, verbonden met kabels, drijven op hun beurt een generator aan die elektriciteit produceert. De zeilen zouden zich tot minstens 20m onder water bevinden. Zelf meent de onderneming 100 tot 200 maal efficiënter te kunnen zijn dan de traditionele technieken.

¹⁸² Het toestel heeft een diameter van 5m en volgt het getijniveau.

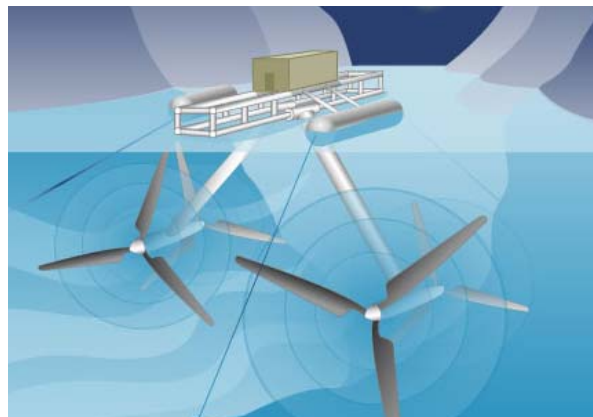


Figuur D-33 : principe van de Tidal Sails [189]

Er werd reeds een 25m lang model uitgevoerd en getest in het Verenigd Koninkrijk. In maart 2006 ontvingen ze ook hun exclusief patent op het genereren van elektriciteit uit getijdenstroming met behulp van zeilen. In 2008 zou een eerste klein 200 à 250m model getest worden gedurende een jaar. Van deze tests zijn geen resultaten beschikbaar. Verder zou in 2009 een eerste model op ware grootte in zee getest worden. Het is de intentie om rond 2010 de markt te betreden meteen commercieel model.

D.2.11 Hydra Tidal Energy Technology (Statkraft) - Tidevanndkraft[190]

De tidevanndkraft bestaat uit 4 horizontale as turbines (twee aan twee contraroterend) met drie bladen op een drijvend platform gemonteerd. Iedere twee turbines drijven een generator aan (elk 500kW). Het commercieel model zal bestaan uit een propeller diameter van 22m en een nominaal vermogen van 1MW genereren. Dimensies aan het oppervlak zijn 15m bij 38m. Het volledige systeem van generatoren kan boven water worden gebracht teneinde onderhoud aan land uit te voeren. Verder is het volledige systeem ontworpen met een levensduur van 25 jaar.



Figuur D-34 : Statkraft turbine [191]

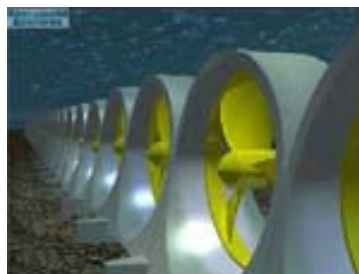
In 2004 werd een testmodel op ware grootte uitgevoerd. Reeds eerder werden tanktests gerealiseerd. De doelstelling van de tests van 2004 waren onderzoek naar sterkte van de structuur en werkelijk geleverd vermogen. Resultaten hiervan zijn niet bekend. Ook het Det Norske Veritas (DNV) certificaat dat de technische haalbaarheid garandeert werd verkregen.

D.2.12 HydroHelix – Sabella DO3[192][193]

HydroHelix is een franse onderneming die in 2000 het idee ontwikkelde van een horizontale as turbine, al dan niet met venturi-systeem. Een eerste testproject MarEnergie werd eerder afgeblazen wegens een tekort aan financiële middelen. De ontwikkelingen van een kleiner experimenteel model, Sabella DO3, dat in maart 2008 te water gelaten wordt is gefinancierd middels een bescheiden fonds van € 750000,- ontvangen van de lokale franse overheden (40% van de totale projectkost) en voor de overige 60% door de partners in het project.

Het 1:4 schaalmodel zal gedurende verscheidene maanden getest worden in het Odet estuarium met een diepte van 19m. De Sabella beschikt over een rotordiameter van 3m, die bidirectioneel draait, en heeft een weloverwogen rotatiesnelheid van 50rpm maximum (ongeveer 5m/s). De structuur zal gravitair worden gefundeerd met behulp van zandzakken, het totaal weegt 7 ton. Het testmodel is niet aangesloten op het net en dissipeert zijn energie door middel van weerstanden. De machine ontwikkelt een 10% snelheidsreductie in een 20m zone achter de rotor.

De toekomst houdt nog een proefproject van 200kW in, opgewekt door 2 turbines. Verder anticipeert HydroHelix een commercieel model met een vermogen van 1,2MW modulair samengesteld. De diameter van de rotor zijn voorzien op 16m met een totale structuurhoogte van 20m.



Figuur D-35 : de Hydrohelix turbine [192]

D.2.13 Overberg Ltd. – EvoPod[194][195]

Overberg ontwikkelde de EvoPod als een drijvende horizontale as turbine verankerd aan de bodem. De 'low motion', 'high survivability' pod is gepatenteerd. Eind 2006 liep de eerste 1:40 schaalmodeltest af. In een tweede fase in 2007 stond een 1:10 test op het programma. 2008 zou de derde fase moeten vormen met de ontwikkeling en tests van een 300 – 600kW model. Testen op zee op ware grootte van een commercieel prototype met een vermogen van 1,5MW zouden in 2009 moeten aflopen om uiteindelijk tegen 2010 de eerste commerciële toestellen op de markt te brengen. De commerciële versie van de EvoPod zal schaalbaar zijn van 1kW tot 2MW versies.

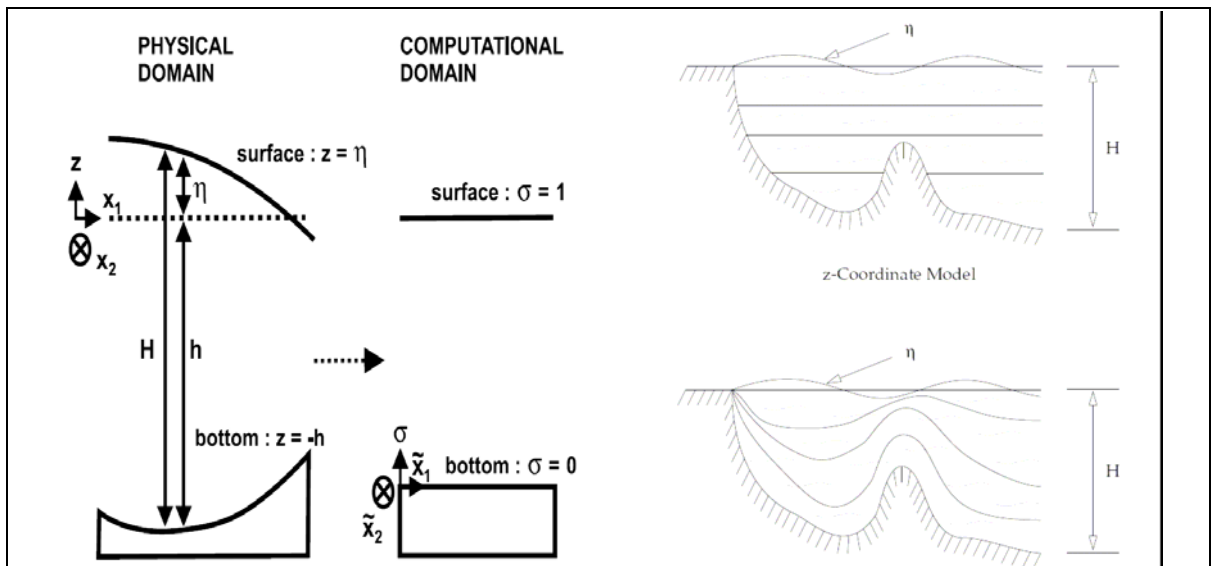


Figuur D-36 : De EvoPod turbine [195]

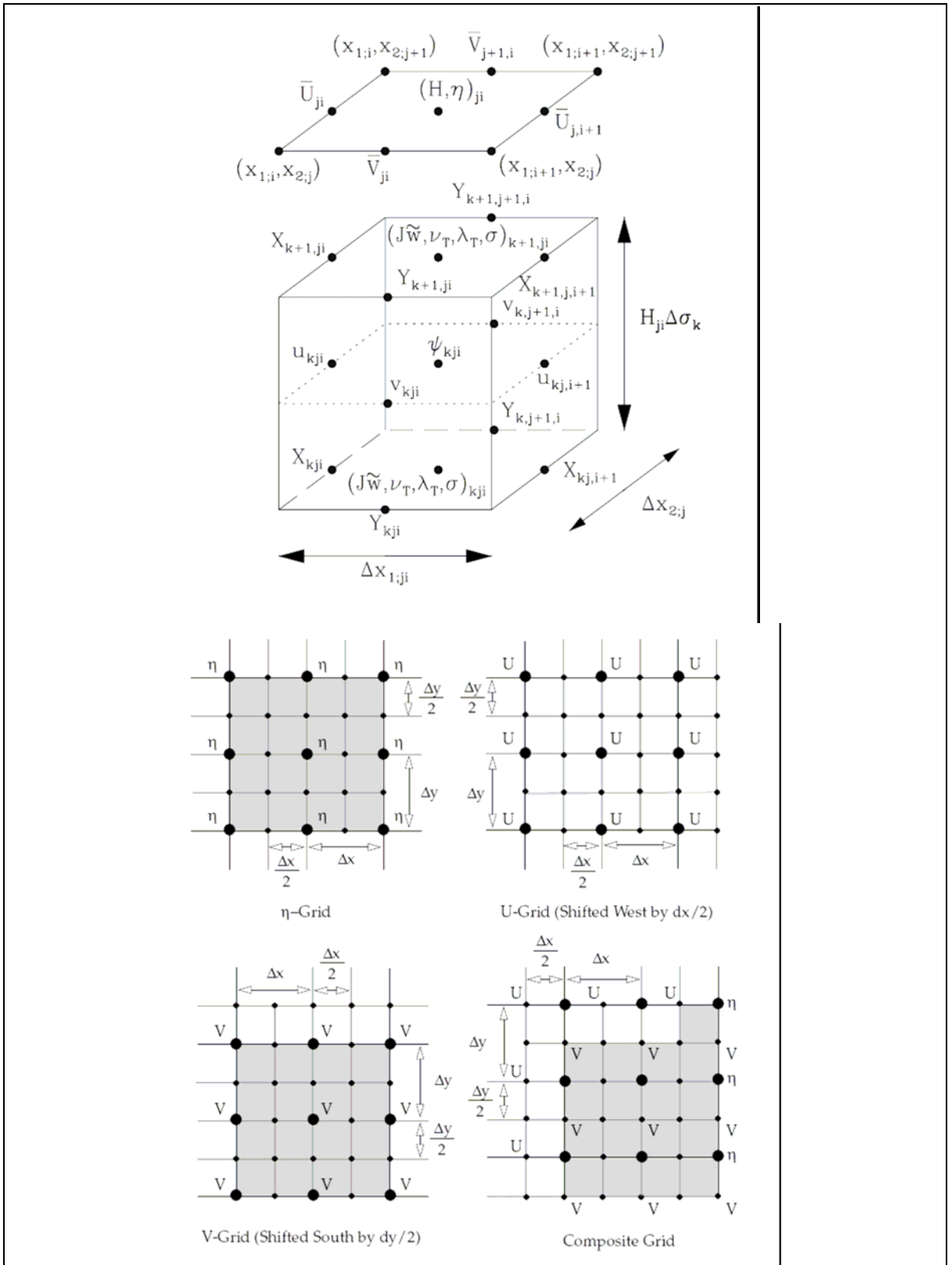
Appendix E Gridmodellen

Voor numerieke berekeningen worden discretisaties gebruikt. Vaak worden verticale sigma-coördinaten gebruikt (figuur) Variërende bodem en oppervlaktes worden getransformeerd in constante oppervlaktes. Het resulteert in een gelijk aantal elementen over een waterkolom. De horizontale discretisatie gebeurt vaak aan de hand van een Arakawa grid.

Een C-grid is een samengesteld grid waarbij 3 variabelen worden opgelost. Het bestaat uit 3 subgrids. Eén voor de waterhoogte, één voor het watertransport in WO-richting (U) en één voor watertransport in de NZ-richting (V). De grids zijn t.o.v. elkaar verschoven. Het Coherens grid is een C-grid. De snelheden zijn een halve gridlengte verschoven t.o.v. het coördinaatpunt. De bijbehorende snelheden vallen dus niet samen in één punt. In figuur worden de posities van iedere variabele t.o.v. de coördinaatpunten uitgezet.

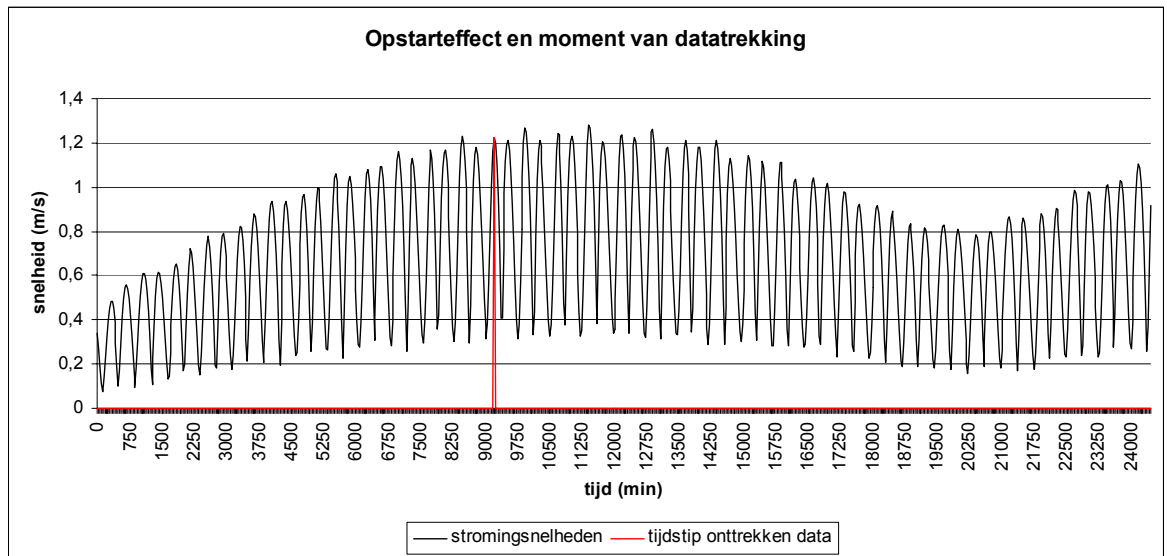


Figuur E-1 Sigma-coördinaten modellering [127][196]



Figuur E-2 Opbouw van C-grid (a) [196] en uiteindelijke samenstelling zoals in Coherens (b) [127]

Appendix F Opstarteffect



Appendix G Overzicht

Wielingen					
Scenario	benaming	beschrijving	tussen afstand	zone + beschrijving	economische beschrijving
1.1	zone A-Verdant	verdant turbines van 4m diameter	3Dx30D	A - \$8.4	tabel 9-10
1.2	zone A+B Verdant	verdant turbines van 4m (zone A) en 5m (zone B) diameter	3Dx30D	A+B - \$8.4	tabel 9-10
1.3	zone B GCK small	GCK verticale as toestel (1m x 2,5m) met 3 turbines per toren en 6 torens per barge	6Dx10D	B - \$8.4	tabel 9-10
1.4	zone A+B GCK small	GCK verticale as toestel (1m x 2,5m) met 2 (zone A) of 3(zone B) turbines per toren en 6 torens per barge	6Dx10D	A+B - \$8.4	tabel 9-10
1.5	zone A GCK wide	GCK verticale as toestel (2m x 5m) met 1 turbine per toren en 6 torens/barge	6Dx10D	A - \$8.4	tabel 9-10
1.6	zone A+B GCK wide	GCK verticale as toestel (2m x 5m) met 1 turbine per toren en 6 torens/barge	6Dx10D	A+B - \$8.4	tabel 9-10
2.1	zone B GCK small	idem als 1.3 maar met 20 jaar levensduur project	6Dx10D	B - \$8.4	tabel 9-10
2.2	zone B GCK small	idem als 1.3 (25jaar)	6Dx10D	B - \$8.4	tabel 9-10
2.3	zone B GCK small	idem als 1.3 maar met 30 jaar levensduur project	6Dx10D	B - \$8.4	tabel 9-10

Zeebrugge					
Scenario	beschrijving	beschrijving	tussen afstand	zone + beschrijving	economische beschrijving
1.1	zone B -Verdant	verdant turbines van 5m diameter	3Dx30D	B - \$8.3	tabel 9-9
1.2	zone A+B Verdant	verdant turbines van 5m diameter in beide zones	3Dx30D	A+B -\$8.3	tabel 9-9
1.3	zone B GCK small	GCK verticale as toestel (1m x 2,5m) met 3 turbines per toren en 6 torens/barge	6Dx10D	B - \$8.3	tabel 9-9
1.4	zone A+B GCK small	GCK verticale as toestel (1m x 2,5m) met 3 turbines per toren en 6 torens/barge	6Dx10D	A+B -\$8.3	tabel 9-9
2.1	zone B GCK small	idem als 1.3 maar met 20 jaar levensduur project	6Dx10D	B - \$8.3	tabel 9-9
2.2	zone B GCK small	idem als 1.3 (25jaar)	6Dx10D	B - \$8.3	tabel 9-9
2.3	zone B GCK small	idem als 1.3 maar met 30 jaar levensduur project	6Dx10D	B - \$8.3	tabel 9-9
3.1	zone B GCK	proefproject met 2barges van verticale as toestellen (1m x 2,5m) met 3 turbines per toren en 6torens/barge (geen connectiekost)	6Dx10D	B - \$8.3	tabel 9-9

Concessiezone					
Scenario	beschrijving	beschrijving	tussen afstand	zone + beschrijving	economische beschrijving
1.1	zone A-Seagen	de dubbele rotorturbine van MCT: 2 rotoren met 14m diameter	3DX15D	A - \$8.2	tabel 9-8
1.2	zone A-Seaflow	de enkele rotorturbine van MCT : 1 rotor met 14m diameter	3Dx30D	A - \$8.2	tabel 9-8
1.3	zone A-SRTT	de dubbele rotorturbine van Scotrenewables: 2 X 14m diameter	3DX15D	A - \$8.2	tabel 9-8
1.4	zone A-Open Twin	de dubbele rotorturbine van Open Hydro: 2 X 14m diameter	3DX15D	A - \$8.2	tabel 9-8
1.5	zone A-Open Single	de enkele rotorturbine van Open Hydro: 1 rotor met 14m diameter	3Dx30D	A - \$8.2	tabel 9-8
2.1	zone A-SRTT	idem als 1.3 maar met 20 jaar levensduur project	3DX15D	A - \$8.2	tabel 9-8
2.2	zone A-SRTT	idem als 1.3 (25jaar)	3DX15D	A - \$8.2	tabel 9-8
2.3	zone A-SRTT	idem als 1.3 maar met 30 jaar levensduur project	3DX15D	A - \$8.2	tabel 9-8

Calais					
Scenario	beschrijving	beschrijving	tussen afstand	zone + beschrijving	economische beschrijving
1.1	zone A-Seagen	de dubbele rotorturbine van MCT: 2 rotoren met 18m diameter		A - \$8.5	tabel 9-11
1.2	zone A+B Seagen	de dubbele rotorturbine van MCT: 2 rotoren met 18m (zone A) en 15m (zone B) dia		A+B - \$8.5	tabel 9-11
1.3	zone A Seaflow	de enkele rotorturbine van MCT : 1 rotor met 18m diameter		A - \$8.5	tabel 9-11
1.4	zone A+B Seaflow	de enkele rotorturbine van MCT : 1 rotor met 18m (zone A) en 15m (zone B) dia		A+B - \$8.5	tabel 9-11
1.5	zone A+B+D Seaflow	de enkele rotorturbine van MCT : 1 rotor met 18m (zone A),15m (B) en 11m (D) dia		A+B+D-\$8.5	tabel 9-11
2.1	zone A-Seagen	de dubbele rotorturbine van MCT: 2 rotoren met 18m diameter		A - \$8.5	tabel 9-11
2.2	zone A-Open Hydro	de dubbele rotorturbine van Open Hydro: 2 X 18m diameter		A - \$8.5	tabel 9-11
2.3	zone A-SRTT	de dubbele rotorturbine van Scotrenewables: 2 X 18m diameter		A - \$8.5	tabel 9-11
3.1	zone A-SRTT	idem als 2.3 maar met 20 jaar levensduur project		A - \$8.5	tabel 9-11
3.2	zone A-SRTT	idem als 2.3 (25jaar)		A - \$8.5	tabel 9-11
3.3	zone A-SRTT	idem als 2.3 maar met 30 jaar levensduur project		A - \$8.5	tabel 9-11

- [1] Luyten P.J. - Jones J.E. - Proctor R. - Tabor A. - Tett P. and Wild-Allen K., *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.* (1990): p. 914.
- [2] Barosso, J.M., *Meer groei en meer banen dankzij onze verbintenissen op het gebied van de klimaatverandering.* (2008).
- [3] Vervoer, D.G.E.e., *België Informatieblad hernieuwbare energie.* (2008).
- [4] Black & Veatch, *Phase II UK Tidal Stream Energy Resource Assessment.* (juli 2005,). p.51.
- [5] <http://ec.europa.eu/environment/climat/kyoto.htm>, *The Kyoto Protocol.* (geconsulteerd 20 mei 2008)
- [6] <http://unfccc.int/>, *status of ratification.* (update van 13 mei 2008)
- [7] <http://www.milieulinks.nl/index.asp?menu=0203&id=3&id=186>, *Kyotoprotocol treedt vandaag in werking.* (16 februari 2005, geconsulteerd 20 mei 2008)
- [8] <http://ec.europa.eu/environment/climat/eccp.htm>, *European Climate Change Programme* (update 13 mei 2008)
- [9] <http://ec.europa.eu/environment/climat/emission.htm>, *Emission Trading Scheme (EU ETS).* (update 13 mei 2008)
- [10] Commissie van de Europese Gemeenschappen, *Voorstel voor een beschikking van het Europees Parlement en de Raad inzake de inspanningen van de lidstaten om hun broeikasgasemissies terug te dringen om aan de verbintenissen van de Gemeenschap op het gebied van het terugdringen van broeikasgassen tot 2020 te voldoen.* (23 januari 2008). p.28.
- [11] EWEA, *Pure Power : wind energy scenarios up to 2030.* (maart 2008)
- [12] Mineco, *evolutie van de energiemarkt in 2005.* (januari 2007)
- [13] European Commission : Directorate for Energy and Transport, *Belgium Renewable Energy Fact Sheet.* (januari 2008)
- [14] <http://www.c-power.be>. (geconsulteerd 20 mei 2008)
- [15] IEA-OES, *5-year activity review of the IEA Ocean Energy Systems Implementing Agreement.* (2007)
- [16] <http://www.emec.org.uk/>. (geconsulteerd 20 mei 2008)
- [17] <http://www.berr.gov.uk>. (geconsulteerd 20 mei 2008)
- [18] <http://my.epri.com>. (geconsulteerd 20 mei 2008)
- [19] <http://www.carbontrust.co.uk/>. (geconsulteerd 20 mei 2008)
- [20] <http://www.mumm.ac.be/NL/index.php>. (geconsulteerd 20 mei 2008)
- [21] Vlaamse Regering, *Het besluit van de Vlaamse regering inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen gewijzigd door het besluit van de Vlaamse Regering van 20 april 2007.* (maart 2004)

- [22] Federale overheid, *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.* (5 oktober 2005)
- [23] Mathys Pieter, *Beleidsmatige en financiële ondersteuning van Golf- en Getijdenenergie.* (2008)
- [24] *wet betreffende de exclusieve economische zone van België in de Noordzee.* (22 april 1999)
- [25] *Wet ter bescherming van het mariene milieu onder de rechtsbevoegdheid van de België.* (20 januari 1999)
- [26] *Koninklijk besluit over de milieueffectenbeoordeling.* (9 september 2003)
- [27] *Koninklijk besluit over de procedure voor vergunningen vereist voor bepaalde activiteiten in de zeegebieden.* (7 september 2003)
- [28] Carbon Trust, *Future Marine Energy* (2006)
- [29] *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.* (20 december 2000)
- [30] *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.* (17 mei 2004)
- [31] *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.* (12 maart 2002)
- [32] *Koninklijk besluit houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe.* (19 december 2002)
- [33] *Decreet van de Vlaamse Regering houdende de organisatie van de ruimtelijke ordening.* (18 mei 1999)
- [34] *Koninklijk besluit betreffende de wegvergunningen bedoeld bij de wet van 10 maart 1925 op elektriciteitsvoorziening.* (26 november 1973)
- [35] Prof. Dr. Ir. Troch, P. and Prof. Dr. Ir. R. Verhoeven, *Cursus: Waterbeheer en leefmilieu : deel E : getijden - benedenrivieren, in 2e proef burgelijk bouwkundig ingenieur.* (2006)
- [36] Doodson, A.T. and H.D. Warburg, eds. *Admiralty manual of tides.* NP120. 1941, Hydrographic Department, Admiralty. 270.
- [37] Le Provost C and Lyard Florent, *Energetics of the M2 barotropic ocean tides: an estimate of bottom friction dissipation from a hydrodynamic model, in Prog. Oceanog. Vol 40,* Elsevier Science Ltd, Editor. (1997). p.pg. 37-52.
- [38] http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/03-04/marine/res_resourcebkd.htm, (geraadpleegd : 20 mei 2008).
- [39] Ir. J. Van Duivendijk, *Energiewaterbouwkunde.* (1989). p.289-290.
- [40] Hulsbergen, K., et al. *DYNAMIC TIDAL POWER (DTP).* in *6th European Wave and Tidal Energy Conference.* 2005. Glasgow UK: Energy Systems Research Unit Department of Mechanical Engineering University of Strathclyde, UK

- [41] Commissie voor Openbare Werken, M.e.E.V.v., *raag om uitleg van de heer Eloi Glorieux tot de heer Steve Stevaert, minister vice-president van de Vlaamse regering, Vlaams minister van Mobiliteit, Openbare Werken en Energie, over het winnen van waterkracht op het Zeekanaal Brussel-Schelde*. (2002).
- [42] Ministerie van de Vlaamse gemeenschap, *Kleine waterkracht*. (1996).
- [43] Penris, J., *Vraag nr 299*. (2002).
- [44] <http://www.redderaanzee.wobra.be>, (geraadpleegd 20 mei 2008).
- [45] Statkraft, *Marine Energy*.
- [46] http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/05-06/marine_renewables/technology/oshydro.htm, (geraadpleegd: 20 mei 2008).
- [47] Antheaume, S., T. Maitre, and J.-L. Achard, *Hydraulic Darrieus turbines efficiency for free fluid flow conditions versus power farms conditions*. (2007). *Renewable Energy* (33): p. 2186-2198.
- [48] Michael M. Bernitsas, P.D., et al., *VIVACE (Vortex Induced Vibration Aquatic Clean Energy): A New Concept In Generation of Clean and Renewable Energy From Fluid Flow*, in *Proceedings of OMAE2006*. (juni 2006)
- [49] Gorlov, A.M., A.N. Gorban, and V.M. Silantyev, *Limits of the turbine efficiency for free fluid flow*. (2001). *Journal of Energy Resources Technology* **123**(December 2001): p. 311-317.
- [50] De Vos, A., *Duurzame Energie*, in *nota's bij de cursus 3905 'Duurzame energie en rationeel energieverbruik'*. (2007), Cursus Universiteit Gent
- [51] Dr. Trapp, T. *Marine Renewables, Why Bother?* in *Subsea UK business breakfast*. 2006. Aberdeen: the Engineering Business
- [52] LOG+1 Ltd - ALSTOM Power Ltd. and WUMTIA in opdracht voor DTI, *Economic Viability Of A Simple Tidal Stream Energy Capture Device*. (February 2007). p.73 pages.
- [53] Batten, W.M.J., et al., *The prediction of the hydrodynamic performance of marine current turbines*. (2008). *Renewable Energy* (33): p. 1085-1096.
- [54] Islam, M., D.S.-K. Ting, and A. Fartaj, *Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines*. (2006). *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (12 (2008)): p. 1087-1109.
- [55] Gupta, R., A. Biswas, and K.K. Sharma, *Comparative study of a three-bucket Savonius rotor with a combined three-bucket Savonius–three-bladed Darrieus rotor*. (2007). *Renewable Energy* (33): p. 1974-1981.
- [56] Directorate-General, *Joule II Wave Energy: The exploitation of tidal and marine currents*. (1996), European Commission. p.66.
- [57] Gretton, G. and T. Bruce. *PRELIMINARY RESULTS FROM ANALYTICAL AND NUMERICAL MODELS OF A VARIABLE-PITCH VERTICAL-AXIS TIDAL CURRENT TURBINE*. in *6th European Wave and Tidal Energy Conference*. 2005. Glasgow UK: Energy Systems Research Unit Department of Mechanical Engineering University of Strathclyde
- [58] Seaflow-partners in opdracht van de EU, *Seaflow : World's first pilot project for the exploitation of marine currents at a commercial scale*. (2005). p.35.
- [59] Edinburgh Designs Ltd. voor DTI, *Variable Pitch Foil Vertical Axis Tidal Turbine*. (March 2006). p.83 pages.
- [60] Thorpe, T. *THE ADVANTAGES OF DUCTED OVER UNDUCTED TURBINES*. in *6th European Wave and Tidal Energy Conference*. 2005. Glasgow UK: Energy Systems Research Unit Department of Mechanical Engineering University of Strathclyde
- [61] Mittal, N., *Investigation of Performance Characteristics of a Novel VAWT*, in *Department of Mechanical Engineering*. (2001), University of Strathclyde: Glasgow. p.135.
- [62] <http://www.energik.be/belcogen/4.2.1.html>. (geraadpleegd 2 april 2008)

- [63] Leijon, M. and K. Nilsson. *Direct electric energy conversion system for energy conversion from marine currents*. in *Proceedings IMechE*. 2007. p.201-205.
- [64] www.windpower.org, (geraadpleegd 2 april 2008).
- [65] Bard, J., et al. *ELECTRICAL ENGINEERING ASPECTS OF OCEAN ENERGY CONVERTERS*. in *6th European Wave and Tidal Energy Conference*. 2005. Glasgow UK: Energy Systems Research Unit Department of Mechanical Engineering University of Strathclyde
- [66] Kishinamia, K., et al., *Theoretical and experimental study on the aerodynamic characteristics of a horizontal axis wind turbine*. (2005). *Energy* (30): p. 2089-2100.
- [67] Batten, W.M.J., et al., *Hydrodynamics of marine current turbines*. (2006). *Renewable Energy* 31: p. 249-256.
- [68] Mattarolo, G., M. Geyler, and P. Caselitz. *Modelling and Simulation Techniques applied to Marine Current Turbines*. in *Ocean Energy: From innovation to industry*. 2006: Boxer Buchhandlung. p.179-185.
- [69] Battena, W.M.J., et al., *The prediction of the hydrodynamic performance of marine current turbines*. (2008). *Renewable Energy* **33**: p. 1085-1096.
- [70] Masters, I., J.A.C. Orme, and J. Chapman. *Towards realistic marine flow conditions for tidal stream turbines*. in *Proceedings of the 7th European Wave and Tidal Energy Conference*. 2007. Porto, Portugal
- [71] http://www.emec.org.uk/tidal_devices.asp. (geconsulteerd 3 april 2008)
- [72] EPRI, *TP-005-NA Methodology for Conceptual Level Design of TISEC Power Plant*. (August 26,2005). p.12.
- [73] J.A.C. Orme and I. Masters, *Analysis and comparison of support structure concepts for tidal stream turbines*. (2006). p.11.
- [74] Health and Safety Executive UK, *Foundations: Offshore Technology Report*. (2002)
- [75] http://www.emec.org.uk/tidal_devices.asp, (geraadpleegd: 6 april 2008).
- [76] EPRI, *TP-004-NA Survey and Characterization of TISEC Devices*. (November 9,2005). p.185.
- [77] Persoonlijke communicatie met P. Fraenkel, *The Seagen Turbine*. (29 november 2007)
- [78] Fraenkel, P. *Seagen: Pioneering Megawatt Scale Tidal Stream Power Generation*. in *International Conference Ocean Energy*. 2006. p.38-52.
- [79] Fraenkel, P. *Marine current turbines: pioneering the development of marine kinetic energy converters*. in *JPE307, Vol.221*. 2006. p.11.
- [80] <http://www.seageneration.co.uk/media/>, *Persbericht: Marine Current Turbines outlines plans for seagen's installation in Strangford Lough*. (geschreven 7 Februari 2008, geconsulteerd 25 maart 2008)
- [81] <http://www.seageneration.co.uk/news/>, *Persbericht: Installation of SeaGen Tidal Energy System Postponed*. (geschreven 3 augustus 2007, geconsulteerd 25 maart 2008)
- [82] <http://www.compactpci-info.com03sea.jpg>, (geraadpleegd : 6 april 2008).
- [83] <http://www.marineturbines.com/18/projects/22/canada/>, *Projects in Canada*. (geconsulteerd 28 maart 2008)
- [84] <http://www.marineturbines.com>, (geraadpleegd : 6 april 2008).
- [85] http://www.marineturbines.com/18/projects/20/the_skerries/, *Project The Skerries*. (geconsulteerd 28 maart 2008)
- [86] http://www.cdnn.info/eco/e040323a/underwater_turbines_468137.gif, (geraadpleegd : 6 april 2008).
- [87] <http://www.narec.co.uk/main/st642>, *TidEL Tidal Stream Generator*. (26 maart 2008)
- [88] <http://www.entecuk.com/>, *Persbericht: SMD Appoints Entec for TidEL Project*. (geschreven 13 september 2005, geconsulteerd 26 maart 2008)
- [89] www.rise.org.au/info/Tech/tidal/image027.png, (geraadpleegd : 6 april 2008).

- [90] <http://www.openhydro.com>. (geconsulteerd 27 maart 2008)
- [91] <http://www.openhydro.com/news/OpenHydroPR-200207.pdf>, *Persbericht : OpenHydro awarded EUR1.8m in grant support from Scottish Executive for tidal turbine testing in Orkney*. (geschreven februari 2007, geconsulteerd 26 maart 2008)
- [92] <http://www.openhydro.com/news/OpenHydroPR-130307.pdf>, *Persbericht: OpenHydro signs major agreement with Alderney Renewable Energy for the development of tidal farms in the Channel Islands*. (geschreven maart 2007, geconsulteerd 26 maart 2008)
- [93] <http://www.openhydro.com/techPlan.html>, (geraadpleegd : 7 april 2008).
- [94] Mark Francis and Mark Hamilton in opdracht van DTI, *SRTT Floating Tidal Turbine Production Design Study With Independent Verification*. (October 2007). p.83.
- [95] <http://www.scotrenewables.com>. (geconsulteerd 28 maart 2008)
- [96] <http://www.scotrenewables.com>, *Persbericht: Scotrenewables awarded £1.8 million from the Scottish Executive's Marine Energy Fund* (geschreven 20 februari 2007 geconsulteerd 28 maart 2008)
- [97] <http://www.verdantpower.com>. (geconsulteerd 29 maart 2008)
- [98] document verkregen uit persoonlijke communicatie met Trey Taylor, *The RITE Project*. (geschreven oktober 2007, gekregen januari 2008)
- [99] document verkregen uit persoonlijke communicatie met Trey Taylor, *Summary and Results of The RITE Project*. (geschreven oktober 2007, gekregen januari 2008)
- [100] www.lunarenergy.co.uk. (geraadpleegd 26 maart 2008)
- [101] http://www.emec.org.uk/tidal_site.asp. (geconsulteerd 26 maart 2008)
- [102] Niels M Nielsen, *Inquiry into the development of a non-fossil fuel energy industry in Australia: case study into selected renewable energy sectors*. (2007). p.10.
- [103] Persoonlijke communicatie met H. Eriksson. (2008)
- [104] Calcagno, G., et al., *Experimental and Numerical investigation of a Very Promising Technology for Marine Current Exploitation: the Kobold Turbine*, in *ISOPE*. (2006)
- [105] Verdant Power, *Technology Evaluation of Existing and Emerging Technologies*. (2006): p. 48.
- [106] Vauthier, P., *Kite soars to new depths*. (geschreven 2006, geconsulteerd 28 maart 2008)
- [107] Davidson, B., *A Feasibility Study: Tidal Power Generation for a Remote, Off-Grid Community on the British Columbia Coast*. (2007), British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources. p.90.
- [108] <http://uekus.com>, (geraadpleegd : geraadpleegd 6 april 2008).
- [109] Dacre, S.L., *The Development and Market Potential for Tidal Current Power in Scotland*. (2003), Scottish Enterprise. p.41.
- [110] Gorlov, A.M., *Tidal Energy*, in *Academic Press*. (2001). p.2955-2960.
- [111] <http://www.pugetsountidalpower.com>, (geraadpleegd : 6 april 2008).
- [112] <http://www.hydro-gen.fr>. (geraadpleegd 29 maart 2008)
- [113] <http://www.hydro-gen.fr>, (geraadpleegd : 6 april 2008).
- [114] Blunden, L.S. and A.S. Bahaj, *Tidal energy resource assessment for tidal stream generators*. (2006). *Proceedings IMechE 221 Part A: J. Power and Energy*: p. 137-145.
- [115] European Commission, *Non-nuclear energy - Joule II - The exploitation of tidal and marine currents*. (1996)
- [116] Black & Veatch, *Phase I : Europe, UK and Global Tidal Stream Energy Resource Assessment*. (december 2004)
- [117] Black & Veatch, *Tidal Stream Energy Resource And Technology Summary Report*. (juli 2005). p.12.

- [118] EPRI, *TP-003-ME Rev 1 Maine Tidal In-Stream Energy Conversion (TISEC): Survey and Characterization of Potential Project Sites*. (October 2, 2006). p.95
- [119] EPRI, *TP-003-MA Rev 1 Massachusetts Tidal In-Stream Energy Conversion (TISEC): Survey and Characterization of Potential Project Sites*. (October 2, 2006). p.55.
- [120] EPRI, *TP-003-NB Rev 1 New Brunswick Tidal In-Stream Energy Conversion (TISEC): Survey and Characterization of Potential Project Sites*. (October 2, 2006). p.101.
- [121] EPRI, *TP-003-NS Rev 2 Nova Scotia Tidal In-Stream Energy Conversion (TISEC): Survey and Characterization of Potential Project Sites*. (October 2, 2006). p.98.
- [122] EPRI, *TP-006-CA System Level Design, Performance, Cost and Economic Assessment - San Francisco Tidal In-Stream Power Plant*. (June 10,2006). p.104.
- [123] International Energy Agency, *Draft: Performance assessment for tidal energy conversion systems in open sea test facilities*. (2007). p.15 pages.
- [124] EPRI, *TP-001-NA Rev 3 Methodology for Estimating Tidal Current Energy Resources and Power Production by Tidal In-Stream Energy Conversion (TISEC) Devices*. (September 29, 2006). p.55.
- [125] ABPmer - TheMetOffice - Garrard Hassan and the Proudman Oceanographic Laboratory voor DTI, *UK Atlas of Offshore Renewable Energy : Appendix B: Tidal*. (2004)
- [126] Van Lancker, V., et al., *Management, research and budgeting of aggregates in shelf seas related to end-users (Marebasse). Scientific Report Year 1*. . (2003): p. 39.
- [127] Luyten P.J., et al., *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. (1990): p. 914.
- [128] Garrett C and Cummins P. *The power potential of tidal currents in channels*. in *Proceedings of the Royal Society*. 2005. p.2563-2572.
- [129] Blanchfield Justin Burns, *thesis: The Extractable Power from Tidal Streams, including a Case Study for Haida Gwaii*. (2007), University of Victoria. p.76.
- [130] http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/05-06/marine_renewables/envimpact/sif.h, *Environment: Significant Impact Factor*. (geconsulteerd 17 april 2008)
- [131] Bryden, I.G., et al. *Tidal current resource assessment*. in *Proceedings IMechE*. 2007. p.125-135.
- [132] Bryden I G - Couch S J - Owen A and Melville G, *Tidal current resource assessment*, in *JPE238, Vol.221*, proc. IMechE, Editor. (2006). p.11 pages.
- [133] DTI, *ETSU Tidal Stream Energy Review*. (1993)
- [134] Triton Consultants Ltd., *Green Energy Study for British Columbia Phase 2: Mainland - Tidal Current Energy*. (2002): p. 69.
- [135] Holmes, B. and I. Brydan, *Tidal Stream Instability*. p. 159-165.
- [136] Peyrard, C., et al. *Investigations of the wake effects in marine current farms, through numerical modelling with the TELEMAC system*. in *Ocean Energy, from innovation to industry*. 2006. Bremerhaven, Germany: BOXER Buchhandlung
- [137] Buvat, C., *EDF R&D activity in the field of marine current energy*.
- [138] Antheaume, S., et al. *Optimization of a vertical axis turbine farm*. in *Ocean Energy, from innovation to industry*. 2006. Bremerhaven, Germany: BOXER Buchhandlung
- [139] Antheaume, S., T. Maitre, and J.-L. Achard, *Hydraulic Darrieus turbines efficiency for free fluid flow conditions versus power farms conditions*. (2008). *Renewable Energy* **33**: p. 2186 - 2198.
- [140] Myers, L. and A.S. Bahaj, *Simulated electrical power potential harnessed by marine current turbine arrays in the Alderney Race*. (2005). *Renewable Energy* **30**: p. 1713-1731.

- [141] Thomas, G.P., *On the importance of wave-current interactions to tidal stream and marine current generators.*: p. 167-173.
- [142] Seaflow project group voor DTI, *Seaflow Marine Current Turbine*. (january 2006). p.4.
- [143] EPRI, *TP-006-MA System Level Design, Performance, Cost and Economic Assessment - Massachusetts Muskeget Chanal Tidal In-Stream Power Plant*. (June 10,2006). p.105.
- [144] Pöyry voor het BERR, *Compliance costs for meeting the 20% renewable energy target in 2020*. (maart 2008)
- [145] <http://www.statistics.dnb.nl/wisselkoersen.xls>. (geconsulteerd 16mei 2008)
- [146] <http://www.moneyextra.com/dictionary/UK-Inflation-History-003663.html>, *Inflation in the UK*. (geconsulteerd 18mei 2008)
- [147] Meirschact, V. and I. Ydens, *Onderzoek naar een economische exploitatie van het golfenergiepotentieel in de Noordzee m.b.v. ArcGIS.*, in *Afdeling weg - en waterbouwkunde*. (2008), University of Ghent: Ghent
- [148] Consultants to cape wind associates, *Limitations of long transmission cables for offshore wind farms*. (2003)
- [149] Nielsen, P., *Offshore Wind Energy Projects: Feasibility Study Guidelines SEAWIND*. (2003).
- [150] ABB, *Productcatalogue: cables for offshore windfarms*,
- [151] Pantaleo, A., et al., *Feasibility Study fo Off-shore Wind Farms: an application to Puglia Region*. (2004). *Solar Energy* (79): p. 321-331.
- [152] Green, J., et al., *Electrical Collection and Transmission Systems for Offshore Wind Power in Offshore Technology Conference*. (2007): Houston, Texas
- [153] SEAWIND project, *Middelgrunden, Denmark, 40MW (2MW)*.
- [154] Europees parlement en de raad, *Richtlijn 2003/54/EG van het europees parlement en de raad van 26 juni 2003 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en houdende intrekking van Richtlijn 96/92/EG*. (2003)
- [155] Weissensteiner, L., et al., *grid infrastructure regulation incentivising large scale wind power integration*, in *European Wind Energy Conference & Exhibition*. (2007): Milan, Italy
- [156] Belmans, R., *Offshore wind energy in the North Sea*. (2007)
- [157] *Different design aspects for tidal stream turbines*. in *SEatech Week*. 2004
- [158] Elia, *Jaarverslag 2007*. (2007).
- [159] OYAERT, P., *Haalbaarheid van windmolenparken in België*. (2005), Vrije Universiteit Brussel: Brussel. p.150.
- [160] www.endex.be. (geraadpleegd 15 mei 2008)
- [161] Mathys, P., *Beleidsmatige en financiële ondersteuning van golf en getijdenenergie*. (2008), University of Ghent: Ghent. p.76.
- [162] Carbon Trust, *Cost Estimation Methodology: The marine energy challenge approach to estimating the cost of energy produced by marine energy systems*. (mei 2006)
- [163] James L. Riggs, *Engineering economics*. (1986)
- [164] University, R.G., *A scoping study for an envirotnmental impact field programme in tidal current energy*. (2002), DTI. p.50.
- [165] Helena Eriksson (Ponte Di Archimede), *Socio-Economic impact of the project: an European renewable technology to an extra-EU Country*. (2006)
- [166] MITRE voor de EC, *Meeting the Targets & Putting Renewables to Work*. (december 2003)
- [167] Crettels, S., *Etude comparative et analyse des approches théoriques d'énergie des courants de marées*, in *UE1 - Navigation and Navigation aids*. (2007), Antwerp Maritime Academy: Antwerp. p.110.
- [168] Oyaert, P., *Scriptie: Haalbaarheid van windmolenparken in België*, Vrije Universiteit Brussel, *Promotor: Prof. D. Frantzen*. (2005). p.150 pages.

- [169] Michael M. Bernitsas, P.D., et al., *The VIVACE Converter: Model Tests At High Damping and Reynolds Number Around 10^5* , in *Proceedings of OMAE2006*. (juni 2006)
- [170] <http://www.vortexhydroenergy.com/html/ocean-power.html>. (geconsulteerd 31 maart 2008)
- [171] J A Consult Ltd in opdracht van DTI, *The Monitoring, Operation And Assessment Of A Semi-Submersible Tidal Stream Prototype*. (2004). p.31.
- [172] <http://www.tidalstream.co.uk>, (geraadpleegd : 7 april 2008).
- [173] <http://www.cleancurrent.com/>. (geconsulteerd 31 maart 2008)
- [174] <http://www.cleancurrent.com/media/pressreleasefundy.htm>, *Clean Current Awarded Berth at Nova Scotia Fundy Institute of Tidal Energy*. (geschreven 8 januari 2008, geconsulteerd 31 maart 2008)
- [175] <http://www.blueenergy.com/davisTurbinesptypes.html>. (geconsulteerd 31 maart 2008)
- [176] Professor Stephen H. Salter op <http://www.epochmag.net/contents5/VerticalRotor.html>, *Proposal for a large vertical-axis tidal-stream generator with ring-cam hydraulics*. (geconsulteerd 29 maart 2008)
- [177] <http://www.freeflow69.com/>. (geconsulteerd 29 maart 2008)
- [178] http://pesn.com/2007/08/17/9500490_FreeFlow69/, *Osprey Ocean Turbine Progresses Toward Commissioning*. (geconsulteerd 31 maart 2008)
- [179] Persoonlijke communicatie met P. Cooke. (19 januari 2008)
- [180] J.A.C. Orme and I. Masters. *Design and testing of a direct drive tidal stream generator*. in *Proc. MAREC 2004*. 2004. p.108-115.
- [181] <http://www.swanturbines.co.uk>. (geconsulteerd 31 maart 2008)
- [182] http://www.carbontrust.co.uk/technology/technologyaccelerator/Wave_devices.htm, *Devices in the MEC*. (gepubliceerd lente 2005, geraadpleegd 28 maart 2008)
- [183] <http://www.ecofys.nl>. (geraadpleegd 28 maart 2008)
- [184] <http://www.ecofys.nl/com/news/pressreleases2002/pressrelease02aug2002.htm>, *Persbericht: Unique grid-connected "Wave Rotor" in Denmark*. (verschenen 2 August 2002, geraadpleegd: 28 maart 2008)
- [185] <http://www.narec.co.uk>. (geraadpleegd 28 maart 2008)
- [186] Scheijgrond, P.C.P., M. and E.A. Rossen. *Waverotor*. in *FP6 OES Brokerage Event*. 2003
- [187] Clark, D. and J. Tisdall, *webartikel: http://www.nortrade.com/index.php?cmd=show_article&id=182*. (gepubliceerd 1 december 2006, geconsulteerd 28 maart 2008).
- [188] Tidal Sails, A. *Tidal Sails: an update for all-energy 2007*. in *all-energy*. 2007
- [189] http://www.tidalsails.com/news_2.html, (geconsulteerd 7 april 2008).
- [190] Statkraft Development, *Tidal power: Versatile. Reliable. Renewable.*,
- [191] http://www.statkraft.com/pub/innovation/tecnology/ocean_energy/index.asp, (geraadpleegd 07 april 2008).
- [192] <http://www.hydrohelix.fr>. (geraadpleegd: 29 maart 2008)
- [193] <http://generationsfutures.chez-alice.fr/energie/hydrolienne.htm>. (geraadpleegd 29 maart 2008)
- [194] oceanflowenergy, *presentation on the evopod at tiseebarrage*. (2007)
- [195] <http://www.oceanflowenergy.com/>. (geraadpleegd 29 maart 2008)
- [196] http://www.woa.ees.hokudai.ac.jp/people/vinu/ocean_model.pdf, *Ocean Models*.

