

TAB 1

1592-07



ROYAL HASKONING

HASKONING NEDERLAND B.V.
MILIEU

Barbarossastraat 35
Postbus 151
6500 AD Nijmegen
+31 (0)24 328 42 84 Telefoon
+ 31 (0)24 322 81 70 Fax
info@nijmegen.royalhaskoning.com E-mail
www.royalhaskoning.com Internet
Arnhem 09122561 KvK

Documenttitel	Offshore Windpark "Den Helder I"
	Vergunningaanvraag Wet beheer rijkswaterstaatswerken
Verkorte documenttitel	Wbr locatie "Den Helder I"
Status	Definitief rapport
Datum	Januari 2009
Projectnaam	Ontwikkeling windparken op zee
Projectnummer	9S8680.01
Opdrachtgever	Airtricity
Referentie	9S8680.01/R0002/EARE/PONDERA

Auteur	Drs. J.F.W. Rijntalder
Collegiale toets	Ir. Arno Verbeek (Airtricity)
Datum/paraaf	15 januari 2009
Vrijgegeven door	Drs. J.F.W. Rijntalder (Pondera Consult)
Datum/paraaf	15 januari 2009

INHOUDSOPGAVE

	Blz.
1 INLEIDING	1
1.1 Algemeen	1
1.2 Wbr-vergunning	2
1.3 Stand der techniek	2
1.4 Airtricity	2
1.5 Planning	2
1.6 Tenaamstelling	3
1.7 Leeswijzer	3
2 AARD EN ONTWERP	5
2.1 Algemeen	5
2.2 Layout	5
2.3 Ligging	6
2.4 Turbines	7
2.4.1 Basis-ontwerp	8
2.4.2 Belangrijkste onderdelen	9
2.5 Fundaties	11
2.5.1 Geotechnische gegevens	11
2.5.2 Schetsontwerp	14
2.6 Transformatorstation	17
2.7 Elektrische infrastructuur	21
2.8 Kabeltracé	24
2.9 Certificatie ontwerp	25
3 OPRICHTINGS- EN CONSTRUCTIEPLAN	27
3.1 Inleiding	27
3.2 Planning	27
3.3 Detailontwerp	28
3.3.1 Onderzoek na verkrijgen Wbr-beschikking	28
3.3.2 Kabelkruisingen	29
3.3.3 Detailontwerp en keuzen	30
3.4 Constructiewijze	31
3.4.1 Bouwplaats	31
3.4.2 Fundatie en erosiebescherming	32
3.4.3 Turbines	36
3.4.4 Elektrische infrastructuur	36
3.4.5 Transformatorstations	38
3.4.6 Kabeltracé	39
3.5 Ingebruikname	41
4 ONDERHOUDSPAN	43
4.1 Inleiding	43
4.2 Doel	43
4.3 Regulier onderhoud	43
4.3.1 Onderhoud aan de fundering	44
4.3.2 Onderhoud aan kabels	45

4.3.3	Onderhoud aan windturbines	45
4.3.4	Onderhoud aan transformatorstations	48
4.3.5	HSE-aspecten	49
4.3.6	Wijze van rapportage van uitgevoerde onderhoudswerkzaamheden	53
4.4	Reparaties	53
4.4.1	Reparatie bij inspectie	54
4.4.2	Vervanging van kleine onderdelen (<1000 kg)	55
4.4.3	Vervanging van grote onderdelen (>1000 kg)	55
4.5	Onderhoudsschepen	57
5	VERLICHTINGSPLAN	61
5.1	Inleiding	61
5.2	IALA richtlijn	61
5.3	Navigatie verlichting	61
5.4	Luchtvaartverlichting	62
5.5	Markering	62
5.6	Geluidssignalen en radarreflectoren	63
5.7	Obstakelmarkering tijdens bouw	63
6	CALAMITEITENPLAN	65
6.1	Inleiding	65
6.2	Personeel tijdens bouw en operatie	65
6.2.1	Man overboord	65
6.2.2	Brand	66
6.2.3	(bijna) Ongeval	66
6.2.4	Acute ziekte	67
6.2.5	Onweersbuien	67
6.2.6	Opkomend slecht weer	67
6.2.7	Bommelding, gijzeling of sabotage	68
6.3	Scheepvaart en visserij	68
6.3.1	Schip op drift	68
6.3.2	Aanvaring	68
6.4	Milieu	68
6.5	Bereikbaarheidsschema	69
7	VERWIJDERINGSPLAN	71
7.1	Inleiding	71
7.2	Te verwijderen onderdelen	71
7.3	Vorbereiding	71
7.4	Verwijdering turbines	72
7.5	Verwijdering fundaties	73
7.6	Verwijdering transformatiestations	74
7.7	Verwijdering bekabeling	74
7.8	Erosiebescherming	75
7.9	Opleveringscontrole	75

BIJLAGEN:

Bijlage 1	MER
Bijlage 2	Schetsontwerp (rapportage) fundaties Rambøll
Bijlage 3	Certificaat turbine en fundatie DNV
Bijlage 4	Tekening
Bijlage 5	Coördinaten windturbinepark en kabels
Bijlage 6	Voorontwerp transformatorstation
Bijlage 7	Literatuur

1 INLEIDING

1.1 Algemeen

Eén van de doelstellingen van het nationale en internationale milieubeleid is het beperken van de uitstoot van broeikasgassen, waarvan de kooldioxide-emissie de belangrijkste is. Volgens het verdrag van Kyoto heeft Nederland zich verplicht tot een emissiereductie van 6 procent in de periode 2008 tot 2012 ten opzichte van 1990-1995. Dit komt neer op een reductie van 50 Megaton per jaar, waarvan volgens het verdrag tenminste 50 procent gerealiseerd moet worden door projecten binnen Nederland. In de Evaluatienota Klimaatbeleid (2002) is deze doelstelling inmiddels bijgesteld tot 40 Megaton per jaar. Het kabinet heeft in haar werkprogramma Schoon en Zuinig, 'Nieuwe energie voor het klimaat' (september 2007) de doelstelling opgenomen een reductie van uitstoot van broeikasgassen van 30% (ten opzichte van 1990) in 2020 te realiseren.

In het verlengde van het Kyotoverdrag heeft het kabinet in opeenvolgende beleidsnota's doelstellingen geformuleerd om duurzame energie in te zetten als instrument om de kooldioxide-emissie te reduceren. In 2020 moet duurzame energie een bijdrage van 10 procent leveren aan de totale energievoorziening. Conform de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid (Ministerie van VROM, 1999) zal dit aandeel na 2020 verder moeten stijgen. Inmiddels is dit doel bijgesteld tot 20 procent (Beleidsprogramma Kabinet Balkenende IV 2007 – 2011). In de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid wordt nog een tweede reden genoemd om duurzame energie in te zetten. Dat is de wens om de kwetsbaarheid van de Nederlandse energievoorziening te beperken door deze minder afhankelijk te maken van fossiele brandstoffen.

Naast andere bronnen voor duurzame energie is windenergie één van de opties om beide doelen te dienen. Voor 2020 is een doelstelling geformuleerd van in totaal tenminste 6000 megawatt op zee. Op land is het doel van 1500 MW aan geïnstalleerd vermogen voor 2010 inmiddels bereikt en heeft het kabinet zich gebonden om in de huidige kabinetsperiode 2.000 megawatt aan windenergie op land extra te realiseren (Beleidsprogramma Kabinet Balkenende IV 2007 – 2011). Het kabinet heeft in haar werkprogramma Schoon en Zuinig, 'Nieuwe energie voor het klimaat' (september 2007) aangegeven zich te willen committeren aan 450 MW aan windenergie op zee in deze kabinetsperiode.

Per miljoen opgewekte kilowattuur bespaart windenergie in Nederland 580 ton kooldioxide ten opzichte van de bestaande centrales. Ten opzichte van de modernste gasgestookte centrales is die besparing 370 ton kooldioxide. De hoeveelheid primaire energie die nodig is om een windturbine te fabriceren, te plaatsen, te onderhouden en na 20 jaar te verwijderen, wordt door een windturbine in 6 tot 12 maanden (afhankelijk van ondermeer de windsnelheid) uit de wind teruggewonnen. Per saldo draagt windenergie dus significant bij aan het realiseren van een reductie van de kooldioxide-emissies.

Met de goedkeuring van de 'Beleidsregels inzake toepassing Wet beheer rijkswaterstaatswerken op installaties in de Exclusieve Economische Zone (EEZ)', die op 31 december 2004 van kracht werden (hierna kortweg aangeduid als de Beleidsregels), is in Nederland een belangrijke stap genomen om nu ook voortvarend de

realisatie van de Nederlandse doelstelling mogelijk te maken om 6.000 MW windenergie op zee te realiseren.

1.2 Wbr-vergunning

Met het besluit over de beleidsregels in 2004 is het eerdere moratorium op vergunningverlening voor windturbines op zee opgeheven. De beleidsregels geven aan hoe en onder welke voorwaarden een Wbr-vergunning voor windturbineparken op zee kan worden verkregen. De onderhavige vergunningaanvraag omvat in dat kader: de turbines, de aanlandingskabel(s) en andere onderdelen, waaronder een tweetal transformatorstations. De vergunning heeft betrekking op het windpark én het kabeltracé binnen de EEZ als ook op het kabeltracé binnen de Nederlandse territoriale wateren, binnen de 12-mijlszone. Voor realisering van het kabeltracé op land zijn milieu- en aanlegvergunningen van provincie en gemeente(n) noodzakelijk. Bovendien zal voor het tracé op land wellicht een bestemmingsplanwijziging moeten worden doorgevoerd. Omdat de oprichting van installaties in de EEZ significante gevolgen kan hebben voor het milieu, is in de Beleidsregels vastgelegd dat de vergunningaanvraag gepaard dient te gaan met een milieueffectrapport (MER). De MER is als bijlage bij deze vergunningaanvraag opgenomen.

1.3 Stand der techniek

De technische ontwikkelingen in relatie tot windenergieopwekking gaan onder invloed van de aanleg van meerdere windturbineparken snel. In onderhavige vergunningaanvraag is uitgegaan van windturbines met een vermogen van 6 MW. Het zijn turbines die momenteel nog een vermogen hebben van 5 MW die zich reeds hebben bewezen en gecertificeerd zijn. Deze turbines zullen binnen afzienbare termijn worden opgeschaald naar 6 MW en zijn qua rotordiameter en ashoogte identiek aan de 5 MW turbine. Deze turbine zal binnen beperkte termijn gecertificeerd zijn.

1.4 Airtricity

Airtricity, als onderdeel van Scottish and Southern Energy (SSE), beschikt over waardevolle ervaring op het gebied van on- en offshore windenergie. Zij ontwikkelt windparken, financiert deze en is eigenaar. Airtricity is betrokken bij offshore windparken in Ierland (Arklow Bank) en Engeland (Greater Gabbard) en bij onshore windparken in Ierland, Noord-Ierland, Engeland, Schotland en de Verenigde Staten. Met deze ervaring zien zij als initiatiefnemer mogelijkheden om in het Nederlandse deel van de Exclusieve Economische Zone een serieuze bijdrage te leveren aan de realisatie van de Nederlandse doelstelling. Eén van de eerste stappen voor een dergelijke bijdrage is het indienen van een Wbr-aanvraag voor windpark "Den Helder I".

1.5 Planning

Indien de MER-tender wordt geactiveerd op het moment dat de Wbr-beschikking is verleend zal het windpark binnen twee à drie bouwseizoenen na het verkrijgen van deze Wbr-beschikking worden aangelegd. Na afloop van de gebruiksperiode (20 jaar) zullen de turbines en de funderingen onder de zeebodem tot een diepte volgens de op dat moment geldende normen worden verwijderd, tenzij de turbines kunnen worden vervangen door nieuwere turbines (re-powering).

1.6 Tenaamstelling

Naam aanvrager: Airtricity
 Contactpersoon: De heer Arno Verbeek
 Functie: Dutch Offshore Manager
 Adres: Airtricity House
 Block B, Ravenscourt Office Park
 Postcode en plaats: Sandyford
 DUBLIN 18
 Ireland

1.7 Leeswijzer

De vergunningaanvraag in het kader van de Wet beheer rijkswaterstaatswerken die voorligt, is opgebouwd aan de hand van de vereisten die in Artikel 4 van de 'Beleidsregels inzake toepassing Wet beheer rijkswaterstaatswerken op installaties in de exclusieve economische zone' staan beschreven. In tabel 1.1 staan de verschillende vereisten opgesomd met daarachter de informatie waar de vereisten zijn te vinden. Aangegeven wordt of het in het MER of in deze aanvraag is terug te vinden en waar in beide documenten.

Tabel 1.1: Verwijzingen vereisten Wbr vergunningaanvraag

Artikel	Vereisten Wbr Vergunningaanvraag	In MER of aanvraag?	Waar?
4.1.a	De door middel van coördinaten aangegeven beoogde buitengrens van de installatie.	aanvraag	Hoofdstuk 2
4.1.b	De aard en ontwerp van de installatie	aanvraag	Hoofdstuk 2
4.1.c	Gegevens over nut en noodzaak van de installatie in de exclusieve economische zone	MER	Deel A, hoofdstuk 2
4.1.d	Gegevens over de gevolgen voor rechtmatig gebruik van de zee door derden	MER	Deel B, hoofdstuk 8
4.1.e	Gegevens over de gevolgen voor het milieu	MER	Deel B
4.1.f	Een oprichtings- en constructieplan	aanvraag	Hoofdstuk 3
4.1.g	Een onderhoudsplan	aanvraag	Hoofdstuk 4
4.1.h	Een veiligheidsplan	MER	Deel B, Hoofdstuk 6 en 9 over scheepvaartveiligheid
4.1.i	Een verlichtingsplan	aanvraag	Hoofdstuk 5
4.1.j	Een calamiteitenplan	aanvraag	Hoofdstuk 6
4.1.k	De beoogde gebruiksduur	aanvraag	Hoofdstuk 1
4.1.l	Een verwijderingsplan	aanvraag	Hoofdstuk 7

Uit bovenstaande tabel blijkt dat een aantal vereisten voor de vergunningaanvraag zijn terug te vinden in het MER. Voor de betreffende vereisten wordt dan ook verwezen naar dit MER, dat in bijlage 1 is opgenomen. Deze vergunningaanvraag behelst die onderdelen die nog niet door dit MER zijn behandeld.

In hoofdstuk 2 van deze aanvraag komen de aard en het ontwerp van de installatie aan bod. Hierin staan onder andere de coördinaten aangegeven van de beoogde

buitengrens van de installatie. In hoofdstuk 3 is het oprichtings- en constructieplan te vinden. Hoofdstuk 4, 5, 6 en 7 behelzen respectievelijk het onderhoudsplan, verlichtingsplan, calamiteitenplan en verwijderingsplan. De beoogde gebruiksduur is in dit hoofdstuk reeds aan de orde geweest.

2 AARD EN ONTWERP

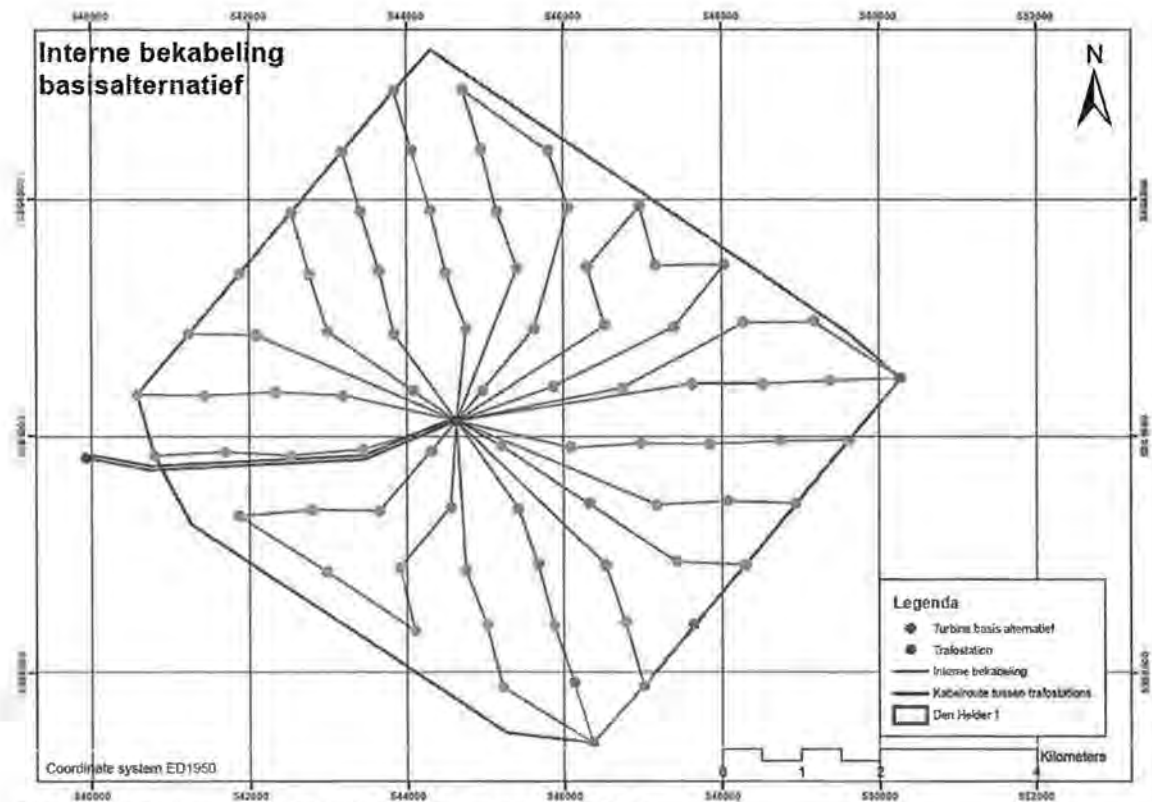
2.1 Algemeen

Windpark "Den Helder I" zal worden gebouwd op een locatie, op 63 tot 72 kilometer uit de kust, ter hoogte van Den Helder. Het park van circa 48 km² zal, uitgaande van een 6 MW turbine, een permanent geïnstalleerd vermogen hebben van circa 468 MW. De keuze voor deze locatie is onder andere gebaseerd op de hoeveelheid beschikbare ruimte op deze plek van de EEZ. Op deze locatie worden op dit moment namelijk geen claims gelegd door andere 'rechtmatige gebruikers' van de Noordzee. De locatie is dan ook als 'geschikt' aangegeven volgens kaartmateriaal van Directie Noordzee. Windpark "Den Helder I" zal in principe worden uitgevoerd met turbines met een vermogen van 6 MW. De turbines zullen binnen afzienbare tijd voor toepassing voor offshore gebruik zijn gecertificeerd. Voor transport van de opgewekte elektriciteit naar een aansluitpunt op het landelijke elektriciteitsnet, zullen kabels tussen de turbines en de twee transformatorstations, en van één van de transformatorstations naar een aanlandingspunt op de kust bij Beverwijk/ Velsen worden aangelegd.

Het windpark, inclusief de veiligheidszone van 500 meter rondom het windpark, zal gesloten worden voor alle scheepvaart, visserij en recreatievaart inbegrepen. Dit geldt niet voor vaartuigen bestemd voor onderhoud van het windpark en schepen van de overheid of schepen die varen in opdracht van de overheid, zoals Safety and Rescue (SAR) vaartuigen. Het windpark zal binnen twee à drie bouwseizoenen na verkrijgen van de definitieve Wbr-beschikking worden aangelegd binnen voornoemd gebied. Na afloop van de gebruiksperiode (20 jaar) zullen de turbines en de funderingen onder de zeebodem tot een diepte volgens de op dat moment geldende normen worden verwijderd. Indien de turbines kunnen worden vervangen door nieuwere, dan is de genoemde verwijdering niet van toepassing. De kabels zullen waarschijnlijk niet worden verwijderd.

2.2 Layout

De layout van het park ziet er uit zoals in figuur 2.1 staat aangegeven. De turbines staan in rijen opgesteld, met in de rijen die van zuidwest naar noordoost lopen een onderlinge turbine afstand van ongeveer 8 x de rotordiameter = 1000 m. Tussen de rijen wordt een afstand bewaard van ongeveer 6 x de rotordiameter = 780 m. Het gaat in totaal om 78 turbines en twee transformatorstations, één in het windpark en één aan de rand. Om het park wordt een veiligheidszone ingesteld van 500 meter, waarin een vaarverbod geldt dat ook van kracht is in het windpark zelf.



Figuur 2.1: De layout van het windturbinepark Den Helder I

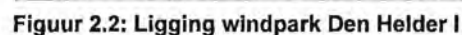
2.3

Ligging

In tabel 1 in bijlage 5 zijn de coördinaten van de hoekpunten van het windpark weergegeven in het ED50 stelsel (Europese datum 1950), in UTM projectie zone 31 en in het WGS84 stelsel (World Geodetic System 1984), UTM projectie zone 31. Deze begrenzing is exclusief de veiligheidszone van 500 meter.

In bijlage 5 worden respectievelijk de coördinaten gegeven van de aparte turbines van 6 MW en van de twee transformatorstations.

In figuur 2.2 is de ligging aangegeven van het windpark Den Helder I.



Verskillende factoren bepalen de keuze van het windturbinetype: de aanschafkosten, het feit of het type is gecertificeerd of niet, de beschikbaarheid, de maximale windsnelheid, de gemiddelde windsnelheid en de locatiespecifieke turbulentie intensiteit. Op basis van de locatiespecifieke omstandigheden op Den Helder I is vooralsnog gekozen voor het turbinetype in figuur 2.3. De verwachting is dat deze turbine binnen afzienbare tijd een vermogen heeft van 6 megawatt in plaats van 5 megawatt.

De 5M turbine van REpower Systems AG



5-6 MW windturbine

De 5 MW windturbine is in 2004 ontwikkeld door REpower Systems AG specifiek voor offshore windparken (al is ook een onshore variant beschikbaar). Sinds december 2006 is de turbine in productie genomen nadat eerder dat jaar in de Schotse Noordzee (in Moray Firth, 25 km voor de Oostkust van Schotland in water van meer dan 40 meter diepte) de turbines in het demonstratieproject 'Beatrice' hun geschiktheid offshore bewezen hebben (zie foto). Inmiddels zijn ook voor een Belgisch en Duits windpark turbines in productie genomen, respectievelijk geplaatst. De

verwachting is dat deze 5 megawatt turbine binnen afzienbare tijd een vermogen heeft van 6 megawatt.

Technische gegevens

Vermogen:	6 MW	Totale hoogte:	circa 160 meter
Ashoogte:	circa 90-100 meter.	Rotaties per minuut:	6,9 – 12,1
Rotordiameter:	126 meter	Swept area:	12.469 m ²
Bedrijfswind snelheid	3,5 – 30 m/s		

Figuur 2.3: Gegevens turbine REpower Systems AG

2.4.1 Basis-ontwerp

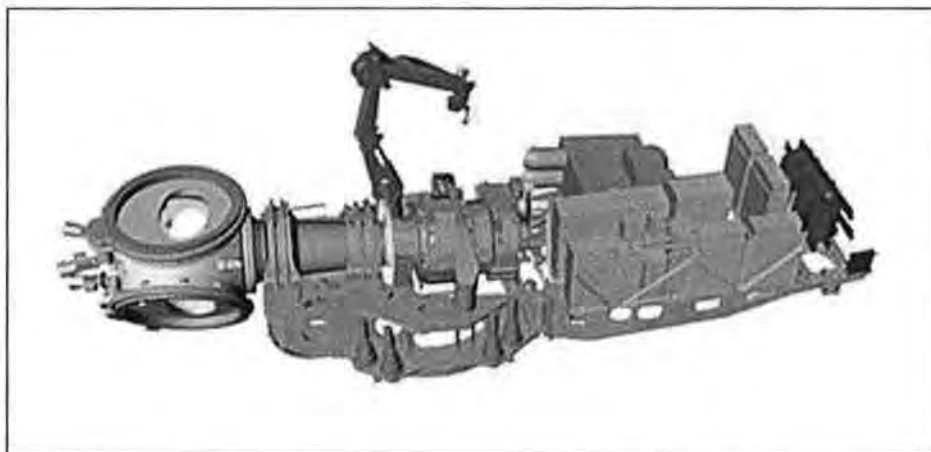
De REpower 6 megawatt windturbines leveren stroom bij windsnelheden tussen 3,5 – 30 m/s, bij 13 m/s en meer levert de turbine naar verwachting in de toekomst 6 megawatt vermogen. Boven 30 m/s wordt de turbine uitgeschakeld door remmen en het verdraaien van de rotorbladen, om schade aan de turbine te voorkomen.

De windturbine betreft een installatie met 3-bladen en een horizontale as en een rotordiameter van 126 meter. De naafhoogte is afhankelijk van locatiespecifieke omstandigheden als gemiddelde wind, windschering, waterdiepte, golfhoogte en getijde en zal circa 90-100 meter bedragen. De windturbine is uitgerust met een actief systeem dat oriëntatie ten opzichte van de windrichting regelt en de turbine juist ten opzichte van de windrichting vasthoudt.

De toepassing van actieve toerentalregeling van de rotorbladen door middel van het variëren van de stand van de bladen (variabele hoek) en elektromagnetische remmen is het mogelijk de windturbine te bedienen bij variabele snelheden.

Aandrijfwerk, versnellingskast, koppeling en generator zijn samen met alle overige benodigde onderdelen geheel geïntegreerd in de gondel. Belangrijke onderdelen zijn speciaal voor offshore toepassing redundant uitgevoerd zodat de bedrijfszekerheid zo groot mogelijk is. Eveneens met het oog op de offshore toepassing zijn een service kraan, helikopter-abseilplatform, noodruimte in de mast en toegangssysteem voor schepen aangebracht.

Het binnenwerk van de motorgondel wordt getoond in figuur 2.4. De belangrijkste onderdelen worden in paragraaf 2.4.2 getoond.

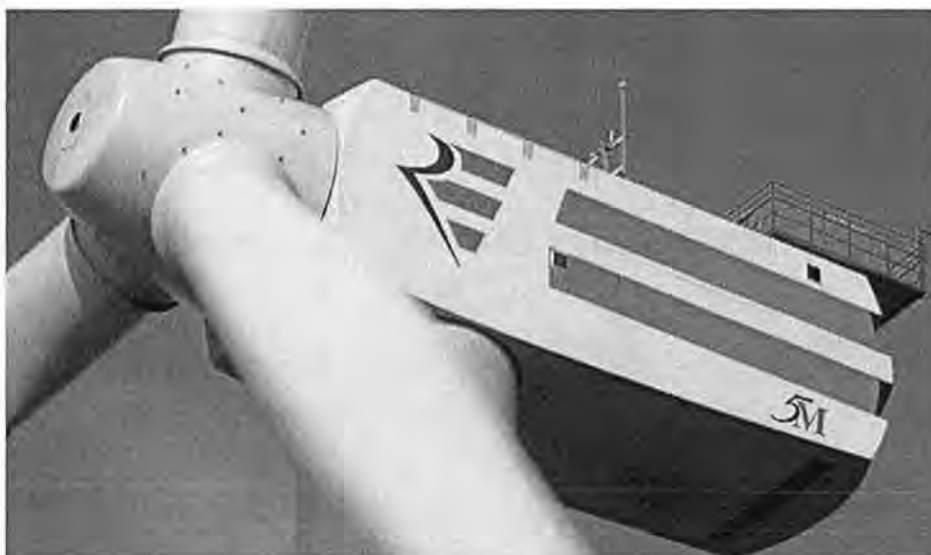


Figuur 2.4: Het binnenwerk van de motorgondel (REpower Systems AG, 2007)

2.4.2

Belangrijkste onderdelen

De motorgondel, waarin alle onderdelen zich bevinden met uitzondering van de rotorbladen en de bladdragende constructie, is 6x6x18 meter groot, vergelijkbaar met de omvang van een woonhuis.



Figuur 2.5: De motorgondel van de 5M van REpower (REpower Systems AG, 2007). De turbine zal naar verwachting een vermogen krijgen van 6 megawatt.

Rotor en bladen

De rotor van de REpower 6 megawatt turbine bestaat uit drie rotorbladen van elk 61,5 meter lang die zijn geplaatst via een bladdragende constructie aan een naaf gemaakt van gegoten en vervormbaar materiaal. In bedrijf omvat de rotor een oppervlakte van 12.469 m² (ongeveer twee voetbalvelden). De bladen die ongeveer 18 ton per stuk wegen, zijn vervaardigd van glasvezel en carbon.

Alle componenten in de naaf zoals de elektrische individuele bladverstelling zijn door een gesloten fiberglas composiet behuizing ('spinner') afgeschermd van invloeden van buitenaf.

Aandrijving en regelsysteem

De aandrijvingstrein is gebaseerd op een 'planetary/spur wheel gearbox' en een snellopende dubbel gevoede asynchrone generator. De aandrijfagers worden met behulp van een gesloten smeersysteem met filter direct van een smeermiddel voorzien. De lagers en versnelling zijn zo vervaardigd dat zij een hoge efficiency koppelen aan een lage geluidsproductie. Een geïntegreerde olie- en vetopvangvoorziening voorkomt het buiten de machinekamer kunnen treden van smeermiddelen.

Verder beschikt de 6 megawatt turbine over een gegoten holle rotorstang die tot een gewichtsvermindering leidt, en tweevoudig gelagerd is om de optredende krachten in de schakelkast te verminderen. De turbine is uitgerust met een toerentalvariabele generator-omvormingssysteem en een elektrisch bladpositioneersysteem. Omvormer en transformator zijn in het machinehuis in de gondel opgenomen.

Het actieve regelsysteem waarmee de turbine is uitgerust, regelt met behulp van een aantal aandrijfmotoren de oriëntatie ten opzichte van de windrichting en houdt met hydraulische remstangen de turbine vast in de juiste positie. Bovendien is de aandrijving uitgerust met een elektromagnetisch schijvenremsysteem.

De prestaties van de 6 megawatt turbine worden met microprocessoren gestuurd die via glasvezelkabel met sensoren verbonden zijn. Zodoende wordt een hoge overdrachtsnelheid en bescherming tegen stoorspanningen bijvoorbeeld door blikseminslag, bereikt. Bovendien is een bliksemafleidingsysteem aangebracht. Eventueel optredende brand wordt gedetecteerd met behulp van CO- en rooksensoren gedetecteerd, en vervolgens automatisch gedoofd door een blussysteem met hoge druk damp en inert gas. De turbine beschikt over een UPS-systeem (uninterruptible power supply) dat bedrijfszekerheid en veiligheid (onder meer permanente verlichting) waarborgt.

Monitoringsysteem

Het monitoringsysteem herkend vroegtijdig falen en geeft tijdens de volautomatische werking informatie over de toestand van de hoofdcomponenten. Hierop kan het onderhoud afgestemd worden. De turbine is ook voor wat betreft het onderhoud voor offshore toepassing ontworpen. Belangrijke onderdelen zijn redundant uitgevoerd en voorzieningen zijn aangebracht zoals een service kraan, helikopter-abseilplatform, noodruimte in de mast en toegangssysteem voor schepen. Ook de extra aandacht voor corrosiebescherming is in dit kader van belang. De droge giethars transformatoren zijn volledig ingekapseld en voorzien van lucht-luchtwarmtewisselaars. Door koeling worden deze op de optimale bedrijfstemperatuur gehouden, onafhankelijk van de buitentemperatuur. Aandacht is besteed aan gewichtsvermindering en vermindering van het brandgevaar.

Waarschuwingslichten -en markeringen

Naast aeronautische lampen zijn ook lampen benodigd als waarschuwing voor de scheepvaart. Voor de specifiek gebruikte lampen, markeringen en het verlichtingsplan wordt verwezen naar hoofdstuk 5 "verlichtingsplan".

Elektrisch systeem

Voor de uitgangsspanning kan gekozen worden tussen 20 en 33 kV. Deze uitgangsspanning van de turbine wordt getransformeerd door twee transformatorstations naar een geschikte spanning voor het transport naar land, waarover in paragraaf 2.6 meer.

Voor het offshore gebruik van de windturbines is onderhoudsgemak en beschikbaarheid van de turbine uiterst belangrijk. Daarom bevinden alle elektrische componenten zich in de behuizing van de motorgondel.

Windturbine offshore generator data zijn:

Geschat vermogen	6.000	KW
Aantal polen	6	
Snelheid	670-1170	Rotaties per minuut
Geschatte stator voltage	950	Volt
Geschatte rotor voltage	660	Volt
Gridspanning	50	Hz

Meer informatie is beschikbaar bij de fabrikant van de turbine, te weten Repower (www.repower.de).

2.5 Fundaties

2.5.1 Geotechnische gegevens

Ten aanzien van de geotechnische gegevens worden onderstaand de volgende onderdelen besproken:

- waterdiepte;
- getijden en getijdenstroming;
- golfslag;
- geologie zeebed;
- morfologie zeebed;
- obstakels zeebed.

Waterdiepte

De waterdiepte op de locatie Den Helder I is gemiddeld 23 meter onder LLWS (Low lowwater system). LLWS is het gemiddelde niveau tot waar het water wegzakt bij het laagste springtijlaagwater iedere maand. Het wordt aangegeven t.o.v. het NAP (Normaal Amsterdams Peil).

Getijden en getijdenstroming

De getijdenniveaus worden verkregen door berekeningen met het zogenaamde ZUNOWAQ model van Rijkswaterstaat. Gedurende een representatief getijde is de volgende getijdenstroming en waterhoogte berekend voor Den Helder I. Het gemiddelde hoogwatergetij is 0.75 meter boven NAP, het gemiddelde laagwatergetij -0.84 meter beneden NAP en de maximale getijdenstroming is 0.76 meter per seconde.

Golfslag

Op basis van berekeningen en metingen kan worden achterhaald hoe hoog de golfslag is op bepaalde locaties in de Noordzee (zie voor meer details Svasek, 2005). Op twee locaties worden sinds 1997 gegevens verzameld over golfhoogtes. Het betreft een locatie bij Hoek van Holland (52 graden noorderbreedte en 3.75 graden oosterlengte) en een locatie iets ten noorden bij Schiermonnikoog (54 graden noorderbreedte en 6.25 graden oosterlengte). De gemiddelde significante golfhoogte bij Hoek van Holland is 1.06 meter en bij Schiermonnikoog 1.47 meter. Wat betreft de extreme golfslag (eens per 50 jaar) kunnen gegevens worden berekend en worden vertaald naar de locatie Den Helder I. De extreme hoogwatergolf die gemiddeld eens per 50 jaar voorkomt is 7,8 meter (Svasek, 2005).

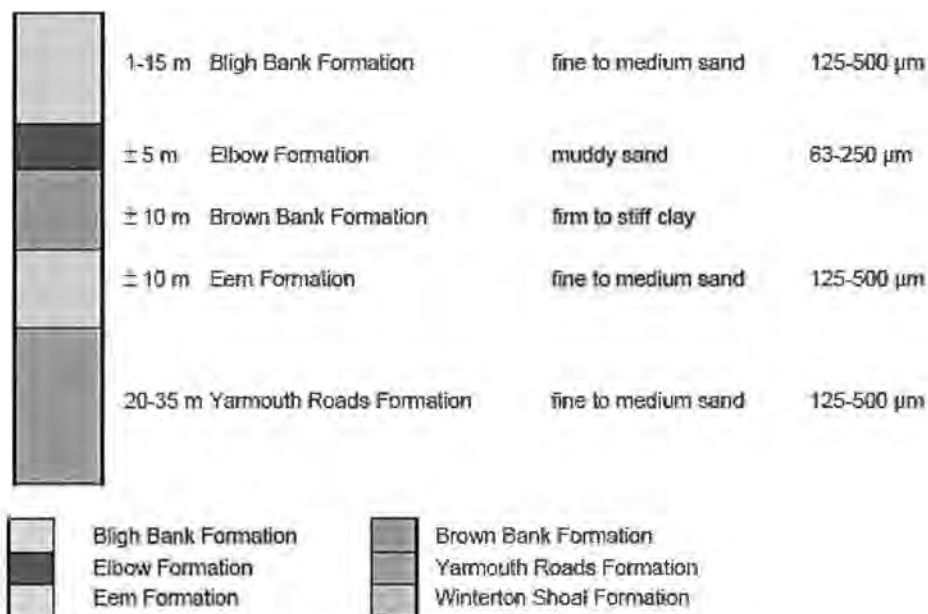
Geologie zeebed

Gebaseerd op informatie van de Nederlandse Rijks Geologische dienst en het Brits Geologisch Onderzoek wordt de geologie van het zeebed verdeeld in Holocene toplagen en Pleistocene diepere lagen.

De Holocene top laag op de Den Helder I locatie is 5 tot 20 meter dik. Deze laag bestaat uit de 'Bligh Bank Formatie' en de daaronder liggende 'Elbow Formatie' met een gezamenlijke dikte van ongeveer 20 meter. De 'Bligh Bank Formatie' bestaat uit marien schoon geelbruin zand met een middelgrote of fijn tot middelgrote korrelgrootte. De 'Elbow Formatie' bestaat uit blauwgrijs modderig zand met klei met fijne tot zeer fijne korrelgrootte.

Onder de Holocene toplagen bevinden zich de diepere Pleistocene lagen. De belangrijkste Pleistocene lagen in de bovenste 60 meter van de zeebodem van de Noordzee bestaan uit de 'Eem Formatie', de 'Brown Bank Formatie' en de 'Twente Formatie'. Onder deze formaties kunnen zich de 'Yarmouth Roads Formatie' en daaronder weer de 'Winterton Shoal Formatie' bevinden. De 'Eem Formatie' is tot 30 meter dik en bestaat uit strandzand, (inter tidal and shallow sands) getijdezand en ondiep marien zand met een fijne tot middelgrote korrelgrootte met dunne lagen en tussenlagen van klei. De 'Brown Bank Formatie' is gemiddeld 5 tot 10 meter dik en bestaat uit brakmarien, grijsbruin modderige klei met dunne tussenlagen van zand. De 'Twente Formatie' is vaak minder dan een meter dik en bestaat uit fijn zand. De hoofdzakelijk fluviatiele sedimenten van de 'Yarmouth Roads Formatie' hebben een maximale dikte van 200 meter van kalkloos fijn tot middelfijn zand met verschillende kleilagen. De 'Winterton Shoal Formatie' heeft een maximale dikte van 130 meter en bestaat uit fijn tot middelfijn zand met kleine kleilagen.

Op de locatie Den Helder I komt de 'Eem Formatie' voor met een dikte van ongeveer 10 meter, met een laag 'Brown Bank Formatie' (ongeveer 10 meter dik) en de 'Yarmouth Roads Formatie' met een dikte van 20 tot 35 meter. De 'Winterton Shoal Formatie' en de 'Twente Formatie' komen niet in Den Helder I voor. Figuur 2.6 geeft de opbouw van de bodem van Den Helder I weer.



Figuur 2.6: Opbouw van de bodem van Den Helder I (Svasek 2005)

Morfologie zeebed

Op de zeebodem van de Noordzee komen zandrimpels, mega zandrimpels en zandduinen voor die worden gevormd door waterstromen. Daar zandrimpels en ook mega zandrimpels geen significante invloed hebben op fundaties en kabelroutes worden deze zandvormen nu buiten beschouwing gelaten. Voor gegevens over hoogte en lengte van zandvormen wordt verwezen naar tabel 2.1.

Tabel 2.1: Hoogte en lengte zandvormen op de bodem van de Noordzee

Zandvormen	Hoogte in meters	Lengte in meters
Zandrimpel	< 0,06	< 1
Mega rimpel	0,06 tot 2	1 tot 20
Zandduin	1 tot 7	20 tot 500

Op de locatie Den Helder I komen zandduinen voor met een maximale hoogte van 3 tot 4 meter. Recent onderzoek in een gebied ten westen van de Haringvlietsluizen geeft aan dat duinen zich 3 tot 4 meter per jaar kunnen verplaatsen. Er dient terdege rekening gehouden te worden met deze duinen bij de aanleg van het windpark. Zo kunnen wellicht kabels bloot komen te liggen door duinverplaatsing als de kabels door een gebied lopen waar zandduinen voorkomen.

Obstakels zeebed

Voor een windpark zou de zeebodem op de Noordzee idealiter geheel vlak moeten zijn. Zoals uit het vorige blijkt is dit in de praktijk allerminst het geval. Hierbij komt nog het gegeven dat zich ook obstakels op de zeebodem bevinden, zoals scheepswrakken. Ook met deze obstakels dient rekening gehouden te worden. Van de locatie Den Helder I is niet bekend of er scheepswrakken voorkomen. Voordat met het installeren van fundatiepalen wordt gestart, zal een geotechnisch en geofysisch bodemonderzoek plaatsvinden. Uit een dergelijk onderzoek blijkt of er obstakels aanwezig zijn en hoe de bodem is opgebouwd. Aan de hand van de gegevens uit een dergelijk onderzoek kan dan ingeschat worden of en op welke wijze gestart kan worden met de installatie. Indien een scheepswrak op de zeebodem ligt, waar een turbine is geprojecteerd, dan zal deze turbine naar aanleiding van het bodemonderzoek op een andere plaats worden geïnstalleerd. In dit kader dienen ook explosieven op de zeebodem te worden vermeld. Voordat met de daadwerkelijke installatie van fundaties wordt begonnen, zal ook onderzoek gedaan worden naar eventuele explosieven. Eventueel aanwezige explosieven zullen worden opgeruimd volgens de geldende regels.

2.5.2 Schetsontwerp

Drie typen fundaties worden hier besproken: monopile, gravity bases en jacket. De uiteindelijk te installeren fundatie wordt gekozen op basis van het geotechnische onderzoek dat ter plekke zal worden uitgevoerd, nadat de Wbr-vergunning is verkregen. De monopile is reeds de meest gebruikte fundatie in verband met de waterdiepte. Voor de geïnteresseerde lezer is in bijlage 2 een Engelstalig rapport bijgevoegd, waarin uitgebreider op het schetsontwerp wordt ingegaan. De hoofdlijnen van dit rapport worden hieronder weergegeven.

Monopile

Dit fundatietype is over het algemeen geschikt voor ondiep water tot middelgrote waterdiepten. Het bestaat uit één enkele stalen paal die met een hydraulische hamer in de grond wordt gedreven (zie figuur 2.7). De dikte en de diameter van de paal zullen in het algemeen toenemen met de waterdiepte waarin deze geplaatst wordt. Hierbij kan bij relatief grotere waterdiepten de paal dusdanig lang en zwaar worden dat deze moeilijk door beschikbare bouwinstallaties kunnen worden geïnstalleerd. Dit geldt voor waterdiepten groter dan 25 - 30 meter. De fundatie van de monopile is niet bijzonder gevoelig voor erosie of mobiliteit van het zeebed.



Figuur 2.7: Monopile: fundatie en turbine (RAMBØLL, 2008)

Bij een monopile is ook een transitiestuk nodig die tussen de monopile en de turbinetoren wordt geplaatst. Dit transitiestuk dient meerdere doelen. Het corrigeert de verticale afwijking van de fundatie, het standaardiseert de hoogte van de gehele turbine en het draagt het platform, J-tubes, toegangsladder en kathodisch beschermings-systeem ter voorkoming van roestvorming.

In tabel 2.2 is een overzicht te vinden van gegevens betreffende de monopile.

Tabel 2.2: Monopile: fundatie en turbine (RAMBØLL, 2008)¹

Buiten diameter paal / maximale dikte (in bodem)	7200 mm / 80 mm
Buiten diameter paal / maximale dikte (boven bodem)	7200 mm / 75 mm
Gewicht van de paal	629 t
Paalindringing	34 m

¹ Ramboll heeft voor de locatie Den Helder de afmetingen van de diameter van de fundaties bepaald en heeft deze ruim ingeschaald. Verwacht wordt dat de diameter van de monopilefundatie in de praktijk ongeveer 6 meter bedraagt

Buiten diameter transitiestuk top/midden/onderkant	5500 mm / 6500 mm / 7500 mm
Lengte transitiestuk / max dikte	38.7 m / 75 mm
Gewicht transitiestuk	475 t

Gravity bases

Dit fundatietype is geschikt voor plaatsen met een stabiel zeebed en vaste grondmaterialen. De fundatie heeft een basis van beton of van een staalconstructie die met stenen, zand of water wordt gevuld (zie figuur 2.8). Voorafgaand aan de plaatsing van de basis op de zeebodem kan een laag van rotsen/stenen worden aangebracht, waarop deze basis geplaatst wordt. Waar de waterdiepte of de geologie monopiles ongeschikt maken, zijn "gravity based" fundaties een goed alternatief.



Figuur 2.8: Gravity bases (RAMBØLL, 2008)

In tabel 2.3 zijn de geometrische gegevens weergegeven.

Tabel 2.3: Geometrische gegevens gravity bases (RAMBØLL, 2008)

Bodemplaat OD	Bodemplaat hoogte	Schacht OD	Kegel hoogte / bodembreedte
38 m	1 m	6000 mm	20 m / 20 m
Concreet volume	Concrete massa	Zandvolume	Zandmassa
1789 m ³	4384 ton	3532 m ³	6712 ton

Jacket

Dit fundatietype bestaat enerzijds uit een stalen jacket waarop de toren wordt vastgemaakt en anderzijds uit vier fundatiepalen die dit stalen jacket dragen. Dit type fundatie is vooral geschikt voor diep water. De toren wordt gedragen door het jacket dat bevestigd is aan in totaal vier fundatiepalen (zie figuur 2.9).



Figuur 2.9: Jacket (RAMBØLL, 2008)

De geometrische gegevens betreffende het jacket staan in tabel 2.4.

Tabel 2.4: Geometrische gegevens jacket (RAMBØLL, 2008)

Breedte basis		Paaldiameter	Paalindringing	Gewicht (excl. palen)	Gewicht palen (totaal)
Bodem	Top				
16 m	7 m	80"	38 m	332 ton	490 ton

2.6 Transformatorstation

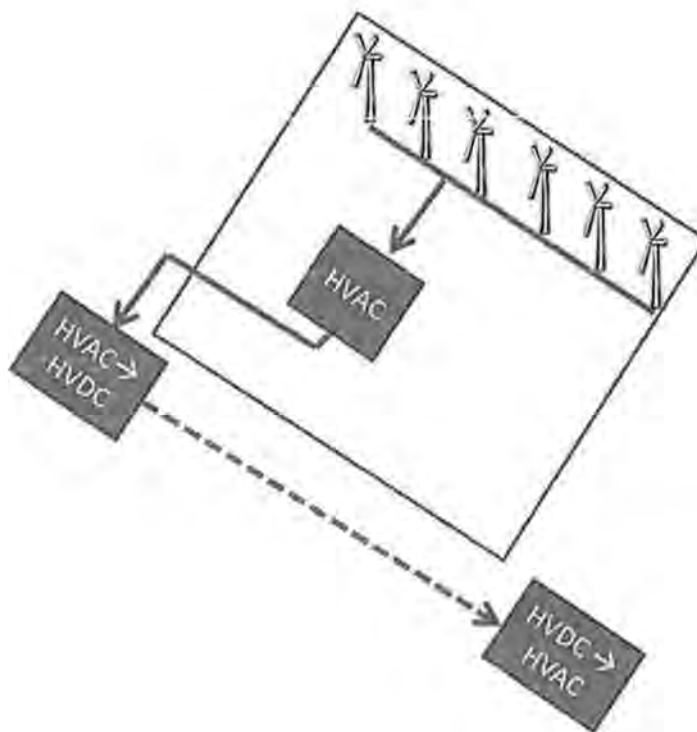
Uitgangspunt van deze Wbr-vergunningaanvraag is dat windpark Den Helder I onderdeel uitmaakt of zal uitmaken van een groter geheel van windparken. Dat is de reden dat gekozen is voor onderstaand systeem, waarbij gebruik gemaakt wordt van gelijkstroom.

In het voorgenomen initiatief staat één transformatorstation dat het relatief lage voltage van de kabels van de turbines (33 kV) transformeert naar een hoger voltage (150 kV). De twee kabels vanuit dit transformatorstation lopen richting een hoofdtransformatorstation buiten het park dat het vermogen transformeert van wisselstroom (AC) naar gelijkstroom (DC). Met een tweetal kabels wordt de energie naar land getransporteerd via een HVDC connectie (High Voltage Direct Current), waar weer een transformatorstation het vermogen van gelijkstroom (DC) naar wisselstroom (AC) transformeert, zodat het aan het elektriciteitsnetwerk in Nederland gekoppeld kan

worden. In figuur 2.10 is een indicatieve opstelling van de transformatorstations weergegeven.

Transformatie van de opgewekte elektriciteit is nodig, omdat het voltageniveau van de elektrische infrastructuur tussen de turbines te laag is om op een efficiënte en rendabele manier op land te kunnen worden aangesloten. Het transformatorstation in het park transformeert het voltageniveau, zodat wel op een rendabele en efficiënte manier het vasteland kan worden bereikt. Vervolgens wordt, eveneens voor een rendabele en efficiënte manier, de wisselstroom getransformeerd naar gelijkstroom, waarna op land weer terug getransformeerd wordt naar wisselstroom.

De uiteindelijke keuze voor de elektrische infrastructuur is ingegeven door onder meer de wens om in het gebied van Den Helder I meer windenergie te ontwikkelen (zie Ontwerp Waterplan) en de wens van Airtricity om een interconnectie te realiseren en windparken te koppelen (zie ook het TEN-E project in paragraaf 1.3 van deel A van het MER).



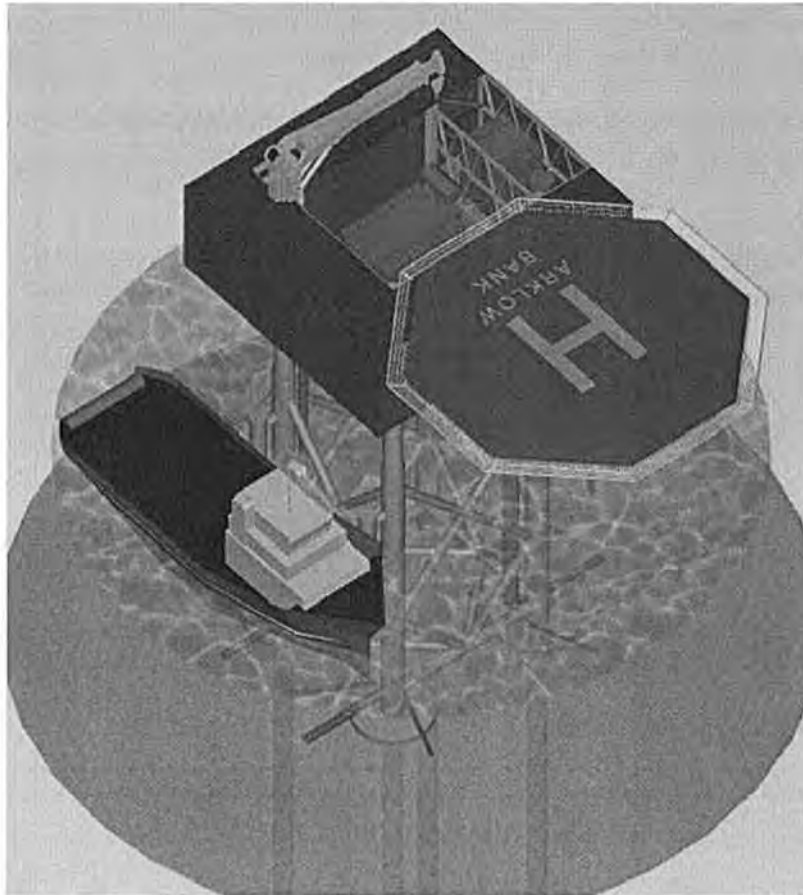
Figuur 2.10: Indicatieve weergave transformatorstations

In paragraaf 2.7 wordt verder ingegaan op de elektrische infrastructuur, waarbij wordt aangegeven dat Den Helder I wellicht gebruik kan maken van gezamenlijke infrastructuur van mogelijk andere windparken die in de buurt zijn gesitueerd.

Transformatorstation 33 kV → 150 kV

Het transformatorstation in het park bestaat kortweg uit twee gedeelten: een bovenbouw bestaande uit een stalen gesloten constructie, waarin de transformator, schakelapparatuur en beveiligingsapparatuur is ondergebracht en een

ondersteuningsconstructie of jacket. De bovenbouw wordt boven op het jacket gemonteerd.



Figuur 2.11: Transformatorstation (ontwerp voor het windpark Arklow Bank (Rambøll, 2002))



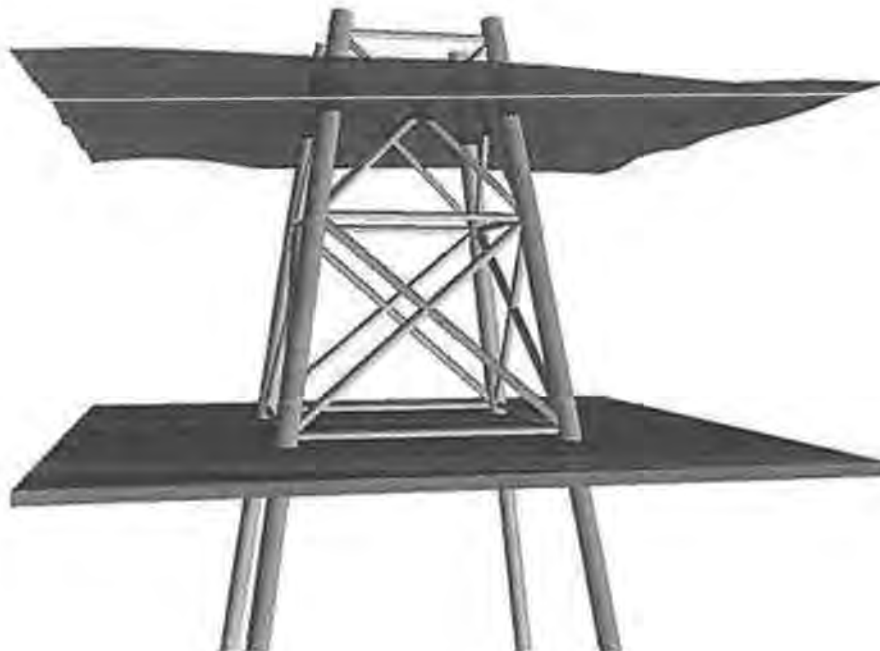
Figuur 2.12: Transformer Station, Horns Rev

Jacket

Het jacket of de ondersteuningsconstructie draagt het eigenlijke transformatorstation ongeveer 15 meter boven HAT-niveau, zodat zeewater geen schade kan veroorzaken aan de aanwezige apparatuur. Het jacket wordt vastgezet op de zeebodem door palen op de hoekpunten van het jacket de bodem in te heien.

De volgende onderdelen worden ter hoogte van het jacket bevestigd:

- kokers waarin zich 4 J-tubes bevinden voor energiekabels die naar de generator lopen;
- 1 J-tube voor energiekabels die naar de kust lopen;
- 2 verticale aanlandingspunten voor onderhoudsboten van 250 ton aan één kant van het station;
- 1 hangende trap voor toegang tot de onderhoudsboot;
- 1 gekooide ladder naar zee;
- anoden voor corrosiebescherming.



Figuur 2.13: Transformer Support Structure Concept

Het jacket weegt 730 ton, de vier fundatiepalen samen 600 ton.

Bovenbouw

De bovenbouw heeft de volgende afmetingen: 20 meter (lengte) x 20 meter (breedte) x 15 meter (hoogte). De bovenbouw weegt ongeveer 600 ton en wordt uitgerust met de volgende onderdelen:

- een transformator;
- een reactor;
- Distributie panelen;
- een lokale transformator;

- een High Voltage GIS (Gas Insulated Switch);
- een communicatie relaispaneel;
- elektrisch paneel;
- een schakelaar;
- een magazijn;
- een werkplaats;
- een kleine accommodatie (met slaapvoorziening en overlevingspakket);
- een dieselgenerator;
- een dieseltank;
- een olieseparator;
- 2 reddingsboten;
- een MOB (Man Over Board) boot;
- een hijskraan;
- een helikopterplatform met een diameter van 21 meter.

Het voorontwerp van het transformatorstation is in bijlage 6 te vinden.

Transformatorstation AC → DC

Bovenstaande gegevens hebben betrekking op het transformatorstation binnen het park dat het voltage transformeert van 33 kV naar 150 kV wisselstroom. Er vanuit gaande dat er meerdere parken in de buurt van Den Helder I worden gerealiseerd, zal tevens een hoofdtransformatorstation worden gerealiseerd aan de zuidwestkant van het park. Dit transformatorstation heeft ietwat andere afmetingen, namelijk 90 meter (lengte) x 40 meter (breedte) x 20 meter (hoogte) en transformeert de wisselstroom (AC) naar gelijkstroom (DC). Omdat de exacte elektrische configuratie van mogelijke andere windparken in de nabijheid van Den Helder I niet bekend is, is ook nog niet met zekerheid een gedetailleerd beeld te geven van dit transformatorstation. Over het algemeen kan gesteld worden dat dit transformatorstation qua voorzieningen overeenkomt met het transformatorstation dat hiervoor is gepresenteerd (33 kV → 150 kV), alleen met dit verschil dat anders wordt getransformeerd (namelijk van wissel- naar gelijkstroom) en het station groter is qua afmetingen.

2.7 Elektrische infrastructuur

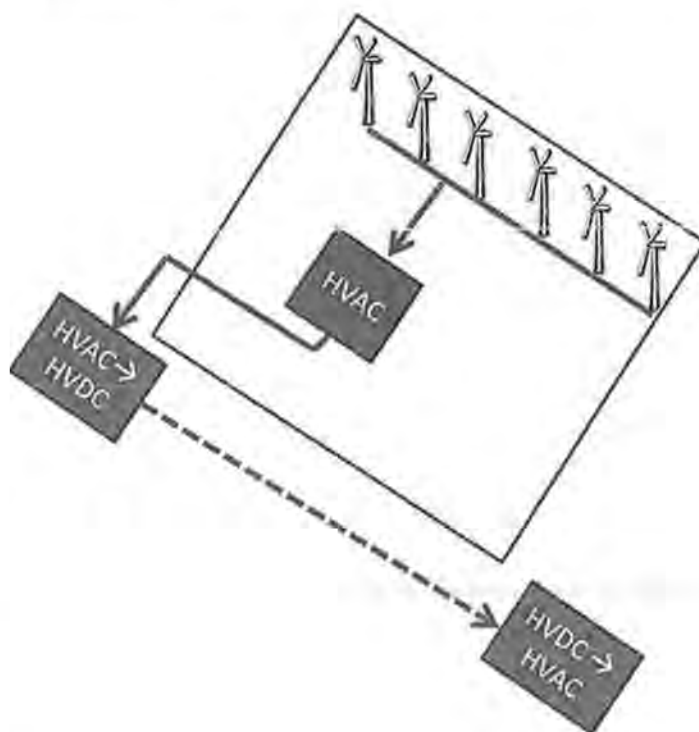
De elektrische infrastructuur bestaat grofweg uit drie delen:

1. De kabels tussen de turbines onderling;
2. De kabels tussen de turbines en het transformatorstation in het park
3. En de kabels van het transformatorstation in het park naar een hoofdtransformatorstation, die wisselstroom omzet naar gelijkstroom om voor een efficiënte manier van transport van energie naar land te zorgen.

In figuur 2.1 is in de layout van het windturbinepark Den Helder I tevens de elektrische infrastructuur ingetekend. De turbines staan zoveel als mogelijk in rijen achter elkaar opgesteld en verbonden door middel van een kabel, zogenaamde ketens. De verschillende ketens komen bij elkaar bij het transformatorstation, dat het voltage transformeert naar een hoger voltageniveau (van 33 kV naar 150 kV) voor transport naar het hoofdtransformatorstation. Vanaf dit hoofdtransformatorstation begint het kabeltracé naar land.

Gezien de mogelijke ontwikkeling van windparken in de nabijheid van Den Helder I ligt het in lijn der verwachting dat deze parken gezamenlijk voor het transport naar land zorgen. In figuur 2.2 is dan ook het kabeltracé aangegeven dat van het transformatorstation in Den Helder I via een hoofdtransformatorstation naar land loopt. In figuur 2.13 is dit schematisch weergegeven. Andere windparken in de nabijheid van Den Helder I zouden ook kunnen worden aangesloten op het hoofdtransformatorstation.

Aangezien Den Helder I ook separaat van de mogelijke andere windparken in de nabijheid kan worden ontwikkeld, kan zich echter ook de situatie voordoen dat een dergelijk hoofdtransformatorstation niet nodig is. Deze situatie is reëel als bijvoorbeeld alleen windpark Den Helder I wordt gerealiseerd. In dat geval is transformatie naar gelijkstroom minder aantrekkelijk en zullen de kabels vanaf het transformatorstation in het park via hetzelfde kabeltracé naar land lopen, alleen dan niet via een hoofdtransformatorstation.



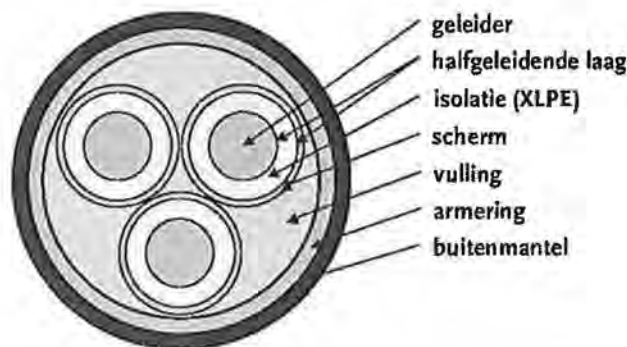
Figuur 2.14: Indicatieve weergave transformatorstations

Figuur 2.14 beschrijft in feite een HVDC connectie (High Voltage Direct Current). Details van het elektrisch ontwerp van het park zijn echter nog niet beschikbaar. Het uitgangspunt in deze Wbr-vergunningaanvraag is deze HVDC connectie. De uiteindelijke keuze voor een HVDC-connectie of een gebruikelijke AC-connectie is onder andere afhankelijk van het TEN-E project (zie paragraaf 1.3 van deel A van het MER) en de mogelijke ontwikkeling van windparken in de nabijheid van Den Helder I.

Technische specificaties kabels

Er worden twee type kabels gebruikt: XLPE en HDVC-light. De XLPE-kabel wordt toegepast in het park en tussen de twee transformatorstations. De HDVC-light kabel wordt gebruikt tussen het hoofdtransformatorstation en de aanlanding.

De drie-aderige XLPE kabel bevat drie kernen. Elke kern heeft een eigen geleider, isolatie en scherm. Deze drie kernen liggen in een vulling met daar omheen meestal een koperdraadscherm en de buitenmantel.



Figuur 2.15: Doorsnede xlpe-kabel

Onderstaand is aangegeven waaruit de verschillende onderdelen zijn opgebouwd of wat hun functie is bij het beperken van de risico's:

- Geleider is van koper of aluminium. Er kunnen zich oneffenheden voordoen in de geleideromtrek, waardoor het elektrische veld zich niet netjes rond de geleider verdeelt. Dit kan kleine ontladingen veroorzaken, waardoor de kabel snel verouderd. Om die oneffenheden op te heffen wordt een halfgeleidende laag om de geleider aangebracht, zodat het veld zich in de isolatie homogeen zal verdelen.
- Isolatiemateriaal van XLPE. Er kunnen zich eveneens oneffenheden voordoen in het binnenoppervlak van de afscherming, zodat ook tussen de afscherming en de isolatie een halfgeleidende laag is aangebracht.
- Afscherming. Deze sluit het elektrische veld binnen de kabel op en zorgt ervoor dat geen spanningen in de geleider kunnen worden geïnduceerd ten gevolge van naburige kabels.
- Optioneel: armering. Tussen de afscherming en de armering bevindt zich dan de bedding. De bedding geeft een scheiding tussen de afscherming en de armering. De armering zorgt voor stevigheid van de kabel en beschermt de kabel tegen mechanische invloeden.
- De buitenmantel beschermt de kabel tenslotte tegen invloeden van buitenaf, zoals vocht.²

De HVDC Light kabel kan worden gebruikt voor de afstand tussen het windpark en land. In figuur 2.16 is een voorbeeld van deze kabel te zien.

² Informatie afkomstig uit: *Belastbaarheid van kabels; Phase to Phase BV*, rapportnr. 06-056 pmo; 5 april 2006.



Figuur 2.16: Voorbeeld van twee HVDC Light kabels voor zee (voorgrond) en land (achtergrond) (ABB)

De reden dat voor een tweetal HVDC Light kabels is gekozen voor transport van de energie naar land, is het geringere energieverlies en de capaciteit van de kabel (tot 1.200 MW per kabel en in de toekomst tot 2.500 MW per kabel). Daarnaast heeft de kabel geen elektromagnetische straling (bipolair, zodat de elektromagnetische velden elkaar opheffen) en is olievrij. De reden dat voor twee kabels is gekozen, ligt in het feit dat de effecten van kabelbreuk zo minder worden. Eventueel kan in een later stadium gekozen worden voor één kabel, afhankelijk van de kosten, de te transporteren hoeveelheid vermogen en de mogelijkheden van HVDC light. Een voorbeeld waar een tweetal HVDC-Light kabels zijn toegepast is het windpark Borkem 2 in Duitsland van BARD Engineering GmbH.

2.8 Kabeltracé

De windparken op zee moeten worden aangesloten op het elektriciteitsnet op het vaste land. Er zijn een aantal aansluitpunten voor kabels vanuit zee die voor de locatie Den Helder I interessant kunnen zijn. Dit zijn de Maasvlakte (380 kV), Hoek van Holland (150 kV), Beverwijk / Velsen (150 kV) en Den Helder (150 kV). Omdat de kabels tussen het windpark en het aansluitpunt op land kostbaar zijn om aan te leggen, wordt de afstand zo klein mogelijk gehouden. Natuurlijk worden wel de geldende regels van de Nederlandse overheid voor het kabeltracé in acht genomen. De aansluitpunten bij Beverwijk/Velsen en bij Den Helder liggen het dichtst bij het windpark Den Helder I. De afstand tussen het hoofdtransformatorstation van het windpark en het aanlandingspunt bedraagt ongeveer 73 kilometer. In figuur 2.2 wordt het kabeltracé met een rode lijn weergegeven.

De knikpunten van het kabeltracé hebben de coördinatoren zoals weergegeven in bijlage 5.

Zoals uit figuur 2.2 valt af te leiden, wordt een zestal pijpleidingen en een negental (electra- of telecom-) kabels gekruist. Met de eigenaren van deze kabels of pijpleidingen dienen contracten te worden opgesteld.

De kabels van het windpark naar het aanlandingspunt worden ingegraven op een diepte van 1 meter onder zeebedniveau. In de brandingszone wordt de kabel echter op

minimaal 3 meter onder zeebedniveau gelegd. Bij kabelkruisingen dient idealiter een verticaal verschil van 300 millimeter aangehouden te worden tussen de windparkkabel en de te kruisen kabel of pijpleiding. Wanneer dit verschil van 300 millimeter niet mogelijk is, omdat de te kruisen kabel of pijpleiding niet diep genoeg ligt, dan kan de windparkkabel met andere maatregelen op voldoende afstand worden gelegd. Te denken valt dan aan een brug over de te kruisen kabel of pijpleiding, bestaande uit rotsen. Wanneer de vereiste diepte niet kan worden verkregen door ingraven, dan zal de kabel door middel van rotsen beschermd dienen te worden. Als een te kruisen kabel buiten dienst is, dan kan overwogen worden om in overeenstemming met de kabeleigenaar de te kruisen kabel door te snijden voor een doorgang voor de kabel van het windpark.

Het kabeltracé kruist een zandduinengebied. Deze verschillen in hoogte van het zeebed kan voor veel schepen die de kabels in de zeebodem brengen moeilijkheden met zich meebrengen. Het is dan noodzakelijk om de zandduinen af te vlakken, zodat de kabels alsnog kunnen worden ingegraven.

De natuurlijke verplaatsing van zandduinen is de belangrijkste oorzaak dat kabels die zijn ingegraven bloot komen te liggen. Om er voor te zorgen dat dit zo min mogelijk voorkomt, zullen regelmatig surveys uitgevoerd moeten worden om te bepalen of de kabels wel op de gewenste diepte liggen.

Hieronder zijn enkele specificaties van het kabeltracé weergegeven.

Tabel 2.5: Specificaties kabeltracé

	Van hoofdtransformatorstation naar land (basisalternatief)	Binnen windpark tussen turbines en trafostation en tussen trafostations onderling (basisalternatief)
Kabel lengte	85 km	97,5 + 4,8 km
Kabeltype	HVDC Light kabel *	3-aderig xlpe
Kabel dikte	10 – 15 cm	10 – 15 cm
Kabel diepte	3 m kustzone 1 m elders (t.o.v. laagste niveau)	1 m
Breedte van geul	2 m	2 m
Aansluitingspunt	Beverwijk	–
Aanlegmethode	jet trenchen	ingraven (of jet trenchen)
Voltage	Tot 500 kV	33 kV (kabels tussen turbines en trafo) en 150 kV (kabels tussen trafostations)
Levensduur	20 jaar	20 jaar

* De HVDC Light kabel is in tegenstelling tot een xlpe-kabel geschikt voor hoge spanning in een gelijkstroomstelsel.

2.9

Certificatie ontwerp

Het ontwerp van de fundatie is gecertificeerd door DNV. Voor het certificaat wordt verwezen naar bijlage 3. Wanneer de windturbines binnen afzienbare tijd een vermogen

hebben van 6 megawatt, dan zullen deze turbines opnieuw gecertificeerd dienen te worden. Airtricity zal in elk geval alleen turbines plaatsen die zijn gecertificeerd.

Eventuele wijzigingen in de constructie, bijvoorbeeld naar aanleiding van nader onderzoek naar bodemgesteldheid, kunnen te zijner tijd ook worden gecertificeerd.

3 OPRICHTINGS- EN CONSTRUCTIEPLAN

3.1 Inleiding

Om de deugdelijkheid van het windturbinepark te kunnen beoordelen is inzicht vereist in de constructie van het werk alsmede in de technische specificaties van de verschillende onderdelen van het werk. In onderhavig oprichtings- en constructieplan wordt dan ook achtereenvolgens ingegaan op de planning, het detailontwerp, de constructiewijze van de verschillende onderdelen van het windpark en tot slot de ingebruikname.

3.2 Planning

In de planning van de oprichtingsactiviteiten komen de verschillende onderdelen van de aanleg van het windpark naar voren, evenals de geschatte duur van de activiteiten. Dit geeft een goed overzicht van de te verrichten oprichtingsactiviteiten. De planning ziet er globaal uit zoals in tabel 3.1 en figuur 3.1 is aangegeven.

Tabel 3.1: Doorlooptijd van activiteiten tijdens de aanleg van het windpark Den Helder I

Activiteit	Tijdsduur
Opzetten projectkantoor (haven)	2 weken
Levering van windturbines	9-12 maanden
Levering van fundaties en transitiestukken	9-10 maanden
Bevestiging order voor kabels	5 maanden
Bevestiging order voor installatieschepen	Directe actie
Uitvoering van de onshore installatiewerken voor de kabels	12 maanden
Mobilisering naar kustplaats	Actie
Installeren van fundaties	5-10 maanden
Installeren van windturbines	6-8 maanden
Installeren van exportkabels	3-5 weken
Installeren van interne kabels	3-4 maanden
Oplevering van windpark	3-6 maanden

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<u>Voortraject</u>							
Vergunningen en formeel overleg							
Onderhandelingen externe partijen en leveranciers							
Monitoring conditie met meetmast							
Geotechnisch onderzoek							
Detailontwerp							
<u>Onshore activiteiten</u>							
Inrichting projectkantoor							
Productie turbines, fundaties, trafo's, kabels door derden en onshore installatiewerk							
<u>Kabels op land</u>							
Aansluiting hoogspanningsstation door derden							
Installeren kabels op land							
<u>Kabels op zee</u>							
Installeren aanlandingskabels							
Installeren interne kabels fase							
<u>Windpark</u>							
Installeren fundaties en windturbines							
<u>Transformatorstation</u>							
Installeren transformatorstation							

Figuur 3.1: Globale planning van de aanleg van het windpark

Voordat met bovenstaande activiteiten kan worden begonnen, is een aantal vergunningen vereist. Ten eerste is een Wbr-vergunning nodig. Dit oprichtings- en constructieplan maakt onderdeel uit van de aanvraag voor deze vergunning. Daarnaast zijn vergunningen nodig voor de aansluiting op het grid op land.

3.3 Detailontwerp

3.3.1 Onderzoek na verkregen Wbr-beschikking

Nadat de Wbr-vergunning is verkregen (definitieve beschikking) zal men voor het detailontwerp nader geotechnisch onderzoek moeten verrichten. Dit heeft tot doel om het ontwerp verder te detailleren. Met behulp van een schip worden grondmonsters genomen op de locaties waar de fundaties van de turbines en de transformatorstations komen te staan. Deze grondmonsters worden onderzocht en de gegevens van dit geotechnische onderzoek worden vervolgens gebruikt voor het detailontwerp en voor de heianalyses als monopiles gebruikt worden voor de functie.

Mogelijk zal een meetmast in het turbinepark worden geïnstalleerd. Deze mast fungeert als meteorologisch station, maar kan ook uitgerust worden om andere gegevens te meten, waaronder golfslag. Indien besloten wordt tot installatie van de mast, dan wordt de mast zo snel mogelijk nadat de Wbr-vergunning verkregen is geplaatst in het toekomstige windpark. Voor de plaatsing van deze meetmast wordt een aparte Wbr-vergunning aangevraagd. De mast meet namelijk de windsterkte gedurende een jaar. Hierdoor kan inzicht worden verschaft over de te verwachten energieopbrengsten.

Eventueel kan een dergelijke mast ook worden uitgevoerd zodat ook golfslag kan worden gemeten.



Figuur 3.2: Voorbeeld van een meetmast (meetmast van 116 meter hoog ten behoeve van het windpark OWEZ)

3.3.2 Kabelkruisingen

De kabels die van het windpark naar de kust lopen kruisen andere kabels en pijpleidingen. Voordat de kabels die van het windpark naar de kust lopen worden aangelegd, zullen de eigenaren van de te kruisen kabels en pijpleidingen benaderd worden om een contract op te stellen voor deze kruising. Er dient onder andere afgesproken te worden hoe de nieuwe kabel wordt aangelegd, hoe en met welke frequentie onderhoud gepleegd wordt. Dit om de veiligheid te garanderen van zowel de kabel of pijpleiding die gekruist wordt als de kabels van het windpark. De volgende 6 pijpleidingen worden gekruist:

LEID_NR	OPERATOR	TRACE_VAN	TRACE_TOT	STATUS	STOF-NAAM	DIA-METER
PL025	UNOCAL Netherlands B.V.	Q1-Helm-AP	IJmuiden	In gebruik	Olie	20"
PL032	Wintershall	P6-A	L10-AR	In gebruik	Gas	20"
PL085	Wintershall	P12-SW	P6-A	In gebruik	Gas + Glycol	12"+3"
PL109	UNOCAL Netherlands B.V.	P9-Horizon-A	Q1-Helder-AW	In gebruik	Olie	10"
PL125	Wintershall	P2-NE	P6-A	Verlaten	Gas	10"
PL148	Wintershall	Q4-A	P6-A	In gebruik	Gas	14"

Daarnaast worden ook een negental kabels gekruist:

Id	NAAM	EIGENAAR	KABEL-TYPE	KABEL-SOORT	TRACE_VAN	TRACE_TOT	STATUS
2	Q7-WP-zuid	E-Connection Project B.V.	Koper	Electra	Wijk aan Zee	Q7-WP_Zuid	Vergund
5	Q7-WP-noord	E-Connection Project B.V.	Koper	Electra	Wijk aan Zee	Q7-WP_Noord	Vergund

Id	NAAM	EIGENAAR	KABEL-TYPE	KABEL-SOORT	TRACE VAN	TRACE TOT	STATUS
65	Atlantic Crossing 1 Segment B1	Global Crossing	Glasvezel	Telecom	Castricum (NL)	Whitesand (GB)	Ingebruik
69	UK - NL 10	Onbekend	Coaxiaal	Telecom	Egmond (NL)	Lowesoft (GB)	Verlaten
64	Rioja 3	KPN	Glasvezel	Telecom	Veurne (B)	Egmond (NL)	Verlaten
70	UK - NL 14	Cable and Wireless	Glasvezel	Telecom	Egmond (NL)	Winterton (GB)	Ingebruik
71	Rembrandt 1	KPN	Glasvezel	Telecom	Beverwijk (NL)	Lowesoft (GB)	Ingebruik
82	TAT14 Segment J	Deutsche Telekom	Glasvezel	Telecom	Katwijk (NL)	Norden (D)	Ingebruik
91	PANGEA Segment 2	Alcatel Submarine Networks Ltd	Glasvezel	Telecom	Lowesoft (GB)	Egmond (NL)	Ingebruik

3.3.3 Detailontwerp en keuzen

Uit paragraaf 3.3.1 "Onderzoek na verkrijgen Wbr-beschikking" is af te leiden dat onderzoek verricht gaat worden nadat de Wbr-beschikking is verkregen en dat een dergelijk onderzoek consequenties heeft voor het detailontwerp. Het geotechnisch, geofysisch onderzoek en de eventuele meetmast werden genoemd. Voor de aanvraag van de Wbr-vergunning is het zinvol aan te geven in welke mate en op welke onderdelen het detailontwerp kan afwijken naar aanleiding van dit onderzoek.

De exacte locaties van de individuele windturbines kunnen veranderen, indien uit windberekeningen blijkt dat een andere lay-out van het park efficiënter is. Ook uit geotechnisch en geofysisch onderzoek kan blijken dat een locatie niet of minder geschikt is om een installatie op te richten. Denk hierbij bijvoorbeeld aan scheepswrakken die zich bevinden op de geplande locaties om turbines te installeren. Om dezelfde redenen kan ook de locatie van het transformatorstation veranderen.

Ook het aantal transformatorstations kan verschillen. Wordt er op dit moment vanuit gegaan dat twee stations voldoende zijn, door toenemend vermogen van het windpark (en mogelijk andere windparken in de nabijheid) kan wellicht niet worden volstaan met twee transformatorstations. Daarnaast is reeds aangegeven dat indien alleen Den Helder I wordt gerealiseerd en geen ander windpark in de nabijheid, het mogelijk efficiënter is om de wisselstroom niet te transformeren naar gelijkstroom en derhalve is een hoofdtransformatorstation niet nodig. Dan is dus slechts sprake van één transformatorstation in het windpark..

Voordat met de aanleg van de kabels tussen de turbines en tussen de turbines en de transformatorstations (elektrische infrastructuur) wordt begonnen, zal een geotechnisch en geofysisch onderzoek worden uitgevoerd. Uit dit onderzoek kan blijken dat andere locaties geschikter zijn om kabels in te graven. Indien de lay-out van het park verandert, dan verandert dientengevolge ook de ligging van de elektrische infrastructuur. Hierbij geldt wel dat de buitengrenzen van het windpark ongewijzigd blijven. Alleen de lay-out binnen deze "buitengrenzen" kan wijzigen.

Ook het kabeltracé, dus de kabels van het windpark (hoofdtransformatorstation) richting kust, kan worden gewijzigd. Indien uit het geotechnisch onderzoek of anderszins blijkt dat het voorziene kabeltracé voor het leggen van de kabel tot problemen leidt, dan zal worden gekeken naar een andere locatie. Het tracé zal hierdoor echter nauwelijks veranderen. Indien gekozen wordt voor een andere aanlandlocatie, zal dit wel het geval zijn. Dit kan te maken hebben met de mogelijkheden of onmogelijkheden van de betreffende aansluitpunten op het grid en van eventuele andere parken die ook worden aangesloten. Ook het aantal kabels kan wijzigen naar aanleiding van een groter vermogen van het park en de risicoberekeningen van kabelbreuk.

Op basis van de huidige bewezen stand der techniek kunnen turbines met een vermogen van 5 MW worden geïnstalleerd. De technische vooruitgang van windturbines gaat de laatste jaren echter snel. Op het moment dat het windturbinepark kan worden gerealiseerd bestaan er zeer waarschijnlijk betrouwbare turbines met een groter vermogen. Binnen afzienbare termijn zijn de turbines van 5 MW voorzien van een groter vermogen, namelijk 6 MW. Dat vermogen is dan ook uitgangspunt voor deze vergunningaanvraag. Het uiteindelijk te installeren vermogen is dus afhankelijk van de beschikbare en betrouwbare turbines ten tijde van de realisatiefase. Als besloten wordt dat een andere windturbine aantrekkelijker is, zal vanzelfsprekend overleg plaatsvinden met het bevoegd gezag over de vergunningtechnische consequenties.

In de detailfase wordt ook onderzoek gedaan naar de geschiktheid van de mogelijke fundatietypes (de monopile, de gravity bases en de jacket) voor de betreffende locatie. Afhankelijk van onder andere de diepteligging, geschiktheid van de grond voor fundering, de stabiliteit van de zeebodem in termen van erosie en mobiliteit van het zeebed, effecten van heiwerkzaamheden en kosten wordt een type gekozen.

Uit het bovenstaande valt af te leiden dat naar aanleiding van nader onderzoek in de detailfase het ontwerp op onderdelen zal kunnen afwijken. Het voorgaande geeft aan vanuit welk perspectief naar het ontwerp gekeken dient te worden.

3.4 Constructiewijze

De wijze waarop het windpark wordt geconstrueerd kan worden onderverdeeld in een aantal delen. Deze delen worden hierna besproken, te beginnen bij de bouwplaats. Daarna volgen de fundaties, turbines, elektrische infrastructuur, transformatorstations en het kabeltracé.

3.4.1 Bouwplaats

De benodigde constructies worden zoveel mogelijk en zo compleet mogelijk aan land gebouwd. Het gaat hierbij om:

- componenten van de windturbines
- fundaties, transitiestukken, kabels en overige onderdelen.

De verschillende onderdelen worden door verschillende fabrikanten vervaardigd en geleverd. De onderdelen worden naar een locatie aan zee gebracht en opgeslagen (de zogenaamde bouwplaats). Onderdelen worden zonodig voorbereid voor installatie, bijvoorbeeld door een deel van de turbine te schilderen in de juiste kleur. Vanuit deze

bouwplaats worden op het gewenste tijdstip onderdelen naar de locatie Den Helder I gebracht om daar geïnstalleerd te worden.

Mogelijke bouwplaatsen/havens moeten in kaart worden gebracht. Bij het kiezen van een geschikte haven/bouwplaats spelen de volgende criteria een rol:

- Bouwlocatie aanwezig bij haven;
- Grootte van haven in verband met de ligging en diepgang van onderhoudsschepen;
- Grootte van bouwplaats in verband met de grootte van de onderdelen van de turbines en de mogelijkheden om onderdelen te hijsen;
- Afstand tot Den Helder I.

De havens die in aanmerking komen zijn die van IJmuiden en Den Helder.

De bouwplaats zal van alle faciliteiten zijn voorzien die noodzakelijk zijn voor de serviceteams. Zo zullen kantoren, kantine, slaapruidten, sanitaire voorzieningen, magazijn en werkplaats aanwezig zijn. De monitoring, supervisie en planning van het dagelijkse onderhoud zal worden uitgevoerd vanuit een gebouw bij de bouwplaats/haven.

3.4.2 Fundatie en erosiebescherming

Er zijn drie verschillende fundatietypes die kunnen worden gebruikt: de monopile, de jacket en de gravity bases. De keuze van fundatietype wordt gemaakt aan de hand van de volgende criteria:

- waterdiepte;
- geschiktheid van de grond voor fundering;
- stabiliteit van de zeebodem in termen van erosie en mobiliteit van het zeebed;
- turbine type;
- metocean condities;
- life-cycle kosten.

Monopile

Dit fundatietype is over het algemeen geschikt voor ondiep water tot middelgrote waterdiepten. Het bestaat uit één enkele stalen paal die in de grond wordt gedreven. De dikte en de diameter van de paal zullen over het algemeen toenemen, aangezien de waterdiepte dusdanig stijgt dat in diep water de palen te lang en te zwaar worden om door gemakkelijke en beschikbare bouwinstallaties te worden geïnstalleerd. De fundatie van de monopile is niet bijzonder gevoelig voor erosie of mobiliteit van het zeebed.

De constructiewijze van de monopile ziet er als volgt uit. De fundaties worden door de fabrikant geleverd en naar de bouwplaats op land gebracht. Ze worden opgeslagen of gelijk getransporteerd voor installatie op de locatie Den Helder I. Ze zullen genummerd en gemarkeerd worden met de juiste kleuren (zie verlichtingsplan). Deze nummering maakt identificatie van de fundaties makkelijker.

De fundaties worden dan naar de locatie Den Helder I gebracht met behulp van een schip en ter plekke door een jack-up platform met een hijs capaciteit van ongeveer 1000 tot 2000 ton in de zeebodem geheid, danwel geheid in combinatie met ingraven. Dit heien gebeurt met een heihamer op de volgende wijze:

- een geleidingsframe voor de fundatiepaal wordt met een kraan op de zeebodem getild;
- het geleidingsframe zal hydraulisch op het juiste niveau worden gesteld;
- de paal wordt in het geleidingsframe gehesen en zal door het eigen gewicht enkele meters de bodem in zakken;
- het opzetstuk voor de heihamer en de heihamer zelf worden op de funderingspaal geplaatst en vervolgens wordt de paal op de gewenste diepte geheid.

De fundering zal binnen 0,5 meter zijwaarts van de beoogde plek worden geplaatst en met maximaal 1° in verticale richting mogen afwijken. De plaatsing van de fundering kan enkele uren tot enkele dagen duren, afhankelijk van de zeebodemcondities en de hoeveelheid graafwerkzaamheden. De gegevens van de zeebodem worden verkregen door middel van het geotechnische onderzoek dat voor de installatie wordt uitgevoerd. Wanneer een fundatie is geïnstalleerd wordt er een tijdelijk platform bovenop gezet, dat is uitgerust met zelf aangedreven navigatieverlichting. Het jack-up schip kan dan naar de volgende locatie om de volgende fundering te installeren.

Bij een monopile is ook een transitiestuk nodig die tussen de monopile en de turbinetoren wordt geplaatst. Dit transitiestuk dient meerdere doelen. Het corrigeert de verticale afwijking van de fundatie, het standaardiseert de hoogte van de gehele turbine en het draagt het platform, J-tubes, toegangsladder en kathodisch beschermings-systeem ter voorkoming van roestvorming (zie figuur 3.3).



Figuur 3.3: Transitiestuk bij monopile

Het transitiestuk wordt door de fabrikant geleverd en naar de bouwplaats gebracht. Daar wordt het voorzien van de toegangsladder, platform, etc. Vervolgens wordt het transitiestuk naar de locatie Den Helder I gebracht en geïnstalleerd met behulp van een jack-up platform of barge. Het transitiestuk wordt over de betreffende fundering geplaatst en er wordt een sterke grout in de ruimte tussen het transitiestuk en de fundering aangebracht. Alle reeds aanwezige onderdelen zijn veilig, maar extra belading van het transitiestuk moet wachten tot het grout volledig is uitgehard, gedurende

ongeveer 3 tot 7 dagen. Het jack-up platform kan naar de volgende fundering varen en het volgende transitiestuk plaatsen.

Gravity bases

Dit fundatietype is over het algemeen geschikt voor plaatsen met een stabiel zeebed en vaste grondmaterialen. Het bestaat uit een basis van beton of staalconstructie die met rots of zand wordt gevuld. De basis zit direct op een laag van rots die op de zeebedding als nivellerende laag wordt geplaatst. Waar de waterdiepte of geologie monopiles ongeschikt maken, kunnen gravity bases een goed alternatief zijn.

De constructiewijze van gravity bases ziet er als volgt uit. De basis van beton of staal die met zand, rots of water wordt gevuld kan variëren in grootte, afhankelijk van de zeebodemcondities en de paal die er aan vast wordt gemonteerd. Allereerst wordt de zeebodem op de betreffende locatie klaargemaakt om de fundatie te kunnen neerzetten. Dit betekent dat zacht materiaal moet worden verwijderd en dit kan worden uitgevoerd door baggerschepen die ook worden ingezet om havens van baggerslib te ontdoen. De veronderstelling is dat er geen bestortingen zullen moeten worden verwijderd. Vervolgens wordt een bed van rots/gravel aangelegd, om erosie te voorkomen. Dit gebeurt met behulp van een stortschip. Als de zeebodem is aangepast, kan de gravity basis van beton of staal worden geplaatst. Deze wordt gevuld met zand/gravel/water om zo een sterke fundering te vormen.

Jacket

Dit fundatietype bestaat enerzijds uit een stalen jacket waarop de toren wordt vastgemaakt en anderzijds uit vier fundatiepalen die dit stalen jacket dragen. Dit type fundatie is vooral geschikt voor diep water.

De constructiewijze van het type jacket gebeurt op de volgende manier. Een schip of barge, waarop het jacket staat, meert af op de juiste locatie. Het jacket is uitgerust met tijdelijke palen, die ervoor zorgen dat het jacket op de juiste hoogte wordt gepositioneerd. Het jacket wordt op de zeebodem gezet en de tijdelijke palen kunnen zo worden ingesteld dat het jacket op de juiste hoogte wordt gezet. Vervolgens worden de fundatiepalen in het jacket afgelaten op de hoekpunten, dieper geheid en verder geïnstalleerd. De ruimte tussen het jacket en de fundatiepalen wordt gevuld met grout en de tijdelijke palen worden gedemonteerd voor hergebruik.

Erosiebescherming

Wanneer de funderingen zijn geplaatst wordt de erosiebescherming aangebracht rondom de funderingspaal. Deze erosiebescherming kan nodig zijn, want door sterke stroming van het water kunnen erosiekuilen ontstaan achter de fundaties die voor instabiliteit van de installatie kunnen zorgen. Deze erosiebescherming bestaat uit een filterlaag met stenen van een kleine diameter en een laag van stenen die daar bovenop wordt gestort met een grotere diameter. Deze bovenste laag zorgt voor de uiteindelijke bescherming tegen erosie. Om deze bescherming aan te brengen voert een schip de benodigde hoeveelheid stenen naar de locatie en meert daar af. Vervolgens wordt de filterlaag aangebracht, waarna de tweede laag stenen er op wordt gestort. Het schip kan dan naar de volgende fundering varen of een nieuwe lading stenen halen. Nadat de erosiebescherming is aangebracht wordt een inspectie uitgevoerd. Er wordt bekeken of

de bescherming goed is aangebracht en in de juiste laagdiktes. De verwachting is dat erosiebescherming noodzakelijk zal zijn bij monopiles en gravity bases. Voor monopiles wordt een diameter rondom de monopile van ongeveer 15 meter verwacht, voor gravity bases een diameter rondom de fundatie van ongeveer 40 meter. Voor de jacket fundatie kan erosiebescherming ook nodig zijn. Door echter de bodem rondom de fundatie te verdiepen tot 1,3 maal de diameter, wordt voorkomen dat erosie een negatief effect zal hebben op de stabiliteit van de turbine. De diepte van 1,3 maal de diameter is namelijk het erosie-evenwichtsniveau: de diepte die uiteindelijk ontstaat door erosie. Hierdoor is geen erosiebescherming nodig bij de jacket fundatie.

Installatieschepen

Hiervoor werd gesproken over schepen die de funderingen installeerden. Hiervoor kunnen schepen worden gebruikt die speciaal voor de installatie van windturbines zijn ontwikkeld, zoals "Sea Jack", "M/V Sea Energy", "M/V Sea Power". Als over een jack-up wordt gesproken, dan bedoelt men het type schip dat indicatief op figuur 3.5 is afgebeeld, oftewel een installatieschip dat zichzelf met een soort poten (spudpalen) stevig vast kan zetten op de zeebodem.

In onderstaande figuur zijn de typen installaties aangegeven die gebruikt zullen worden voor de aanleg van het windturbinepark en de kabels.

Taak	Vermoedelijk type constructie schip	Opmerkingen
Monopile installatie, jacket	Jack-up platform en barge	Mogelijk inzetbaar als ondersteuningsschip, hijscapaciteit en werkboten
Gravitybase installatie	Stortschip en barge	Mogelijk als ondersteuningsschip, hijscapaciteit en werkboten
Windturbines en mast	Jack-up platform en barge	Deze schepen kunnen nu meerdere units tegelijk dragen
Erosiebescherming	Constructieschip of stortschip	
Kabel installatie	Kabellegschip met speciale kabelingraver	
Offshore transformatorstation	Jack-up platform en barge	Mogelijk als ondersteuningsschip, hijscapaciteit en werkboten
Bemanningsvervoer, windpark oplevering	Werkship	Conform de Maritime and Coastguard Agency (MCA) Code

Figuur 3.4: Type installaties voor aanleggen windturbinepark en kabels

Om palen (monopiles of jacket) de zeebodem in te krijgen zijn installaties ontwikkeld om te boren en te heien. IHC of Menck bezitten hei-installaties, Seacore Ltd. boorinstallaties.



Figuur 3.5: Installatieschip de "Sea Jack" bij Arklow Bank als indicatie (Airtricity)

3.4.3 Turbines

De 6 MW turbines worden door de fabrikant geleverd en naar de bouwplaats op land gebracht. Idealiter worden ze direct, just-in-time, naar Den Helder I getransporteerd, anders worden ze opgeslagen totdat ze worden geïnstalleerd op zee. Op de bouwplaats wordt de interne ladder en de controlemechanismen in de turbine geïnstalleerd en wordt de motorgondel compleet geassembleerd.

De installatie van de turbines zal pas van start gaan als het grout van het transitiestuk (bij een monopile) volledig is uitgehard. De turbines worden op het transitiestuk geplaatst met behulp van een jack-up platform. De turbines worden ieder geïnstalleerd in fasen: de toren waarschijnlijk in twee delen, de motorgondel (mogelijk met twee bladen voorgeïnstalleerd) en daarna de bladen (of bij voorinstallatie van twee bladen het laatste blad). Een transportponton met de onderdelen van vier turbines en een jack-up schip, dat ook voor de installatie van de funderingen zorgde, varen naar de betreffende locatie. Tussen de jack-up en de funderingspaal wordt een verbinding gelegd, zodat personeel makkelijk toegang kan krijgen en de turbine van energie kan worden voorzien. Het jack-up schip hijst vervolgens de toren op de fundering. Deze wordt daar vastgemaakt en verdere onderdelen worden geïnstalleerd, te beginnen met de motorgondel (met mogelijk al twee bladen voorgeïnstalleerd). Teamleden die de turbines gaan installeren zijn afkomstig van de fabrikant van de turbines, zodat deze mensen de specificaties kennen. Wanneer de motorgondel is geïnstalleerd, wordt de rotor verticaal van het transportponton gehesen en geïnstalleerd aan de motorgondel. Een andere optie is om de motorgondel al met twee geïnstalleerde bladen te monteren aan de turbine, om vervolgens het derde blad te installeren.

3.4.4 Elektrische infrastructuur

De elektrische infrastructuur bestaat uit een onshore en een offshore gedeelte. In dit oprichtings- en constructieplan wordt voornamelijk ingegaan op het offshore gedeelte, oftewel op de kabels tussen de turbines en de kabels van de turbines naar het transformatorstation en de kabels tussen de transformatorstations. Dit is vanwege het

feit dat in de Wbr-vergunningaanvraag de elektrische infrastructuur onshore niet wordt meegenomen en in andere wettelijke procedures is verankerd.

Onshore

In globale zin bestaat de on-shore infrastructuur uit de volgende elementen:

- onderstation;
- schakelaar;
- transformator(en) (indien noodzakelijk);
- ondergrondse (of bovengrondse) kabels.

Het is de verantwoordelijkheid van de netwerkbeheerder (op het land) om de infrastructuur te installeren en de netverbinding op de afgesproken datum te activeren. Zodra de netverbinding tot stand is gebracht, kunnen de turbines gaan werken.

Offshore

De kabels tussen de turbines en tussen de turbines en het transformatiestation (en tussen het transformatorstation en het hoofdtransformatorstation) worden ingegraven op een diepte van 1 meter onder het zeebed. Dit wordt gedaan om het risico van kabelbreuk te verkleinen. Het is verboden voor schepen om het windpark in te varen, uitgezonderd voor schepen van de Kustwacht en schepen voor onderhoudswerkzaamheden. Omdat het ook fysiek mogelijk blijft het windpark binnen te varen voor onbevoegden, is het van belang deze kabels dus in te graven.

De kabels tussen de turbines en van de turbines naar het transformatorstation (en tussen het transformatorstation en het hoofdtransformatorstation) worden ingegraven, evenals de kabels die van het windpark richting kust lopen. Voor het ingraven van de kabels zijn speciaal ontwikkelde schepen beschikbaar. Voorbeelden van deze schepen zijn "Coastal Spider" en "Coastal Bigfoot". Door deze schepen wordt de kabelingraver over de zeebodem gesleept (ter indicatie: zie figuren 3.6 en 3.7).



Figuur 3.6: Een installatie om kabels in te graven (Smarttrencher)



Figuur 3.7: Kabellegschip (Bron: Hornsrev)

3.4.5 Transformatorstations

De transformatorstations bestaan uit twee delen: een ondersteuningsconstructie (jacket) en een bovenbouw bestaande uit een stalen gesloten constructie, waarin de transformator, schakelapparatuur en beveiligingsapparatuur is ondergebracht.

Het jacket, met een gewicht van ongeveer 350 tot 450 ton (of meer als het gaat om een hoofdtransformatorstation), wordt samen met de benodigde heipalen door een ponton naar de betreffende locatie gebracht. Daar wordt het jacket met behulp van een jack-up schip op de gewenste plek neergezet. Hetzelfde schip dat de fundaties en turbines installeert kan bij de installatie van het transformatorstation worden gebruikt. Aan de hoekpunten van het jacket zitten geleidingsframes waar de heipalen in kunnen worden geheid. De palen dienen van het ponton te worden getild en in de geleidingsframes te worden geplaatst. Daarna kunnen met een opzetstuk en een heihamer de heipalen de zeebodem in worden geheid tot op de juiste diepte. Vervolgens het jacket horizontaal uitgelijnd. Met behulp van duikers worden de heipalen vastgemaakt aan het jacket.

Nadat het jacket is geïnstalleerd kan de bovenbouw er bovenop worden geplaatst. De bovenbouw wordt onshore gereedgemaakt en de onderdelen (de transformator, de schakelapparatuur en de beveiligingsapparatuur) zijn dus al geïnstalleerd. De bovenbouw wordt in zijn geheel naar de locatie op zee vervoerd. Evenals bij het jacket is de bovenbouw voorzien van hijsogen. Deze worden gebruikt als de bovenbouw, met een gewicht van ongeveer 750 tot 850 ton (of meer als het gaat om een hoofdtransformatorstation), op het al geplaatste jacket wordt gehesen. Indien dit is gebeurd wordt de bovenbouw vastgemaakt op het jacket met behulp van bouten. Ook hier wordt na afloop een inspectie uitgevoerd of de bovenbouw goed is geïnstalleerd.

Het is de bedoeling dat zeewater de bovenbouw niet kan bereiken. Daarom wordt de bovenbouw op ongeveer 15 meter boven HAT niveau geplaatst.

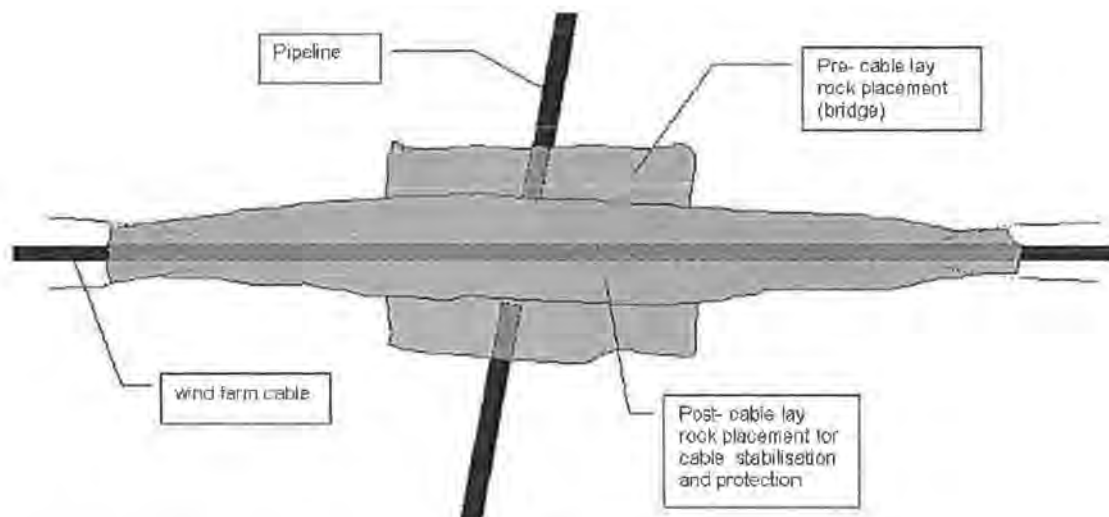
3.4.6 Kabeltracé

De kabels die van het windpark richting kust lopen worden in bijlage 5 aangegeven met behulp van coördinaten van knikpunten in het ED50 stelsel (Europese datum 1950), in UTM projectie zone 31 en in het WGS84 stelsel (World Geodetic System 1984), in UTM projectie zone 31.

Bij het vaststellen van het kabeltracé zijn de richtlijnen die Rijkswaterstaat Noordzee heeft verstrekt voor het ontwikkelen van een vergunjbare kabelroute maatgevend geweest. Het kabeltracé is zo gekozen om zoveel mogelijk liggende infrastructuur, zoals andere kabels, leidingen en vaargeulen te vermijden en actieve zandwingebieden en ankergebieden te vermijden waarbij een marge van 1.000 meter is aangehouden. Offshore-installaties dienen vermeden te worden met inachtneming van een veiligheidszone van 500 meter. Alleen in overeenstemming met de operator mag binnen deze afstand een kabel worden gelegd.

Indien kruising met bestaande infrastructuur noodzakelijk is, dan wordt dit bij voorkeur haaks gedaan. De kabels worden op een diepte van minimaal 1 meter beneden zeebedniveau gelegd, waarbij de bodemdekking te allen tijden gewaarborgd wordt. Indien er zandgolven voorkomen, dan wordt het zeeboderniveau opgevat als het diepste niveau tussen deze zandgolven. In de brandingszone wordt de kabel op 3 meter beneden zeeboderniveau gelegd, vanwege het feit dat hier waterbewegingen meer effect sorteren op de zeebodem. Bij de kruising van vaargeulen dient de kabel dieper dan 1 meter te worden gelegd, om baggerwerkzaamheden mogelijk te houden. Om het onderhoud aan de kabels te vergemakkelijken wordt een onderhoudszone ingesteld van 500 tot 1.000 meter aan beide zijden van de kabel.

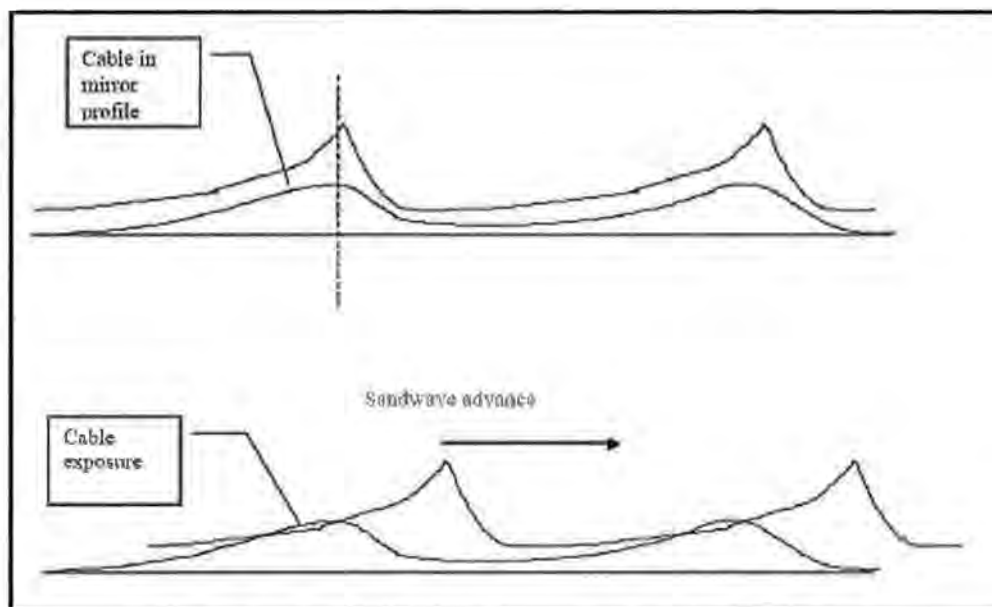
Bij kabelkruisingen dient idealiter een verticaal verschil van 300 millimeter aangehouden te worden tussen de windparkkabel en de te kruisen kabel of pijpleiding. Wanneer dit verschil van 300 millimeter niet mogelijk is, omdat de te kruisen kabel of pijpleiding niet diep genoeg ligt, dan kan de windparkkabel met andere maatregelen op voldoende afstand worden gelegd. Te denken valt dan aan een brug over de te kruisen kabel of pijpleiding, bestaande uit stortsteen (zie figuur 3.8). Wanneer de vereiste diepte niet kan worden verkregen door ingraven, dan zal de kabel door middel van stortsteen beschermd dienen te worden. Als een te kruisen kabel buiten dienst is, dan kan overwogen worden om in overeenstemming met de kabeleigenaar de te kruisen kabel door te snijden voor een doorgang voor de kabel van het windpark.



Figuur 3.8: Kabel- of pijpleidingkruising (Svasek, 2005)

De kabels zullen bij aankomst op de bouwplaats direct met een schip richting Den Helder I worden gevaren. Als eerste worden de kabels gelegd tussen de beide transformatorstations en vanaf het hoofdtransformatorstation naar land. Daar worden de kabels door de zeewering gelegd en veilig vastgemaakt. Vervolgens worden de kabels neergelaten en ingegraven in de richting van het windpark volgens de overeengekomen kabelroute en aangesloten op de geplande plaats. Hier worden de kabels door de J-tube getrokken en aangesloten op het transformatorstation. Voor het ingraven van de kabels wordt hetzelfde type schip gebruikt als bij de aanleg van de elektrische infrastructuur (zie paragraaf 2.3.4). De kabels in het windpark tussen de turbines en het transformatorstation worden vervolgens of gelijktijdig neergelaten en ingegraven.

Het kabeltracé vanuit Den Helder I kruist een zandgolvengebied. Dit kan voor conventionele schepen moeilijkheden veroorzaken bij het ingraven van de kabels. Zandduinen die zich bevinden op het kabeltracé worden dan ook eerst afgevlakt, zodat de kabels alsnog kunnen worden ingegraven. Wel dient rekening te worden gehouden met de natuurlijke verplaatsing van deze zandduinen. Deze verplaatsing is de belangrijkste oorzaak dat kabels die zijn ingegraven bloot komen te liggen (zie figuur 3.9). Om dit te voorkomen zullen regelmatig inspecties worden uitgevoerd aan het kabeltracé, om te waarborgen dat de kabels op de gewenste dieptes blijven liggen.



Figuur 3.9: Visuele weergave van de verplaatsing van zandduinen en het effect op het kabeltracé (Svasek, 2005)

Afhankelijk van het totale vermogen van het windpark en van uitkomsten van risicoberekeningen van kabelbreuk worden twee of drie kabels gebruikt. Vooral nog wordt uitgegaan van een tweetal kabels. Bij één kabel bestaat er namelijk een risico van totale uitval van het park. De kabels vanuit het park worden op enkele meter uit elkaar gelegd. Deze afstand is een afweging tussen zoveel mogelijk bundelen en het aanhouden van minimale afstanden tussen de kabels in verband met warmtestraling en risico op kabelbreuk.

3.5 Ingebruikname

Nadat de eerdergenoemde oprichtingsactiviteiten voltooid zijn, de kabels zijn gelegd en het park aangesloten is op het energienetwerk op land, kan het windpark in bedrijf worden gesteld en is hiermee opgeleverd.

4 ONDERHOUDSPLAN

4.1 Inleiding

Om inzicht te verschaffen in het onderhoud van het windpark Den Helder I wordt in dit onderhoudsplan ingegaan op de manier waarop het onderhoud wordt uitgevoerd. In het navolgende komt eerst regulier onderhoud aan bod, waarin de verschillende onderdelen van het park de revue passeren. Daarna wordt inzicht geboden in de manier waarop reparaties worden uitgevoerd en welke type onderhoudsschepen kunnen worden ingezet.

4.2 Doel

De wijze waarop onderhoud gepleegd wordt aan het gehele werk, dus van fundering tot en met transformatiestation, dient in de vergunningaanvraag inzichtelijk te worden gemaakt. Voorliggend onderhoudsplan heeft tot doel deze inzichtelijkheid te verschaffen. Het plan maakt onderscheid tussen regulier onderhoud en reparaties. Regulier onderhoud betekent hier onderhoud dat van tijd tot tijd terugkomt, zoals de verwijdering van aangroei op de funderingspalen. Ook inspecties vallen onder regulier onderhoud. Reparaties zijn acties die vooraf niet bekend zijn.

4.3 Regulier onderhoud

Om de continuïteit van stroomleverantie door een windturbine zoveel mogelijk te garanderen, is regulier onderhoud noodzakelijk. Dit behelst onderhoud aan de fundering, aan de kabels, aan de transformatorstations en aan de windturbines. Van belang is ook inzicht te verkrijgen in de wijze van rapporteren over de onderhoudswerkzaamheden. Ook komen HSE (Health, Safety and Environment) aspecten tijdens het onderhoud aan bod. Aan de hand van de inspectierapporten die opgemaakt worden na iedere uitgevoerde inspectieronde, wordt het uit te voeren onderhoud in kaart gebracht. Hier wordt dan een serviceplan van gemaakt met daarin een checklist waarmee het onderhoudsteam haar taken kan uitvoeren. De inspectieronde en de onderhoudswerkzaamheden zullen eens per jaar plaatsvinden.

De beoogde uitvoerder van het onderhoud is de fabrikant van de turbines voor de eerste 5 jaar vanaf de oplevering van het windpark. Daarna wordt een contract opgesteld voor de rest van de levensduur van het windpark (nog zo'n resterende 15 jaar), waarbij het contract met de fabrikant verlengd kan worden of met een andere uitvoerder voor het onderhoud in zee kan worden gegaan.

Voor alle inspectiewerkzaamheden is een geschikte boot beschikbaar. Hierop kunnen in ieder geval twee of drie personen met de benodigde gereedschappen en onderdelen mee naar de locatie worden gebracht. Voor de onderhoudswerkzaamheden is een andere boot vereist. Deze boot moet in ieder geval twee serviceteams en de bemanning van de boot kunnen vervoeren, evenals plek bieden aan alle benodigdheden om te kunnen overnachten. Een werkplaats en een magazijn met onderdelen is aanwezig. Tevens is deze boot uitgerust met een kraan om onderdelen naar het werkbord op de turbine te kunnen hijsen. Voor een aantal onderhoudswerkzaamheden worden andere schepen gebruikt, zoals een jack-up schip om grotere onderdelen te kunnen hijsen.

Het is belangrijk om snel toegang te hebben tot het windpark. Daarvoor wordt een werkplaats ingericht bij de haven, van waaruit inspectie- en onderhoudswerkzaamheden worden verricht. Deze werkplaats bestaat uit kantoorruimte, kantine, slaapplekken, sanitair, werkplaats en een magazijn met onderdelen. Ook kan gekozen worden voor een permanente verblijfplaats in het transformatorstation in het windpark, zodat reistijden aanzienlijk korter worden. In het detailontwerp wordt de keuze tussen het wel of niet realiseren van een dergelijke verblijfplaats op zee gemaakt.

Om het functioneren van het windpark te kunnen controleren vanuit de kust, zijn een aantal controlesystemen aanwezig. Deze systemen geven informatie over het functioneren van de turbines en de transformatiestations. Een gegevensnetwerk wordt gebruikt om een aantal technische parameters te kunnen monitoren. Airtricity maakt gebruik van SCADA, oftewel Supervisory Control and Data Acquisition. Dit systeem maakt veel inzichtelijk, zoals de productietijd van een turbine en het al dan niet goed functioneren van controlesystemen. Ook komen automatisch meldingen binnen als de verlichting defect is of andere defecten zijn geconstateerd. Zo kan men snel reageren op defecten en krijgt men inzicht in welke onderhouds- of reparatiewerkzaamheden moeten worden uitgevoerd. Inspecties blijven natuurlijk noodzakelijk, het systeem helpt alleen bij het zo goed mogelijk functioneren van het windpark. SCADA is wereldwijd een geaccepteerd systeem dat wordt gebruikt in alle huidige offshore windparken, waaronder Arklow Bank.

4.3.1 Onderhoud aan de fundering

De fundering bevindt zich gedeeltelijk onder en boven de waterspiegel. De inspecties die boven en onder de waterspiegel worden uitgevoerd, zijn:

Onder de waterspiegel:

- Inspectie van de funderingspaal vanaf de zeebodem tot zeeniveau;
- Inspectie van de J-tube;
- Inspectie van de verbindingen;
- Inspectie van de aangroei op de paal;
- Inspectie van de (eventuele) bodembescherming;
- Inspectie van mogelijk optredende ontgronding langs de paal of langs de bodembescherming;
- Inspectie van de kabels;
- Inspectie van het corrosie beschermingssysteem.

Boven de waterspiegel:

- Inspectie van het coatingsysteem op het transitiestuk (indien van toepassing);
- Inspectie van de verbindingen van het stootkussen;
- Inspectie van de verbindingen van de J-tube aan het transitiestuk;
- Inspectie van de ladder;
- Inspectie van het platform;
- Inspectie van de funderingspaal tot 7 m. boven LAT-niveau.

Mocht uit inspecties blijken dat reparatie nodig is, dan dient dit mogelijk meteen te worden uitgevoerd. Dus blijkt bijvoorbeeld dat verbindingen niet goed vast zitten, dan kunnen deze ter plekke worden vastgemaakt. Typisch onderhoudswerk is het verwijderen van aangroei op de paal. Dit gebeurt waarschijnlijk elke twee à drie jaar.

4.3.2 Onderhoud aan kabels

Voor het onderhoud aan de zee kabels wordt een specifiek onderhoudsprogramma ontwikkeld. Dit onderhoudsprogramma zal minimaal aan de volgende eisen voldoen:

- Borgen dat de kabels beschikbaar zijn gedurende de levensduur van het windpark (20 jaar);
- Indien één van de hoofdonderdelen uitvalt, moeten er procedures en middelen beschikbaar zijn om dit te verhelpen;
- Regulier onderhoud zal tijdens de lage productieperiode worden uitgevoerd.

In het onderhoudsprogramma zullen voorzieningen worden opgenomen om de gevolgen van uitval te beperken en eventuele schade zo snel mogelijk te herstellen. Slepende ankers of visnetten vormen de belangrijkste oorzaken van kabelbreuk (53 % van de kabelbreuken is veroorzaakt door visnetten of slepende ankers volgens CIGRÉ, 1985).

De kabels in het windpark, dus tussen de windturbines en van de windturbines naar het transformatorstation, lopen een minder groot risico voor kabelbreuk dan de kabels die vanaf het park richting kust lopen. In het park geldt namelijk een vaarverbod. Alleen schepen van de overheid en onderhoudsschepen kunnen toegang krijgen tot het windpark. Omdat het fysiek toch mogelijk is het windturbinepark in te varen, zullen de kabels ook in het park gewapend zijn met staal draad en ook worden ingegraven net als bij de kabels die naar de kust lopen. Hierdoor worden de risico's aanzienlijk beperkt. Omdat er wel schepen varen over de kabels vanaf het windturbinepark in de richting van de kust, zullen twee aparte kabels van het windturbinepark naar de kust worden aangelegd. Bij één kabelbreuk zullen de gevolgen minder drastisch zijn, indien er nog een kabel intact is. De kabels zullen op een dusdanige onderlinge afstand komen te liggen dat een slepend anker hooguit aan één kabel schade zou kunnen toebrengen. Den Helder I ligt op ruim 44 kilometer van het dichtst bijgelegen ankergebied. Echter kunnen schepen in noodgevallen ook elders ankeren, waardoor er overal een (minimale) kans bestaat op slepende ankers.

Als onderdeel van het onderhoudsprogramma zullen geregeld metingen worden uitgevoerd om de diepteligging van de kabels te bepalen. Indien noodzakelijk dienen de kabels weer op diepte te worden gebracht. Hiertoe zal gelijkwaardig materieel worden gemobiliseerd waarmee de kabels worden geïnstalleerd.

4.3.3 Onderhoud aan windturbines

Het reguliere onderhoud aan de windturbines wordt uitgevoerd door een serviceteam, bestaande uit twee monteurs. Drie maanden na installatie is er een eerste onderhoudsronde. Vervolgens zal ieder jaar een dergelijke ronde plaatsvinden. Het onderhoud kan opgedeeld worden in:

- inspecteren;
- natrekken van boutverbindingen;
- testen;
- smeren van lagers;
- vervangen van filters;
- nemen van monsters (olie in tandwielkast en hydraulische olie).

In het serviceplan met bijbehorende checklist wordt vermeld wanneer welke activiteiten worden uitgevoerd. Ook wordt vermeld welke gereedschappen, smeermiddelen etc. dienen te worden gebruikt.

Voor het onderhoud, maar ook voor reparaties, zal men de windturbines moeten kunnen bereiken. Dit kan op verschillende manieren: per helikopter en per boot. Gemiddeld zal men de turbines bereiken per boot, maar mocht haast geboden zijn en de weersomstandigheden het toelaten, dan kan ook gebruik van de helikopter worden gemaakt. Indien voor vervoer per helikopter wordt gekozen, dan zullen de onderhoudsmonteurs met een lier afgehesen worden naar het hijsplatform bovenop de motorgondel (zie figuur 4.1). Vanaf dit hijsplatform kan het personeel de gondel in. Bij vervoer per boot wordt naast de turbine aangemeerd en per ladder kunnen de onderhoudsmonteurs het platform op de turbine bereiken (zie figuur 4.2). Op dit platform bevindt zich de toegang tot de binnenzijde van de toren en via een ladder aan de binnenzijde van de toren kan de gondel worden bereikt.



Figuur 4.1: Boven op de turbine, op de motorgondel, is een hijsplatform aanwezig



Figuur 4.2: Toegang turbine per boot (© Vestas) (BWEA, 2005)

De windturbines bestaan uit verschillende onderdelen. Per onderdeel zal worden aangegeven hoe het onderhoud ervan eruit ziet.

Rotor en lager

Nagegaan moet worden of de lager nog goed gesmeerd loopt. Waarschijnlijk wordt dit automatisch gedaan. Eens per jaar vindt de inspectie plaats. Vanwege de veiligheid worden bij de inspectie van de rotor en de lagers de bladen mechanisch stilgezet.

Motorgondel

De motorgondel wordt zo ontworpen dat onderhoud veilig kan plaatsvinden en dat eventuele lekkage van olie beperkt wordt en wordt opgevangen. De olie wordt dan verwijderd en naar de kust gebracht om daar verwerkt te worden.

Versnellingsbak

De versnellingsbak wordt zo ontworpen dat onderhoud zo gemakkelijk mogelijk kan worden uitgevoerd, zonder dat de versnellingsbak hoeft te worden gedemonteerd. Lagers kunnen worden vervangen met behulp van de interne kraan.

Oliesysteem

Uit inspecties, die minimaal eens per jaar worden uitgevoerd, zal blijken hoe vaak de olie moet worden verversd. Verversen wordt altijd op een veilige manier uitgevoerd, doordat met kleine vaten wordt gewerkt en dat mogelijke lekkage wordt opgevangen.

Generator

De generator wordt eens per jaar geïnspecteerd. De lagers in de generator worden automatisch gesmeerd en de generator kan indien nodig met behulp van de interne kraan worden vervangen.

Koppeling

Als er een koppeling aanwezig is tussen generator en versnellingsbak, dan is deze 'onderhoudsvrij' ontwikkeld. Bij verwijdering van de koppeling hoeven geen andere onderdelen te worden verwijderd.

Hydraulisch systeem

Het is noodzakelijk om de olie in het hydraulische systeem vrij te houden van welke vervuiling dan ook. Speciale procedures zullen worden ontwikkeld om met het hydraulische systeem te werken.

Giering-systeem

Inspectie wordt eens per jaar uitgevoerd. Bewegende delen worden automatisch gesmeerd. Wanneer aan het systeem wordt gewerkt, kan het systeem worden vergrendeld.

Schakelaar

Minimaal eens per jaar worden de schakelaars geïnspecteerd. Hoog voltage schakelaars zijn simpel te onderhouden, vanwege het beperkte aantal onderdelen. Laag voltage schakelaars zijn echter moeilijker te onderhouden, vanwege het groter aantal onderdelen. Beide schakelaars zijn voorzien van controlemechanismen.

Hijskraan

De hijskraan die aanwezig is in elke turbine kan onderdelen vanaf het werkbord naar de motorgondel tillen en kan worden gebruikt voor de vervanging van zware onderdelen.

4.3.4 Onderhoud aan transformatorstations

In de constructie- en startfase, dus gedurende de bouwphase en de eerste 5 jaar vanaf de oplevering van het windpark, zal men vaker dan 1 maal per jaar onderhoud verrichten aan de transformatorstations. Na deze fase kan worden volstaan met een onderhoudsinterval van een jaar. Concrete activiteiten die worden uitgevoerd tijdens een dergelijke onderhoudsbeurt zijn onder andere:

- infraroodinspectie van verbindingen;
- temperatuurmetingen rond kabels;

- metingen van oliepeilen.

De onderhoudswerkzaamheden zullen worden uitgevoerd door 3 of 4 onderhoudsmonteurs. Zij zullen 3 maal 8 werkuren op een station zijn. Overnachting is mogelijk op beide transformatorstations.

4.3.5 HSE-aspecten

In deze paragraaf wordt gekeken naar health, safety en environment (HSE) aspecten, oftewel naar gezondheids-, veiligheids- en milieuaspecten. HSE-aspecten spelen in verschillende fases van het windpark. Bij het onderhoud van het windpark zijn ook HSE-aspecten aan de orde.

In de detailfase zal een uitgebreid HSE plan worden opgesteld door de initiatiefnemer. Er dient dan een veiligheidssysteem te worden ontworpen, HSE-aspecten dienen uitvoerig beschreven te worden en activiteiten met een groot risico voor gezondheid, veiligheid en/of milieu krijgen extra aandacht. De volgende onderwerpen zijn bij een dergelijk HSE plan van belang.

Designfase en uitgangspunten

- Het is de verantwoordelijkheid van de fabrikant van de verschillende onderdelen van het windpark dat deze onderdelen zo weinig mogelijk risico's veroorzaken;
- Onderhoudsmonteurs worden liefst al bij de constructiefase betrokken;
- In het detailontwerp dient rekening te worden gehouden met HSE aspecten gedurende oprichting- en constructiefase, onderhoudsfase en verwijderingsfase. Het gaat hierbij om HSE aspecten bij normale operaties en bij voorziene abnormale situaties en restrisico's;
- Werken op zee dient beperkt te worden, dus zoveel als mogelijk wordt op land gewerkt;
- Personeel moet op de hoogte zijn van de HSE-aspecten.

Procedures

Voor een aantal zaken dienen procedures te worden opgesteld:

- Alle voorziene calamiteiten wat betreft windturbines en scheepvaart (met evacuatie en vluchtroutes voor scheepvaart);
- Veilig transport en opslag (in werkplaats) van milieuvervuilende stoffen, zoals smeerolie;
- Veilig vervoer van personeel van en naar werken en veilige toegang tot werken;
- Risicovolle activiteiten als het aansluiten van kabels en werken op grote hoogte;
- Monitoring van werkgebieden (bijvoorbeeld platform) voor het garanderen van een goede standaard;
- Abnormale weercondities;
- Abnormale zeecondities.

Voorzieningen

Voorzieningen die in de installaties worden aangebracht zijn:

- Voorzieningen vanwege brandveiligheid wat betreft:
 - alarm slaan;
 - vluchtroutes;
 - draagbare blusapparatuur;
 - opslag van afval;
 - branddetectie en blussysteem.
- Veilige toegangsmogelijkheden;
- Eerste hulp faciliteiten als reddingsboeien;
- Communicatieverbindingen van het windpark naar land als radio's en telefoons;
- Voorzieningen voor veilige opslag van materialen;
- Reddingsprogramma's voor het redden van personen die te water zijn geraakt;
- Veiligheidsvoorzieningen wat betreft elektriciteit.

Weerscondities

Er dient een beleid ontwikkeld te worden waarin het volgende wordt opgenomen:

- Effecten van windsnelheden op werkzaamheden;
- Slecht zicht;
- Werken met of op metalen delen tijdens onweer;
- Duidelijke definitie wanneer wel en wanneer geen activiteiten bij verschillende weercondities;
- Bestendigheid hijskranen (op schepen en windturbines) tegen verschillende weerscondities.

Communicatie

- Er dient regelmatig overleg te zijn tussen de operationele staf en management;
- Individueel werken moet zoveel mogelijk worden voorkomen. Er moet uitgegaan worden van teams van minimaal twee personen;
- Iedereen dient instructies en informatie te kunnen begrijpen ongeacht hun moedertaal;
- Er dient een passend communicatiesysteem te worden ontwikkeld tussen enerzijds het windpark en boten en anderzijds het kantoor aan de kust en de kustwacht in geval van nood. Te denken valt aan een telefoon in de turbine en een radio die is afgestemd op dezelfde frequentie die aan boord van de boot of helikopter wordt gebruikt;
- Indien meerdere nationaliteiten zijn betrokken is Engels de voertaal;
- Ongelukken dienen te worden genoteerd in een ongelukkenboek;
- Bijna ongelukken dienen ook vermeld te worden en altijd dient onderzocht te worden wat de oorzaak was.

Training personeel

- Vanwege veiligheidsredenen is het belangrijk dat alleen getraind, opgeleid en ervaren personeel wordt ingezet;
- Al het personeel dat offshore wordt ingezet, wordt getraind in het geven van eerste hulp, inclusief beademing, hartmassage, evacuatie met boot en helikopter, alsmede het gebruik van de veiligheidsuitrusting;

- De veiligheidsuitrusting behelst de zekeringen tijdens werken op hoogte, brandblussers en evacuatie-uitrusting (zie ook hierna bij 'Persoonlijke uitrusting');
- Ieder jaar wordt het personeel getraind op de windturbines en transformatorstations. Ervaren en gekwalificeerde mensen zullen deze trainingen verzorgen.

Persoonlijke uitrusting

De persoonlijke uitrusting van personeel offshore bestaat uit:

- Ter bescherming van het personeel dienen tijdens bouwactiviteiten veiligheidshelmen gedragen te worden ter voorkoming van hoofdletsel;
- Werkkleden die worden gedragen dienen ten alle tijden geschikt te zijn voor de uit te voeren werkzaamheden;
- Als tijdens de bouw een geluidsniveau van boven de 85 dB(A) wordt bereikt, zal ter voorkoming van hoorschade oorbescherming gedragen moeten worden;
- Handschoenen en stevige schoenen beschermen handen en voeten tijdens de werkzaamheden;
- Een veiligheidsbril moet worden gedragen indien er gevaar bestaat voor ogen;
- Indien er gevaar bestaat voor het naar beneden vallen, dient een veiligheidsuitrusting gedragen te worden, waarmee men zich zekert en het naar beneden vallen voorkomt.

Daarnaast zijn de volgende (veiligheids-)middelen aanwezig:

- Een EHBO-kist voor bij persoonlijke ongevallen;
- Reddingsvesten en -boeien om mensen te kunnen redden indien deze in zee terechtkomen;
- Wanneer personeel wordt vervoerd per helikopter of per boot, dan zullen reddingsvesten worden gedragen. Deze mogen alleen uit worden gedaan als men zich in de turbine begeeft. Ook voor de overstap van windturbine naar boot of andersom dient een reddingsvest gedragen te worden;
- Indien om wat voor reden dan ook personeel langer in de turbine moet blijven, kan gebruik worden gemaakt van een overlevingspakket. Dit pakket behelst medische middelen, slaapzak, eten, water, benodigdheden om te kunnen koken en speciale kleding.

Zijn er aanvullende eisen wat betreft veiligheid voor personeel opgesteld door onderaannemers, dan dienen deze strengere gerespecteerd te worden.

Bovenstaande HSE-aspecten beslaan alle fases van het windpark, dus zowel oprichtings-, onderhouds- als verwijderingsfase. Specifiek voor het onderhoud kan nog het volgende worden gezegd.

Het personeel dat betrokken wordt bij het reguliere onderhoud bestaat uit de volgende functies:

Service Area Manager	1 persoon
Site Manager	1 persoon
Schipper	1 persoon
Technische ondersteuning	4 personen (2 mecaniciens and 2 elektriciens)

Technische dienst	6-12 personen, afhankelijk van de omvang van het onderhoudswerk
Opslag	1 persoon
Administratie	1 persoon

Onderhoudsmonteurs functioneren normaal gesproken in teams van twee personen, waarbij één getraind is in mechanisch onderhoud en de ander in elektrisch onderhoud. Een supervisor zorgt voor de eindverantwoordelijkheid en heeft een training genoten als supervisor en heeft een technische achtergrond. Aanvullend kunnen nog mecaniciens en elektriciens worden ingehuurd, om het team te complementeren. Ze zijn VCA gecertificeerd en getraind in het omgaan met noodgevallen op zee.

De onderhoudsteams voldoen minimaal aan de kwalificaties gesteld in onderstaand kader.

- Elektrisch onderhoud: het vinden van fouten en repareren bij hoge en lage voltageniveaus, inclusief LV-schakelkasten, generators, transformatorstations, hoofd schakelaar, aarden etc.
- Communicatie materiaal: installatie, het vinden van fouten en aanpassing van het datanetwerk.
- Hydraulische installatie: service, het vinden van fouten en reparatie.
- Mechanische materiaal: service, het vinden van fouten and reparatie van delen van hoofdcomponenten.
- Certificaten voor het hijsen met kranen en ander hijsmateriaal.
- Versterkt glasvezel: inspectie, het vinden van fouten en reparatie.
- Oppervlaktebehandeling en corrosiebescherming: schilderen, inspectie en reparatie
- Veiligheid: geïntegreerde veiligheidsuitrusting van de turbine, eerste hulp en beademing, hartmassage, noodreddingen, brandbestrijding etc.
- Milieuvoorzorgsmaatregelen: het omgaan met materiaal van de turbines (voornamelijk olieproducten, gebruikte olie en vetproducten).
- Het omgaan, gebruiken en begrijpen van handboeken en documentatie.

Omdat het werken op zee extra risico's met zich meebrengt, is het van belang veiligheidseisen te stellen. Voor het voorkomen van ongevallen of de beperking van de gevolgen hiervan voor personeel zijn allerlei procedures en voorzieningen getroffen.

De milieuaspecten betreffen het gebruik van gevaarlijke stoffen ten behoeve van onderhoud of reparatie. Het transport en het gebruik van deze stoffen zal geschieden volgens de geldende regelgeving en interne richtlijnen. Dit geldt tevens voor de behandeling en verwijdering van afval als gevolg van onderhoud of reparatie.

Een voorbeeld van hoe men omgaat met een milieubelastende stof is het volgende. Na ongeveer 5 jaar zal de olie in de tandwielkast vervangen moeten worden tijdens een reguliere onderhoudsbeurt. Om te voorkomen dat olie in zee terecht komt:

- Wordt gewerkt met vaten van 20 liter die goed hanteerbaar zijn;
- Wordt gewerkt met een kraan die op het bordes staat, waarmee olievaten met behulp van een hijsnet vanuit het schip op het bordes worden gehesen;
- Worden de olievaten met de lift inwendig in de turbinetoren naar de gondel gehesen;
- Wordt de olie overgepompt vanuit het vat in de betreffende machine.

Andere milieuaspecten zijn het (beperkte) verlies van afval van personeel op boten, het terugvinden van verloren items (zoals gereedschappen) en de beheersing van geluid.

Voor uitgebreide informatie over milieuaspecten wordt verwezen naar het MER.

4.3.6 Wijze van rapportage van uitgevoerde onderhoudswerkzaamheden

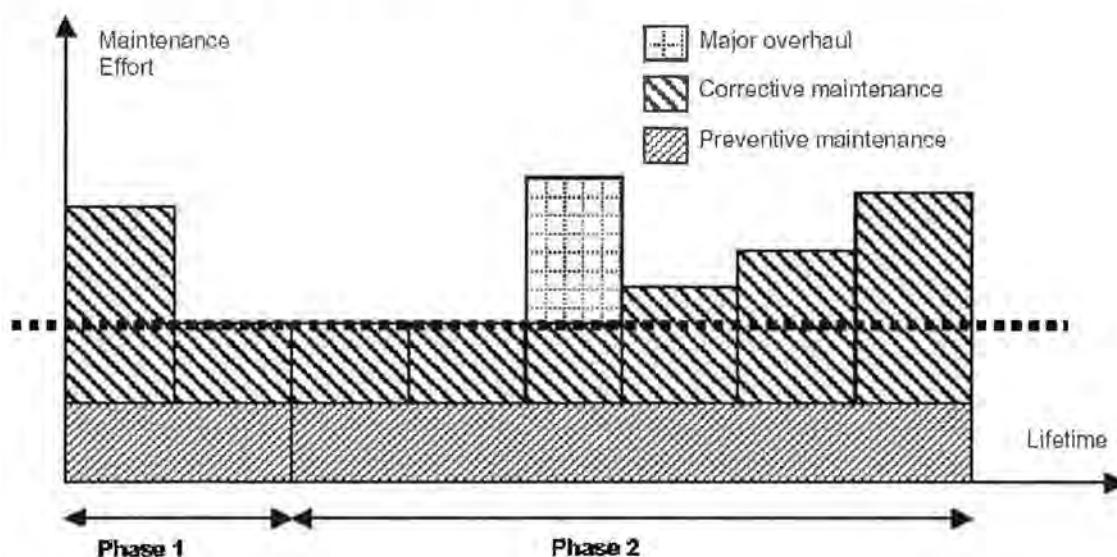
Rapportage van uitgevoerde onderhoudswerkzaamheden gebeurt als volgt:

- Aftekenen van de onderhoudschecklist;
- Rapporteren van eventuele grote afwijkingen door middel van het schrijven van een afwijkingsrapport;
- Opstellen van een serviceraapport per bezoek, waarin staat wat er is gedaan en welke onderdelen zijn gebruikt;
- Vermelden van onderhoudsbezoek met reden van bezoek in het logboek van de turbine/transformatorstation.

Defecte onderdelen worden teruggenomen naar het servicecenter (werkplaats op land) en worden voorzien van een defectlabel, waarop staat aangegeven wat er kapot is.

4.4 Reparaties

In figuur 4.3 is te zien dat in de eerste fase, de constructiefase, er meer dan gemiddeld (over de gehele levensduur van de windturbine) reparatiewerkzaamheden nodig zijn aan de turbines (de geïndiceerde tijdsblokken hebben een tijdsduur van circa 2,5 jaar). Te denken valt aan kleine productiefouten of software-instellingen. Het is aannemelijk dat na ongeveer 10 jaar een grote revisie nodig is. Preventief onderhoud is gedurende de gehele levensduur van de windturbine nodig.



Figuur 4.3: Schematisch overzicht van de onderhoudswerkzaamheden gedurende de levensduur van een windturbine. (Curvers en Rademakers, 2004) De geblokte arcering geeft de belangrijke revisie weer (major overhaul). Corrective maintenance betekent reparatie, preventive maintenance betekent onderhoud.

Uit inspectie, regulier onderhoud en ad hoc bezoek kan blijken dat reparatie noodzakelijk is. Het kan gaan om kleine reparaties bij inspectie in de turbine en aan de buitenzijde van de turbine, vervanging van kleine (<1000 kg) onderdelen en grote (>1000 kg) onderdelen. Hieronder zullen de betreffende categorieën, vervanging kleine en grote onderdelen, worden beschreven.

In het algemeen gelden de volgende zaken voor onderhouds- of reparatiewerkzaamheden (zie O&M):

1. Vanuit de bouwplaats op land worden onderhoudsteams uitgezonden naar het windpark. De bouwplaats zal van alle faciliteiten zijn voorzien die noodzakelijk zijn voor de serviceteams. Zo zullen kantoren, kantine, slaapruimten, sanitaire voorzieningen, magazijn en werkplaats aanwezig zijn. De monitoring, supervisie en planning van het dagelijkse onderhoud zal worden uitgevoerd vanuit een gebouw bij de bouwplaats/haven. Indien permanent monteurs aanwezig zijn in het park is een boot met onderdelen en 8 onderhoudsmonteurs permanent aanwezig in het windturbinepark. De monteurs zijn dan gevestigd op een verblijfplaats in één van de transformatorstations. Reistijd van en naar een windturbine is dan gelimiteerd tot ongeveer een half uur.
2. Een helikopterplatform is beschikbaar op de transformatorstations. Zo kan snel worden ingegrepen bij storingen in de stations. Zulke storingen leiden doorgaans tot uitval van meerdere turbines.
3. Turbines kunnen worden uitgerust met mobiele kranen voor het hijsen van grote onderdelen, zoals een versnellingsbak.
4. Turbines zijn altijd uitgerust met een interne kraan voor het hijsen van kleine onderdelen (<1000 kg).
5. Turbines zijn uitgerust met een platform op een hoogte van 15 boven HAT-niveau, waarop reserveonderdelen kunnen worden gelegd.
6. Een externe kraan is noodzakelijk om een gehele motor of gondel te vervangen. Waarschijnlijk is een jack-up platform hiervoor het meest geschikt.

4.4.1 Reparatie bij inspectie

Bij inspectie kan men gelijk een reparatie uitvoeren. In deze categorie gaat het om onderdelen die door monteurs gedragen kunnen worden. Een team van tenminste twee onderhoudsmonteurs zullen de reparaties uitvoeren met behulp van gereedschap in een kist. Het kan hierbij gaan om reparaties aan de binnenkant of aan de buitenkant van de turbine.

Het transport van de monteurs kan op verschillende manieren geschieden.

- Supplier met OAS (offshore access system)
 - 2 monteurs worden met de boot naar de turbine gebracht;
 - Uitvoeren van reparaties;
 - Personeel van turbine terug naar de boot via de daarvoor bestemde uitgang;
 - Aan boord gaan;
 - Vervoer van personen kan met een max. windsnelheid van 12 m/s en golfhoogte van 2,0 m.
- Vervoer door middel van helikopter indien er hoge prioriteit is en slechte weersomstandigheden

- 2 monteurs worden vanaf de kust naar de turbine gebracht (50 km is ongeveer 1 uur reistijd);
 - Ze worden op de turbine gehesen;
 - Helikopter landt op het helikopterplatform van het transformatiestation;
 - Uitvoeren van reparaties;
 - Helikopter haalt monteurs op;
 - Helikopter vliegt terug naar de kust;
 - Vervoer van personen kan met een max. windsnelheid van 15 m/s.
- Supplier met een Catamaran type boot (zie Arklow Bank)
 - 2 monteurs worden vanuit de supplier naar de turbine gebracht met de catamaran;
 - Onderhoud wordt uitgevoerd;
 - Personeel gaat van de turbine af en met de catamaran terug naar de supplier;
 - Aan boord van supplier;
 - Vervoer van personen kan met een max. windsnelheid van 10 m/s en een golfhoogte van 0,5 tot 1,0 m.

4.4.2 Vervanging van kleine onderdelen (<1000 kg)

Deze categorie beslaat alle onderhoud en reparatie van onderdelen die niet door personeel gedragen kan worden en zodoende een permanente interne kraan vereist is. Een kenmerkende onderhoudsactie kan er als volgt uitzien:

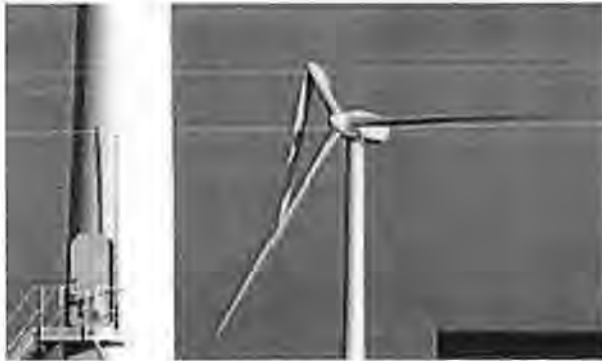
1. 2 monteurs worden met een supplier met OAS naar turbine gebracht en voeren inspectie uit en keren terug naar de basis;
2. 2 monteurs keren terug met de benodigde onderdelen met de supplier met OAS;
3. Het defecte onderdeel wordt gedemonteerd;
4. Defect onderdeel wordt naar een lager platform gehesen;
5. Defect onderdeel wordt naar supplier gehesen (wellicht kan dit later als er meerdere onderdelen eerst op het platform kunnen blijven liggen);
6. Reserveonderdelen worden van supplier naar platform gehesen;
7. Onderdelen worden in de motorgondel gehesen;
8. Onderdelen worden gemonteerd;
9. Personeel gaat vanuit de turbine via de uitgang aan boord van de supplier.

Vervoer van personeel kan geschieden met een max. windsnelheid van 12 m/s en een golfhoogte van max. 2,0 m. Het overbrengen van onderdelen van supplier naar platform en vice versa kan tot een windsnelheid van 15 m/s en een golfhoogte van 2,0 m. Het hijsen van onderdelen van het platform naar de motorgondel kan tot een windsnelheid van max. 6 m/s. Aangenomen wordt dat deze gehele operatie ongeveer 10 uur in beslag zal nemen. De defecte onderdelen worden voorzien van een defectlabel en teruggestuurd naar de serviceafdeling.

4.4.3 Vervanging van grote onderdelen (>1000 kg)

Deze categorie behelst de vervanging van grote onderdelen, zoals een generator of blad. Blikseminslag kan de oorzaak zijn van een defecte windturbine (zie figuur 4.4). De windturbines worden dan ook uitgerust met een protectiesysteem, dat ervoor zorgt dat het elektrische systeem, het controlesysteem, sensoren en de bladen worden

beschermd tegen blikseminslag. Ongeveer 10 % van de blikseminslag zal dan nog leiden tot schade (ECN, 2002).



Figuur 4.4: Schade door blikseminslag bij Blyth Harbour (UK) (ECN, 2002)

Twee scenario's zijn denkbaar om grote onderdelen te vervangen:

1. Een interne kraan zal moeten worden opgebouwd;
2. Een externe kraan moet worden gebruikt.

Ad 1). Een kenmerkende onderhoudsactie met interne kraan ziet er als volgt uit (bijvoorbeeld vervanging generator, blad):

1. 2 monteurs worden met een supplier met OAS naar turbine gebracht en voeren inspectie uit en keren terug naar de basis;
2. 2 monteurs en een expert gaan naar de turbine met een supplier met OAS, voeren een inspectie uit en keren terug naar de haven;
3. Onderdelen, personeel, tussenhijskraan, 50 MT kraan en kraanschip moeten geregeld worden. Dit duurt minimaal een week;
4. 4 monteurs worden met een supplier met OAS naar turbine gebracht om defecte onderdelen te demonteren;
5. Het kraanschip vervoert de onderdelen naar de turbine;
6. De tussenkraan, 50 MT kraan en onderdelen worden op het platform gehesen;
7. Kraanschip gaat terug naar haven;
8. De tussenkraan wordt naar de motorgondel gehesen en erbovenop gemonteerd;
9. De 50 MT kraan wordt naar de motorgondel gehesen en erbovenop gemonteerd;
10. Defecte onderdeel wordt op platform gezet;
11. Reserveonderdelen worden omhoog gehesen en gemonteerd;
12. De 50 MT kraan wordt gedemonteerd en op platform gezet;
13. De tussenkraan wordt gedemonteerd en op platform gezet;
14. Tussenkraan, 50 MT kraan en defecte onderdelen worden op een kraanschip gehesen;
15. Kraanschip vaart terug naar haven;
16. Gerepareerde turbine kan weer in bedrijf worden gezet.

Bij stap 9 tot en met 14 zullen de weersomstandigheden gunstig moeten zijn. De windsnelheid mag max. 6 m/s zijn bij het hijsen en 10 m/s bij het werken in de motorgondel. Gedurende stap 6 tot en met 16 zal de supplier stand-by zijn.

Ad 2). Een kenmerkende onderhoudsactie met externe kraan (bijvoorbeeld de "Jumping Jack" of gelijkwaardig) ziet er als volgt uit (bijv. vervanging motorgondel of rotor):

1. 2 monteurs worden met een supplier met OAS naar turbine gebracht en voeren inspectie uit en keren terug naar de basis;
2. 2 monteurs en een expert gaan naar de turbine met een supplier met OAS, voeren een inspectie uit en keren terug naar de haven;
3. Onderdelen, personeel, tussenhijskraan, 50 MT kraan en kraanschip moeten geregeld worden. Dit duurt minimaal 3 weken;
4. 4 monteurs worden met een supplier met OAS naar turbine gebracht om defecte onderdelen te demonteren;
5. Reserveonderdelen worden met een jack-up van haven naar turbine getransporteerd;
6. Jack-up wordt gepositioneerd (3 uur);
7. Defect onderdeel wordt op Jack-up gehesen;
8. Onderdelen worden naar turbine gehesen en op basispunten gemonteerd, jack-up kan terug naar haven;
9. Montage wordt afgerond, onvoorziene activiteiten uitgevoerd en turbine wordt weer in werking gezet;
10. Jack-up wordt gemobiliseerd;
11. Terugvaren naar haven.

Groot onderhoud wordt altijd in overleg met de kustwacht uitgevoerd. Voor de vervanging van grote onderdelen dient een aparte handleiding met instructies en randvoorwaarden te worden opgesteld.

4.5 Onderhoudsschepen

In deze paragraaf worden verschillende typen onderhoudsschepen toegelicht die kunnen worden ingezet. Achtereenvolgens komen onderzoeksschepen, installatieschepen, kabellegschepen en boor- en graafinstallaties aan bod (naar de indeling van Garrad Hassan and Partners Limited, 2003). Deze schepen worden gebruikt bij de installaties van het windpark, maar kunnen ook worden ingezet bij onderhoud en/of reparatie en daarom worden ze in dit onderhoudsplan beschreven.

Onderzoeksschepen

Geofysische en geotechnische onderzoeken worden uitgevoerd om te beoordelen waar de fundaties en kabelroutes het best kunnen worden gesitueerd. Speciaal hiervoor bestemde vaartuigen zijn onder andere "Merijn", "Sea Explorer", "De Zeebouwer" en de "M/V Bucentaur". Deze onderzoeksschepen kunnen ook worden gebruikt om te inspecteren of de kabels die zijn ingegraven in het zeebed nog op diepte liggen.

Installatieschepen

De installatieschepen worden gebruikt om fundaties en turbines te installeren. Hiervoor kunnen schepen worden gebruikt die speciaal voor de installatie van windturbines zijn ontwikkeld, zoals "Sea Jack", "M/V Sea Energy", "M/V Sea Power". Indien er grote reparaties moeten worden uitgevoerd, zoals de vervanging van de rotorbladen, dan zullen soortgelijke installatieschepen worden ingezet.



Figuur 4.5: Als indicatie van een installatieschip de "Jumping Jack" bij Arklow Bank

Kabellegschepen

De kabels tussen de turbines en van de turbines naar het transformatorstation worden ingegraven, evenals de kabels die van het park richting kust lopen. Voor het ingraven van de kabels zijn speciaal ontwikkelde schepen beschikbaar. Indien uit inspecties blijkt dat kabels niet meer op (voldoende) diepte liggen, dan worden deze opnieuw ingegraven. Voorbeelden van deze schepen zijn "Coastal Spider" en "Coastal Bigfoot". Door deze schepen wordt de kabelgraver over de zeebodem gesleept (zie figuur 4.6).



Figuur 4.6: Kabelgraver (Smarttrencher)

Boor- en hei-installaties

Om fundaties de zeebodem in te krijgen zijn installaties ontwikkeld om te boren en te heien. IHC of Menck bezitten hei-installaties, Seacore Ltd. boorinstallaties.

Tot slot is het van belang nog een type boot te noemen en dit is het type dat wordt ingezet bij het vervoeren van personeel naar de turbines, de zogenaamde supplier. Hier zijn vele varianten van, maar gedacht wordt aan een catamaran die snel is te verplaatsen en die zich dicht tegen de turbines kan zetten, zodat het voor het personeel veilig is van en aan boord te gaan.

5 VERLICHTINGSPLAN

5.1 Inleiding

In dit verlichtingsplan wordt ingegaan op welke verlichting wordt gebruikt voor het windpark, maar ook markeringen en geluidssignalen zullen aandacht krijgen. Achtereenvolgens komen navigatieverlichting, luchtvaartverlichting, markering, geluidssignalen en radarreflectoren en obstakelmarkering tijdens de bouw van het windpark aan bod.

5.2 IALA richtlijn

In het verlichtingsplan dient de wijze van verlichting, markering, gebruik van lichtsignalen, kleurstelling etc. beschreven te worden. De *International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities* (IALA) heeft in juli 2000 richtlijnen voor markering en verlichting van windturbineparken vastgesteld en deze richtlijnen in december 2004 gereviseerd (IALA Recommendation O-117). Deze richtlijn is bedoeld ter vergroting van de zichtbaarheid van windturbineparken voor de scheepvaart. Dit verlichtingsplan is gebaseerd op deze gereviseerde IALA richtlijn.

5.3 Navigatie verlichting

Voor de scheepvaart is het van belang dat het windturbinepark duidelijk zichtbaar is. Iedere windturbine die zich op een hoekpunt van het park bevindt of waar de vorm van de omtrek van het park verandert, wordt voorzien van een flitsend geel licht (Orga type FML 155SA of gelijkwaardig) met een zichtbaarheid van 5 zeemijl. Voor het gemak worden deze turbines nu aangeduid met de letter "A". Het hoofdtransformatorstation aan de westkant van het windpark wordt uitgerust als windturbinetype A, omdat dit station zich tevens op een hoekpunt van het windpark bevindt. De lichten op turbines A flitsen iedere 15 seconden synchroon de morse-letter U, zodat de omtrek van het gehele park goed zichtbaar gemarkeerd is voor de scheepvaart. Indien meer dan drie zeemijlen tussen twee turbines A liggen, dan worden aanvullend turbines met dit licht uitgevoerd. Het gaat hierbij dan uitsluitend om turbines die zich aan de buitenkant van het windpark bevinden.

Het gele flitslicht wordt bevestigd aan de buitenzijde van het werkbordes, op 15 m. boven HAT-niveau, dat gericht is naar de buitenzijde van het park. De toren van de turbine kan zo het licht voor de scheepvaart niet tegenhouden. Ook de rotorbladen komen niet voor de verlichting.

Turbines die zich bevinden aan de buitenranden van het park en niet al zijn uitgerust met eerdergenoemde lichten en zich op twee zeemijlen afstand van "A"-turbines bevinden, worden eveneens voorzien van gele flitsverlichting, alleen dan met een zichtbaarheid van slechts twee zeemijl en met een ander flitsfrequentie dan de lichten op de "A"-turbines. Turbines met deze uitrusting worden gemakshalve aangeduid met de letter "B".

Omdat het voor de scheepvaart niet wenselijk is om allerlei verschillende verlichting aan te brengen (het zogenaamde kerstboomeffect), bestaat de scheepvaartverlichting dus uitsluitend uit geel flitslicht op diverse turbines aan de buitenrand van het windpark. Uit de wijziging van de Wbr-vergunning van het windpark Q7 blijkt dat rode

obstakelverlichting op de turbines ter hoogte van het werkbordes aan de randen van het park niet uitgevoerd mogen worden. Dit is dan ook de reden dat alleen voor geel flitslicht wordt gekozen.

Uit de IALA-richtlijn blijkt dat de scheepvaart- of navigatieverlichting als een belangrijk hulpmiddel wordt beschouwd en zodoende minimaal 99% beschikbaar moet zijn. Dit wil zeggen dat de verlichting in totaal ten hoogste 87,5 uur per jaar in storing mag zijn. Om deze reden wordt de navigatieverlichting (en de misthoorns die later worden besproken) aangesloten op een oplaadbare accubatterij die een periode van 36 uur kan overbruggen. De scheepvaartverlichting, de misthoorns en de accubatterijen worden preventief onderhouden en middels een monitoringsysteem op afstand bewaakt. Storingen worden direct gesignaleerd en kunnen vervolgens verholpen worden door monteurs heen te zenden. 36 uur is voldoende om de reparaties uit te voeren, dan wel bij stroomuitval een kleine generator op te starten of een vervangende accubatterij te brengen.

In de figuur van bijlage 4 worden de onderscheiden windturbine-typen "A" en "B" weergegeven.

5.4 Luchtvaartverlichting

De luchtvaart in dit deel van de Noordzee is gewend aan de verlichting zoals die wordt toegepast op de olie- en gasplatforms op het Nederlands Continentaal Plat. Dit is dan ook de reden dat deze luchtvaartverlichting zoals voorgeschreven volgens het Mijnreglement continentaal plat (Mrpc) als uitgangspunt wordt genomen bij dit offshore windturbinepark.

Een offshore windturbinepark wordt volgens de IALA-richtlijn opgevat als één offshore installatie. De buitencontouren en de hoekpunten worden geaccentueerd, zodat de luchtvaart de vorm en omvang van het windpark kan herkennen.

Op het dak van iedere windturbine wordt een rood obstakellicht geïnstalleerd. Ook op het dak van de transformatorstations wordt een dergelijk licht geïnstalleerd. Het obstakellicht heeft een sterkte van 50 candela (type Orga L55SA). Het windturbinepark is vanuit de lucht dus te herkennen aan de rode obstakellichten aan de bovenkant op iedere turbine.

De rode obstakelverlichting brandt continue, in verband met eisen van het Directoraat-Generaal Transport en Luchtvaart (DGTL) en het is dus niet geoorloofd om knipperende verlichting te gebruiken.

5.5 Markering

De buitenzijde van de fundatiepaal en de toren van de turbine tussen HAT-zeeniveau (HAT = Highest Astronomical Tide) en 15 m. boven HAT-zeeniveau wordt geel geverfd, zoals aanbevolen in de IALA-richtlijn. Indien het werkbordes met verlichting boven deze 15 m. is bevestigd, dan wordt de toren tot aan dit werkbordes geel geverfd. Reflecterende gele verf kan ook een optie zijn, maar er dient dan eerst duidelijkheid verschaft te worden over de levensduur, onderhoudsgevoeligheid, kosten en milieuaspecten van deze verf.

5.6 Geluidssignalen en radarreflectoren

Op elke turbine die op een hoekpunt in het park staat of op een punt waar de omtrek van het park verandert, de zogenoemde turbine A, wordt een misthoorn geplaatst (type ORGA FH800/5/SA of gelijkwaardig). Het bereik bedraagt 2 zeemijl (= 3,7 km.). Voor de bepaling van overige turbines met een misthoorn, zal worden uitgegaan van een denkbeeldige afstand van 2 zeemijl rondom het windpark, zoals de afstandseis inhoudt.

De misthoorns kunnen handmatig en automatisch worden bediend. Door middel van een mistdetector (ORGA type VF500), die op één van de turbines wordt gemonteerd, zullen de misthoorns automatisch worden ingeschakeld. De mistdetector zal op een zichtbaarheid van 2 NM worden ingesteld. De hoorns zullen iedere 30 seconden een morse-code U blazen en zullen onderling met elkaar worden gesynchroniseerd. De misthoorns zullen voldoen aan de eisen van Rijkswaterstaat Directie Noordzee.

Alle windturbines aan de buitenrand van het windturbinepark zullen worden voorzien van een radarreflector (ORGA type SSRR500) op het bordes op ongeveer 15 m. boven HAT-zeeniveau. De radarreflector voldoet aan de IALA-richtlijnen.

In de figuur in bijlage 4 is weergegeven welke turbines een misthoorn en/of een radarreflector hebben.

5.7 Obstakelmarkering tijdens bouw

De obstakelmarkering tijdens de bouwperiode dient goedgekeurd te worden door de Kustwacht.

Tijdens de constructie van het windturbinepark zullen de gebieden waar constructiewerkzaamheden plaatsvinden moeten worden gemarkeerd conform de IALA richtlijn voor maritieme navigatiesystemen (IALA Maritime Buoyage System (MBS).

Zodra een funderingspaal is geïnstalleerd, wordt op deze paal een tijdelijk platform geplaatst met een wit flitslicht (ORGA type L303SA-M of gelijkwaardig) met een accubatterij. Omdat bij de installatie van de funderingspaal nog geen 30 meter hoogte wordt bereikt, is luchtvaartverlichting niet nodig. Indien deze 30 meter wel wordt overschreden dient een rood obstakellicht te worden gemonteerd met een lichtsterkte van 50 candela (ORGA type L55SA).

Gedurende de installatieperiode vindt mistwaarschuwing plaats door de op dat moment toch al aanwezige wacht- en installatieschepen. Als deze schepen een schip op hun radar zien naderen, dan wordt dit schip opgeroepen en gewaarschuwd.

Na de installatie van de complete windturbines op de hoekpunten, worden de scheepvaartverlichting, luchtvaartverlichting en misthoorn plus de oplaadbare accubatterij aangesloten op de kleine dieselgenerator die zich standaard in elke windturbine bevindt. Nadat de netaansluiting is gerealiseerd blijft deze generator in de turbine voor gebruik bij noodgevallen, zoals kabelbeschadigingen.

6 CALAMITEITENPLAN

6.1 Inleiding

In Artikel 4.1 van de 'Beleidsregels inzake toepassing Wet beheer rijkswaterstaatswerken op installaties in de exclusieve economische zone' staat beschreven dat een calamiteitenplan een vereist onderdeel is van de vergunningaanvraag. Dit calamiteitenplan heeft tot doel betrokkenen voor te lichten, teneinde snel en efficiënt te kunnen reageren bij calamiteiten. Het plan geeft maatregelen aan die in deze voorkomende gevallen genomen moeten worden. Die voorvallen worden bedoeld die een ernstige bedreiging vormen voor de veiligheid van de op het werk aanwezige personen, van de scheepvaart of visserij, voor de verontreiniging van de zee, danwel voor de bescherming van de natuur en milieu. Niet alleen zal ingegaan worden op de bestrijding van dergelijke voorvallen, maar ook op de beperking van de gevolgen van deze voorvallen. Vooruitlopend op de uiteindelijke bouw- en aanlegfase van het windpark Den Helder I zal Airtricity met andere initiatiefnemers verschillende calamiteitenplannen met elkaar vergelijken met het oog op gelijkschakeling.

In dit calamiteitenplan wordt aangegeven hoe bij verschillende calamiteiten zal worden gehandeld. Een onderscheid wordt gemaakt tussen calamiteiten met personeel (tijdens bouw en operatie), met scheepvaart en visserij en met milieucalamiteiten. Tot slot wordt een bereikbaarheidsschema weergegeven dat als hulpmiddel dient indien zich een calamiteit voordoet.

6.2 Personeel tijdens bouw en operatie

De site-manager is het eerste aanspreekpunt indien zich een calamiteit voordoet. De coördinatie in geval van een calamiteit zal vanuit het projectkantoor op de wal plaatsvinden. Er zal een lijst met contactpersonen en telefoonnummers worden opgesteld die belangrijk kunnen zijn bij een calamiteit. Al het personeel dat offshore tewerkgesteld zal worden dient in het bezit te zijn van de benodigde (gezondheids-)certificaten, zodat bijvoorbeeld eerste hulp kan worden toegepast indien nodig.

Er zijn diverse calamiteitsscenario's denkbaar en het is daarom verstandig vooraf te bepalen wat men moet doen indien een voorval plaatsvindt. Denkbare scenario's voor personeel tijdens de bouw en tijdens operatie komen nu aan de orde.

6.2.1 Man overboord

Indien een persoon in het water valt tijdens het aan boord gaan of verlaten van een schip in een haven, dan moet degene die het voorval waarneemt de kapitein van het schip waarschuwen en een reddingsprocedure inzetten om de persoon in kwestie te redden. Denk hierbij aan het toegooien van een reddingsboei, touw ladder etc. Indien een persoon overboord valt tijdens de reis vanuit de haven naar het turbinepark, dan dient de kapitein van het betreffende schip direct gealarmeerd te worden door middel van het roepen van 'man over boord'. Op hetzelfde moment zal een reddingsboei of een ander drijvend hulpmiddel in het water gegooid worden. Degene die het voorval waarneemt moet continue de te water geraakte persoon in de gaten houden en zo dicht mogelijk in de richting van de betreffende persoon gaan staan, zodat de kapitein weet waar iemand in het water ligt. De hoorn van het schip moet geblazen worden, zodat andere schepen worden gealarmeerd. Externe assistentie wordt gezocht. De kapitein

zal Man Over Board (MOB) alarm slaan en de service-manager informeren. De reddingsoperatie moet uitgevoerd worden in overeenstemming met de interne procedure van het betreffende schip. Wanneer de te water geraakte persoon weer aan boord is, zal iemand eerste hulp moeten geven. De kapitein moet dan naar land varen, zodat de persoon naar een ziekenhuis kan worden gebracht. De site-manager moet worden geïnformeerd als de reddingsoperatie voorbij is.

Als een persoon te water raakt vanaf een installatie op zee, zoals een turbine, dan zal het overige personeel schepen in de omgeving moeten alarmeren. Ook zal contact moeten worden gezocht met de kustwacht, die dan actie zal gaan ondernemen. Het overige personeel zal een reddingsboei moeten gooien en het slachtoffer moeten assisteren, zonder zelf gevaarlijke manoeuvres uit te halen.

Een schip is altijd in de buurt als er turbines bemand zijn, zodat binnen 10 minuten geassisteerd kan worden bij man over boord.

6.2.2 Brand

De procedure tijdens brand is als volgt: breng mensen in veiligheid, geef alarm, bestrijd het vuur en minimaliseer schade. De noodstop zal ingedrukt moeten worden en geprobeerd moet worden of de hoofdschakelaar kan worden uitgezet. Als personeel naar beneden moet worden gehaald, dan moet men oppassen voor de risico's van vallende onderdelen en dient men een veilige plaats te zoeken. Indien mogelijk zullen brandgevaarlijke materialen en vloeistoffen verwijderd worden. Als het vuur niet te blussen is, dan moet men de installatie verlaten. Indien er brand op een schip is, dan zal de kapitein de kustwacht en schepen in de buurt moeten alarmeren. Geprobeerd moet worden het vuur te bestrijden in overeenstemming met de voorschriften van het schip. Alle passagiers moeten de instructies volgen van de kapitein.

Is er brand in een turbine of substation, dan moet het stand-by schip gealarmeerd worden. Het vuur zal bestreden worden met de handblusser, voor zover hierbij de persoonlijke veiligheid niet te zeer in het geding komt. Iedereen dient zich te realiseren dat schadelijke stoffen bij een brand kunnen vrijkomen.

6.2.3 (bijna) Ongeval

Als zich een ongeval voordoet, dan moet een hulpdienst worden ingeschakeld door 112 te bellen, zodat de betreffende persoon naar het vasteland kan worden vervoerd. Als dit niet veilig kan gebeuren, dan zal de kustwacht moeten worden ingeschakeld. De site-manager moet van ieder ongeluk op de hoogte worden gebracht. Hij moet de oorzaak van het ongeluk wegnemen en de autoriteiten op de hoogte brengen in overeenstemming met het HSE-plan. Slachtoffers dienen naar een ziekenhuis gebracht te worden voor onderzoek.

Windturbines kunnen worden verlaten door de ladder naar beneden te nemen vanaf het platform. Een schip kan onderaan de personen opvangen. Al het personeel in de turbine heeft een training gehad om henzelf of collega's te redden met behulp van de veiligheidsuitrusting die aanwezig is in elke turbine. Het milieu- en kwaliteitssysteem van Airtricity dient te worden nageleefd. Indien een persoon geëvacueerd moet worden met een helikopter, dan zal de evacuatie-uitrusting gebruikt dienen te worden. In alle gevallen dienen de aanwijzingen van het helikopterpersoneel opgevolgd te worden.

Evacuatie vanaf het transformatorstation kan met behulp van een helikopter, een catamaran, een noodvlot of via een ladder naar het water. De vluchtroutes en vluchtprocedures zullen in overleg met de ontwikkelaar van het transformatorstation nader worden vastgesteld.

Evacuatie uit schepen, installaties etc. is geïnitieerd via de Kustwacht in overeenstemming met de normale procedures op een schip. Evacuatie per helikopter wordt uitgevoerd in overeenstemming met de normale procedures van de kustwacht. De site-manager wordt bij alle evacuaties geïnformeerd.

6.2.4 Acute ziekte

Als er sprake is van acute ziekte, dan zal het stand-by schip opgeroepen worden om de patiënt te evacueren. Indien de evacuatie niet veilig kan worden uitgevoerd met behulp van een schip, dan zal de kapitein de kustwacht om assistentie vragen. Medisch advies kan men vragen aan de Kustwacht. De site-manager regelt verdere medische behandeling met een dokter of ziekenhuis indien nodig en rapporteert hierover in een 'ziekerapport'.

6.2.5 Onweersbuien

Onweer en bliksem zijn extreem gevaarlijk op zee. Tijdens onweer zal niet gevaren of gevlogen worden tussen of naar/van turbines. Indien er een risico bestaat voor opkomende storm, dan zal het windpark worden verlaten. De risico's op letsel tijdens bliksem zijn groot, dus de volgende voorschriften dienen te worden nageleefd. Het werk op het windpark zal gestopt worden indien bliksem wordt gezien, maar nog geen donder wordt gehoord. De afstand van het onweer is dan ongeveer 10 tot 30 kilometer. Het windpark kan verlaten worden. Indien er donder wordt gehoord, dan zal meteen gestopt moeten worden met het werk. Het onweer zit binnen 15 kilometer. Personen zullen naar veilige havens moeten gaan en daar blijven totdat het onweer voorbij is. Dit is op het moment dat geen flitsen meer worden gezien en een uur verstreken is sinds de laatste donder.

Sommige plekken zijn veilig tijdens storm en andere niet. Het is dan goed om aan te geven welke. Platforms binnen windturbines en transformatorstations zijn veilig indien men meer dan een 0,5 meter van de wanden en metalen delen is verwijderd. Platforms met aparte ruimtes voor installatie en transformatoren etc. zijn veilig indien deze gesloten zijn en alles naar behoren functioneert. Als een windturbine niet tijdig verlaten kan worden, dan zal het personeel naar de bodem van de turbine moeten gaan zonder iets aan te raken. Deze locatie wordt aangegeven. De site-manager wordt geïnformeerd en zijn instructies dienen te worden opgevolgd.

6.2.6 Opkomend slecht weer

Kapitein en site-manager moeten continue het weer monitoren. Als de kapitein stelt dat het onveilig is, dan wordt personeel niet afgezet of opgehaald. Tijdens extreme weerscondities als sterke wind en ruwe zee kan het nodig zijn evacuaties uit te stellen. Personeel dient in de turbine te blijven en naar beneden te komen. De site-manager wordt geïnformeerd en zijn instructies dienen te worden opgevolgd.

6.2.7 Bommelding, gijzeling of sabotage

Indien het windturbinepark onderwerp is van een vorm van terrorisme, de volgende handelingen dienen te worden verricht. Hierbij is het van enorm belang om notities te maken.

Bommelding en gijzeling: te allen tijde dient 112 te worden gebeld. De volgende aanwijzingen zullen gevolgd worden:

- Blijf kalm en beleefd;
- Onderbreek de persoon die belt niet;
- Hou het gesprek gaande door vragen te stellen;
- Herhaal de bedreiging, mogelijk woord voor woord;
- Maak notities.

Bij sabotage dient 112 gebeld te worden. Vandalisme aan turbines, schepen of uitrusting wordt gerapporteerd aan de politie en aan de verzekering.

6.3 Scheepvaart en visserij

6.3.1 Schip op drift

Er bestaat een risico dat schepen in de regio op drift raken vanwege motorproblemen, stuurproblemen of vanwege gebrek aan brandstof. Zo'n schip op drift is dan een risico vanwege botsingsgevaar met turbines, transformatorstations of andere schepen. De kustwacht wordt geïnformeerd bij dergelijke schepen op drift en zendt waarschuwingen uit naar de scheepvaart. Als de situatie daarom vraagt, zullen personen van de turbines worden geëvacueerd. Indien schepen op drift worden waargenomen, dient contact met de kustwacht te worden opgenomen.

Als de kustwacht wordt geïnformeerd over drijvende objecten in de regio, dan zullen zij de site-manager informeren. De site-manager neemt dan de nodige voorzorgsmaatregelen ter protectie van het personeel en de installaties. Indien scheepspersoneel tijdens het werk in het turbinepark drijvende objecten waarneemt, zal de site-manager geïnformeerd worden. Deze neemt dan contact op met de kustwacht en zal verdere actie ondernemen in samenwerking met deze kustwacht.

6.3.2 Aanvaring

Indien er een aanvaring plaatsvindt, moet de kustwacht worden gealarmeerd. Iedereen in het gebied is verplicht te helpen bij het vinden van mogelijke slachtoffers, die naar de dichtstbijzijnde haven gebracht dienen te worden. In het geval van aanvaring kan olie lekkage voorkomen. Maatregelen ter bestrijding van de lekkage en ter bescherming van milieu en veiligheid dienen dan, indien mogelijk, meteen te worden genomen. Ook zal hierover meteen gerapporteerd worden.

6.4 Milieu

Het risico op milieucalamiteiten is laag. Olielekkage kan voorkomen indien materiaal het begeeft, zoals gebroken hydraulische slangen. Indien er olie wordt gelekt, dan dient dit direct gestopt dan wel geminimaliseerd te worden en dient het incident gerapporteerd te worden in overeenstemming met de Nederlandse procedures voor milieubescherming. In de turbines worden maatregelen genomen om te voorkomen dat olie in het milieu

terecht komt. Onder de belangrijkste plaatsen waar olie kan lekken worden voorzieningen getroffen om olie op te vangen (zogenaamde oil collection systems). De gelekte olie wordt zo opgevangen en verzameld in een centraal opvangsysteem.

Lekkage van ontvlambare vloeistoffen kan in het ergste geval leiden tot brand. Actie zal snel plaats moeten vinden en er dient over gerapporteerd te worden. Voorkomen moet worden dat de lekkende stof zich verspreidt, door absorberend materiaal te gebruiken of de stof in te dammen. Aangetast materiaal dient geïsoleerd te worden van de omgeving en veilig afgevoerd te worden. Bij een milieucalamiteit zijn alle personen in de regio verplicht te helpen. Rijkswaterstaat Directie Noordzee en de Kustwacht worden geïnformeerd. Al het afval dient te worden verzameld en naar de kust te worden gebracht. Grote drijvende objecten of andere gevaarlijke objecten voor schepen en milieu worden gerapporteerd aan de site-manager en zo snel mogelijk verzameld. Het is niet toegestaan afval te laten accumuleren. Afvalverwijderingsprocedures zullen worden opgevolgd.

6.5 Bereikbaarheidsschema

Uit de reeds genoemde calamiteiten uit de vorige paragrafen valt te herleiden wie bij welke calamiteit benaderd dient te worden. Om dit overzichtelijk weer te geven wordt in tabel 6.1 een lijst van calamiteiten genoemd met daarachter wie wordt benaderd.

Tabel 6.1: Bereikbaarheidsschema calamiteiten

Calamiteit	Wie wordt benaderd?
Man over boord	Waarnemer informeert kapitein Kapitein informeert Kustwacht en omliggende schepen
Brand	Waarnemer informeert kapitein Kapitein informeert Kustwacht en omliggende schepen
Ongeval	Waarnemer schakelt hulpdiensten in via 112 Indien vervoer naar land probleem is, dan ook contact met Kustwacht
Acute ziekte	Standby schip informeren voor evacuatie Indien vervoer naar land probleem is, dan ook contact met Kustwacht
Onweer	Kapitein/waarnemer informeert site-manager
Opkomend slecht weer	Kapitein/waarnemer informeert site-manager
Bommelding, gijzeling of sabotage	Waarnemer schakelt hulpdiensten in via 112
Schip op drift	Waarnemer informeert site-manager Site-manager alarmeert Kustwacht Indien anderen een schip op drift waarnemen, dan wordt via de Kustwacht de site-manager op de hoogte gesteld en kunnen maatregelen getroffen worden.
Aanvaring	Waarnemer informeert site-manager Site-manager alarmeert Kustwacht Indien anderen een aanvaring waarnemen, dan wordt via de Kustwacht de site-manager op de hoogte gesteld en kunnen maatregelen getroffen worden.
Milieu	Waarnemer informeert Kustwacht, Rijkswaterstaat Noordzee en site-manager

7 VERWIJDERINGSPLAN

7.1 Inleiding

In dit verwijderingsplan staat beschreven op welke manier de verschillende onderdelen van het windpark worden ontmanteld. Nadat aangegeven wordt welke onderdelen worden verwijderd en welke voorbereidingen nodig zijn, komen achtereenvolgens turbines, fundaties, transformatorstations, bekabeling, erosiebescherming en tot slot de opleveringscontrole aan bod.

7.2 Te verwijderen onderdelen

Het windturbinepark heeft een levensduur van 20 jaar. Nadat deze levensduur is beëindigd zal het park moeten worden ontmanteld conform resolutie 1989 van de Internationale Maritime Organisation (IMO). In dit verwijderingsplan staat beschreven op welke wijze het werk verwijderd zal worden. Tegen het einde van de levensduur van het werk zal het verwijderingsplan gedetailleerd worden uitgewerkt en worden aangepast aan de stand der techniek van dat moment. Hierin worden ook de HSE-aspecten bekeken en aangepast aan de inzichten van die tijd.

In het kort wordt het volgende verwijderd of achtergelaten, rekening houdend met zowel korte als langetermijneffecten voor het milieu:

- Wind turbines – geheel verwijderd;
- Funderingen – verwijderd tot 6 meter onder zeebedniveau;
- Bekabeling tussen turbines – veilig achterlaten door ingraven;
- Bekabeling van turbinepark naar kust – veilig achterlaten door ingraven;
- Aanlanding kabels – veilig verwijderen of veilig achterlaten met inachtneming van natuurlijke processen van kustverplaatsing;
- Erosiebescherming – intact laten;
- Bekabeling op land – laten liggen indien deze zijn ingegraven;
- Grid connectie op land – materiaal veilig verwijderen;
- Gebouwen op land – ombouwen voor ander doel of verwijderen.

7.3 Voorbereiding

Bij de aanvang van de ontmanteling zal een projectteam worden samengesteld. Dit team zal bestaan uit Airtricity, een uitvoerende aannemer die ervaring heeft met ontmanteling van offshore-installaties, Rijkswaterstaat Directie Noordzee en de Kustwacht. Tijdens de voorbereiding zal dit projectteam plannen gedetailleerd uitwerken voor de verwijdering van de verschillende nog te bespreken componenten van het windturbinepark. De verwijdering van de verschillende elementen zullen op een veilige en milieuvriendelijke wijze plaatsvinden. Dezelfde HSE-aspecten gelden hier als bij de oprichting en onderhoud van het windpark. Er zal een planning worden gemaakt van de uit te voeren werkzaamheden, rekening houdend met het in te zetten materiaal en omgevingsfactoren. De planning komt er globaal als volgt uit te zien:

Periode 1	Periode 2	Periode 3	Periode 4	Periode 5	Periode 6
Inleidend overleg met Rijkswaterstaat Directie Noordzee (minimaal 4 jaar voor daadwerkelijke verwijdering)	Gedetailleerde besprekingen, voorlegging en overweging van een ontwerp-programma	Overleg met belanghebbende partijen	Formele indiening van een programma en een goedkeuring in het kader van de beleidsregels inzake toepassing Wbr op installaties in de Exclusief Economische Zone	Begin van feitelijke verwijdering en monitoren van de locatie	Monitoren van de locatie
Duur	Einde jaar 1	Einde jaar 2	Einde jaar 3	Verwijdering voltooid bij einde jaar 4	In akkoord met Rijkswaterstaat Directie Noordzee

In eerste fase wordt overleg gevoerd tussen de operator en het projectteam over de planning en het ontmantelingsproces. In de tweede periode wordt gedetailleerder overleg gevoerd en wordt een eerste ontwerp van een ontmantelingsprogramma gemaakt. Aan het einde van periode 2 dient dit ontmantelingsprogramma overlegd te worden aan Rijkswaterstaat Noordzee. In periode 3 zal in het kader van een transparant en open proces overleg met belanghebbenden worden gevoerd. In periode 4 wordt een definitief programma vastgesteld, waarna in periode 5 met de feitelijke ontmanteling wordt gestart. De feitelijke verwijdering zal in de zomermaanden geschieden, wanneer de windsnelheden het laagst zijn. De duur van de monitoring van de betreffende locatie in periode 5 en 6 wordt nader vastgesteld in overleg met Rijkswaterstaat Directie Noordzee.

7.4 Verwijdering turbines

De verwijdering van de turbines is nagenoeg het omgekeerde proces van installatie. Eén hijschip is nodig gedurende een winter- of zomerseizoen. De verwijdering van de turbines ziet er als volgt uit:

- Verwijdering van alle giftige stoffen in de turbines (zoals oliereserves) voor verwerking op land;
- Aftappen leidingen;
- Mobilisering van een drijvende bok met voldoende hijscapaciteit, een transportponton met sleepboot en een werkschip naar het windpark;
- Maken van verbindingen tussen haak en turbine, met gebruikmaking van de hijspunten welke zijn gebruikt bij de installatie;
- Zetten van spanning op het systeem;
- Doorbranding van bouten boven het transitiestuk (indien aanwezig);
- Doorsnijden van kabels tussen turbine en fundatie;
- Afhijzen van de turbine;
- Neerleggen van turbine op ponton en vastzetten;
- Transporteren naar kust, waar verdere ontmanteling plaatsvindt.

Indien de turbine niet in zijn geheel kan worden afgevoerd, dan dienen eerst de rotorbladen en motorgondel verwijderd te worden. Meerdere turbines worden op een dergelijke manier ontmanteld en afgevoerd naar de kust. Eenmaal aan wal worden de volgende stappen gezet:

- Alle staalonderdelen worden verkocht voor recycling. Dit is het grootste gedeelte van de turbine;
- De rotors (fiberglas) worden verwerkt in overeenstemming met de dan bij de verwijdering geldende regels. Een mogelijkheid is het te verwerken tot pulp voor holte isolatie in gebouwen;
- Alle zware metalen en toxische stoffen worden verwijderd in overeenstemming met dan geldende relevante regels.

7.5 Verwijdering fundaties

De verwijdering van de fundatie is afhankelijk van het gekozen fundatietype. Monopile fundaties worden op de volgende manier verwijderd:

- Een jack-up, een transportponton met sleepboot en een werkschip positioneren zich bij de te verwijderen fundering;
- De hyshtak van de bok wordt aan het transitiestuk vastgemaakt;
- Het transitiestuk wordt boven zeebedniveau doorgesneden, evenals de J-tube en de kabels, en vervolgens omhoog gehesen en op het transportponton neergelaten;
- Met behulp van een airlift systeem wordt de grond in de funderingspaal verwijderd tot een diepte van circa 6 meter onder zeebodenniveau;
- Vervolgens wordt een snijmachine in de paal afgelaten;
- De snijmachine snijdt de paal op een diepte van 6 meter onder de zeebodem door;
- De bok hysht de paal omhoog en maakt een tweede verbinding aan de onderzijde van de paal;
- De bok legt de paal op een transportponton die inclusief het transitiestuk naar een zeehaven wordt gesleept.

Het is onwaarschijnlijk dat de fundering in zijn geheel kan worden verwijderd wegens de overweldigende kracht die ervoor nodig is.

Jacket fundaties worden als volgt verwijderd:

- Een jack-up, een transportponton met sleepboot en een werkschip positioneren zich bij de te verwijderen fundering;
- Met behulp van een airlift systeem wordt de grond in de palen verwijderd tot een diepte van circa 6 meter onder zeebedniveau;
- De palen worden afgezaagd circa 6 meter onder zeebedniveau met behulp van een snijmachine;
- Het jacket wordt met een stuk van de funderingspalen met behulp van de drijvende bok op het transportponton gehesen en kan worden vervoerd naar de kust.

Gravity bases worden op de volgende manier verwijderd:

- Een jack-up, een transportponton met sleepboot en een kraanschip positioneren zich bij de te verwijderen fundering;
- De vulling van de beton- of staalconstructie wordt verwijderd met behulp van een kraanschip;
- De beton- of staalconstructie kan in zijn geheel verwijderd worden, door deze op te tillen boven zeenniveau en het water er uit te pompen. De constructie kan vervolgens worden afgevoerd naar de kust met het transportponton;
- Indien de beton- of staalconstructie te groot is om in zijn geheel te worden afgevoerd, dan kan de constructie in kleinere delen worden gezaagd en met behulp van een transportponton naar de kust worden getransporteerd.

7.6 Verwijdering transformatiestations

De transformatorstations zullen op de volgende wijze worden verwijderd:

- Een jack-up, een transportponton met sleepboot en een werkschip positioneren zich bij het transformatorstation;
- Alle installaties aan boord van het platform zullen worden uitgeschakeld, leidingen worden afgetapt, kabels die naar het zeebed lopen worden doorgesneden, tijdelijke stellingen worden om de poten van het transformatorstation gebouwd, de poten worden grotendeels doorgezaagd vlak boven de geleidingen en alle losse onderdelen worden verwijderd of vastgemaakt op het dek van het station;
- Een jack-up zal de hijsstroppen aan de bestaande hijspunten vastmaken en voorspanning op het systeem zetten;
- De poten van het transformatorstation worden boven het jacket geheel doorgezaagd;
- Het dek van het transformatorstation zal worden afgehesen en op de drijvende bok worden geplaatst. Het dek wordt vervolgens vastgemaakt;
- Met behulp van een airlift systeem wordt de grond in de poten van het transformatorstation verwijderd tot een diepte van circa 6 meter onder zeebodemoniveau;
- Vervolgens wordt een snijmachine in de paal afgelaten;
- De hijsstroppen van een jack-up zullen worden vastgemaakt aan de top van het jacket;
- Het jack-up schip zet voorspanning op het systeem;
- De jacketpoten zullen op meer dan 6 meter onder zeebedniveau worden afgezaagd;
- Het jacket wordt omhoog gehesen, gekanteld en op het transportponton gehesen en vastgemaakt;
- Transport naar eindbestemming voor verdere ontmanteling op land.

7.7 Verwijdering bekabeling

Conform IMO resolutie 1989 mag de elektrische bekabeling in het windturbinepark en van het park naar de kust achterblijven in het zeebed. Bij de aanleg van de kabels zijn deze in de bodem gegraven en blijven daar dan achter. Mochten er redenen zijn om de kabels toch te verwijderen, dan zal dit op de volgende manier gebeuren:

- Een werkschip, met onderwaterrobot en een kabellegschip worden gemobiliseerd;
- De elektrische infrastructuur is reeds uitgeschakeld en doorgesneden bij de voet van de fundering van de windturbine;
- De kabel zal met behulp van de onderwaterrobot naar de oppervlakte worden gebracht;
- De kabel zal vervolgens door het kabellegschip uit de grond worden getrokken en worden opgewonden op de kabeltrommel;
- De kabel zal bij het landingspunt worden doorgesneden en zover nodig richting zee worden uitgegraven en worden afgevoerd;
- De landkabel wordt ontkoppeld bij het transformatorstation en doorgesneden circa 20m aan de oostzijde van de duinen ter plaatse van de start van de duinpassage.
- De landkabel wordt uitgegraven;
- Het transformatorgebouw wordt gesloopt of krijgt een andere bestemming.

7.8 Erosiebescherming

Eventueel aanwezige bodemerosie bescherming zal niet worden verwijderd. Een en ander conform IMO resolutie 1989. De intentie is om zo weinig mogelijk de zeebodem te verstoren, omdat tijdens het in bedrijf zijn van het park, de fundaties en erosiebescherming opnieuw gekoloniseerd zullen zijn. Bij de ontmanteling zullen nieuwe regelgeving of richtlijnen worden nageleefd.

7.9 Opleveringscontrole

Na de verwijderingwerkzaamheden zal een survey worden uitgevoerd van het zeebed om te verifiëren of alle verwijderbare onderdelen conform afspraak verwijderd zijn. Indien dit niet het geval blijkt te zijn, worden deze alsnog op deugdelijke wijze verwijderd.

TAB 2



Airtricity

Den Helder Offshore Wind Farm

Conceptual Foundation Design

June 2008

Airtricity

Den Helder Offshore Wind Farm

Foundation Conceptual Design

June 2008

Ramboll
Willemoesgade 2
6700 Esbjerg
Denmark

Table of contents

1.	Introduction	1
2.	Summary	2
3.	Basis for design	3
3.1	Combination of Wind and Wave Damages	7
3.2	Tower Structure	7
3.3	Secondary Steel	8
3.4	Corrosion Protection	8
4.	Monopile concept	9
4.1	General	9
4.2	Design Results	11
4.3	Discussion	14
5.	Gravity Based Concept	16
5.1	General	16
5.2	Design Results	16
5.3	Discussion	18
6.	Jacket	19
6.1	General	19
6.2	Design Results	19
6.3	Discussion	23
7.	Summary and Conclusions	25
8.	References	26
	Appendix A – Drawings monopile foundation	1
	Appendix B – Drawings GBS foundation	2
	Appendix C – Drawings jacket foundation	3

1. Introduction

The present document contains the conceptual foundation design suitable for the wind turbines proposed to be installed in the Den Helder Offshore Wind Farm.

The design assessment contains natural frequency and extreme event analyses for three different foundation concepts for the REpower 5M machine. In addition, a fatigue analysis is performed for two out of the three foundation concepts, those in which fatigue damage is expected to be significant.

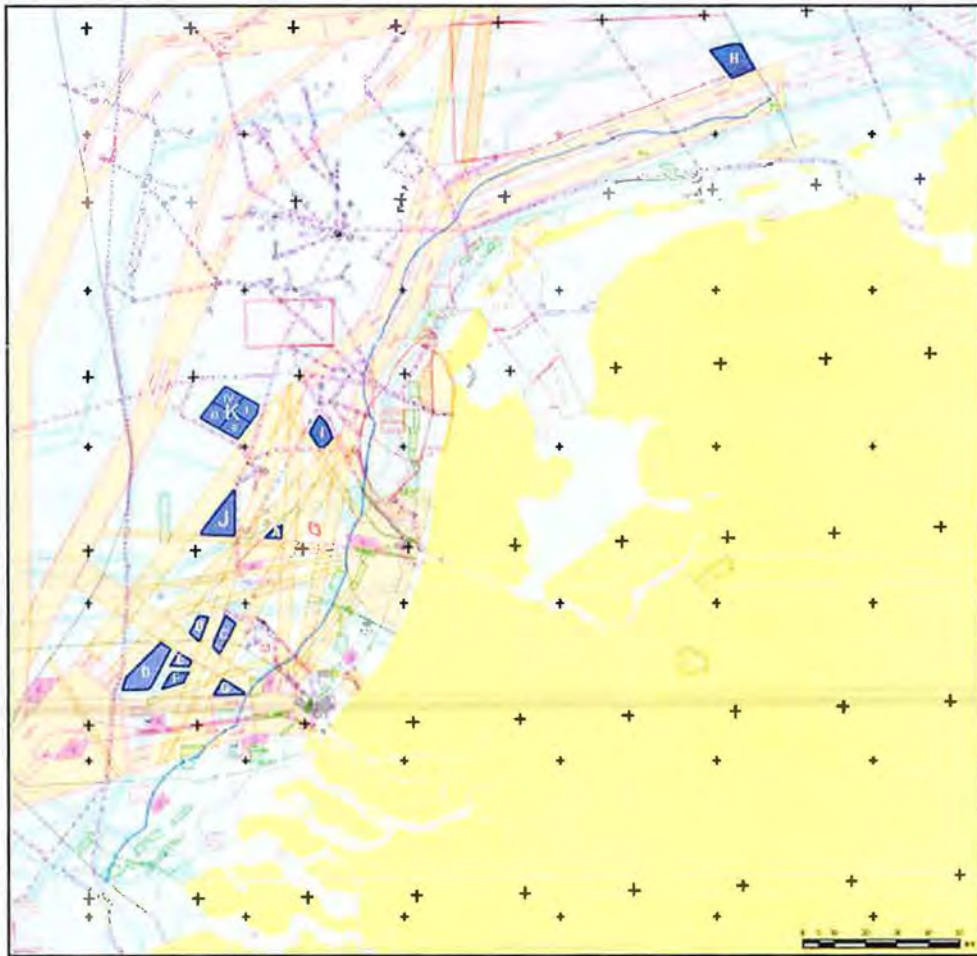


Figure 1.1 Map of Den Helder Offshore Wind Farm location (area K)

2. Summary

Three different foundation concepts are analyzed in the present report:

1. Monopile, with external I-tubes and grouted joint right above mud-line level.
2. Gravity based structure (GBS).
3. Four-legged jacket.

All three foundation concepts are designed for the REpower 5M turbine. One typical soil profile and water depth for the wind farm area is applied. Conceptual design drawings can be found in Appendix A to Appendix C for all design foundation concepts.

The design is based on preliminary load information from the turbine manufacturer, not including site specific loads. Furthermore, a standard tower geometry is also provided by the turbine manufacturer, though it could be adapted in a later stage of the process. For detailed design purposes an integrated load simulation under consideration of simultaneous wind and wave loads will be mandatory and might lead to changes in the design.

The basis for design as well as the obtained results are summarized in the following chapters.

3. Basis for design

General

The present section contains the design parameters used for conceptual design. The design is generally performed in accordance with ref. /4/. Primarily environmental design parameters are taken from /2/.

Interface Elevation

In the case of the monopile and gravity foundations, the level of the interface between foundation and tower is chosen sufficiently high to avoid the extreme wave crest reaching the interface platform and lower part of the tower. However, for the jacket foundation the interface elevation is set so that the concrete transition piece on top of the jacket legs is not reached by the extreme wave.

As the extreme wave crest is assumed to reach elevation 14.15 m rt. LAT, the interface elevation for monopile and gravity foundations is chosen to 15.7 m. This allows for an air gap of approximately 1.5 m to the interface platform. In the case of the jacket, the interface elevation is chosen 18.7 to allow an air gap of 1.5 m to the bottom of the concrete transition piece.

Wind Turbine

The foundation design is performed based on preliminary data for the RE5M turbine. The following data are applied:

Hub and Nacelle Mass	Hub Height (mono, GBS)	Hub Height (jacket)
445 tonnes	83.7 m rt. LAT	86.7 m rt. LAT

Table 3.1 Wind Turbine Data

The hub height is based on an assumed minimum clearance of 5 m from the tip of the blade to the interface elevation. As the diameter of the rotor of the RE5M turbine is 126 m, the hub height is located 68 m from interface elevation.

Water Depth and Marine Growth

The water depth on the location of the wind turbine is taken as 26 m relative to LAT. The following tide levels are applied:

LAT	MWL	HAT	EWL
0.000 m	1.135 m	2.270 m	3.270 m

Table 3.2 Water levels relative to LAT

Note: LAT = Lowest Astronomical Tide
MWL = Mean Water Level
HAT = Highest Astronomical Tide
EWL = Extreme Water Level (including storm surge)

As no information about the storm surge has been available a value of 1.000 m has been used.

Marine growth of 100 mm is applied from seabed to HAT. The thickness of the layer is added to the outer member radius.

Soil Conditions

The foundation design is performed for one representative soil profile (see Table 4.1).

Corrosion Allowance

An extreme corrosion allowance of 8 mm is applied in the splash zone and 4 mm in a zone around mudline. For fatigue analysis, a corrosion allowance of 4 mm on the splash zone and 2 mm on around mudline is applied.

Extreme Wave and Current Loads

The extreme wave height (considered as the wave with a return period of 50 years) is taken as 1.86 times the significant wave height for position H in /3/ and the associated period is taken as

$$T_{50} = \sqrt{103 \cdot H_{\max,50} / g}$$

The values used are given in Table 3.3.

50 Year Wave Height [m]	Associated Period [s]	Current Velocity [m/s]
15.60 m	12.80 s	0.89 m/s

Table 3.3 Wave and Current properties

Conservatively, the wave and current directions are assumed fully aligned.

Hydrodynamic coefficients are calculated according to the Reynolds and Keulegan-Carpenter numbers for the monopile, GBS and jacket legs and piles. However, for jacket braces the hydrodynamic coefficients are applied as stated in Table 3.4. Rough values are applied in the marine growth zone, and smooth values are applied above this zone.

Coefficient	Smooth	Rough
C_D	0.65	1.05
C_M	1.60	1.20

Table 3.4 Hydrodynamic coefficients for jacket braces in the extreme event analysis

Extreme Wind Loads

The loads from the turbine are applied as nodal forces at the top of the foundation structure (interface elevation). These loads are taken from REpower's generic offshore wind loading document (ref /6/).

Scenario	Horizontal force	Moment
Extreme load	2000 kN	148,400 kNm

Table 3.5 Preliminary wind loads on interface elevation level

Load Combination and Partial Safety Factors

The following basic loads are to be combined:

- Gravity loads
- Wind loads
- Wave and current loads
- Hydrostatic buoyancy loads

	Gravity, Hydro-static	Wave and Current	Wind
Partial Load Factors	1.00	1.35	1.35

Table 3.6 Partial Load Factors used in the extreme event analysis

The safety factors in Table 3.7 are applied for the soil. The natural frequency analysis is based on characteristic soil properties, whereas the extreme event analysis is based on the characteristic as well as the plastic soil conditions. Here, the characteristic soil properties are used for steel stress analysis and plastic soil properties used for soil capacity evaluations.

Material Parameters	Characteristic Soil	Plastic Soil
Angle of internal friction ϕ	1.00	1.20
Cohesion c	1.00	1.30
Axial load-carrying capacity of piles	1.00	1.30

Table 3.7 Safety factors for soil capacity

Fatigue Loads

Site specific metocean data for the Den Helder location are not available. Therefore, available metocean data from ref /2/ for the Schiermonnikoog site, a typical offshore location on the Dutch part of the North Sea, have been used. Wind and wave roses based on this information are shown in Figure 3.1.

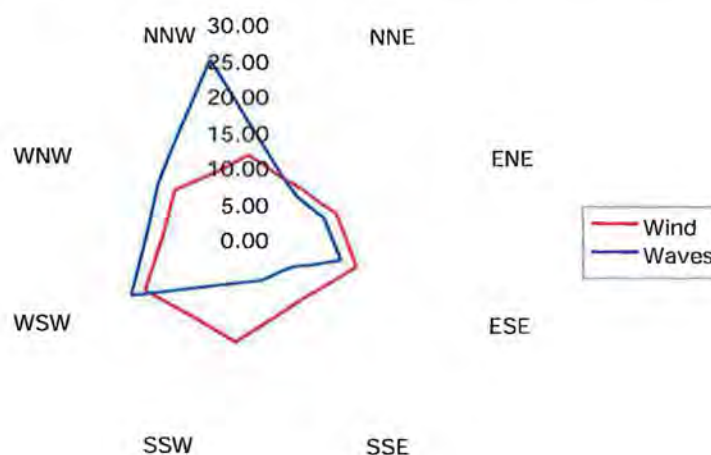


Figure 3.1 Wind and wave roses for a typical offshore site on the Dutch North Sea

The fatigue wave scatter diagram (3-h significant wave height against peak period) is also taken from ref /2/.

$H_s \backslash T_p$	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18
0-0.5	2.64	5.94	0.26	0.31	0.24	0.22	0.03	0.01
0.5-1	8.62	15.43	2.01	0.31	0.12	0.06	0.02	0.01
1-1.5	1.15	17.22	4.47	0.15	0.01			
1.5-2	0.01	9.20	7.36	0.21		0.01		
2-2.5		2.21	8.12	0.35		0.01		
2.5-3		0.16	5.50	0.67				
3-3.5			2.35	1.04				
3.5-4			0.63	1.12	0.01			
4-4.5			0.14	0.87				
4.5-5				0.48	0.02			
5-5.5				0.12	0.04			
5.5-6				0.05	0.03			
6-6.5				0.01	0.01	0.01		
6.5-7				0.00	0.01			

Table 3.8 Wave scatter diagram (probabilities in percentages)

The prevailing directions for waves are NNW and WSW, as can be seen in Figure 3.1. WSW is also the main direction for the wind; however the probability of the wind from the NNW direction is much lower than for the waves. Hence, the main wind direction is either aligned or 90° deviated from the predominant wave directions. Therefore, a 90° misalignment between wind and waves is expected for a certain portion of the time. This is an important issue, as long as a misalignment between the wind and waves directions implies a reduction on the aerodynamic damping from maximum (on the aligned situation) to zero (on the 90° misalignment situation) on the wave loads.

A relation between wind and wave directions has been assumed on basis of the available data, in order to conservatively account for the effect of the wind and wave misalignments. The scatter diagram shown in Table 3.9 has been built by assuming full alignment between wind and waves where possible, 45° misalignment otherwise, 90° otherwise, and so forth.

		Wave direction							
		NNE	ENE	ESE	SSE	SSW	WSW	WNW	NNW
Wind direction	NNE	5.70							1.16
	ENE		6.58						1.80
	ESE			9.18					2.20
	SSE				4.66				4.67
	SSW					6.80	2.16	2.67	4.45
	WSW						20.16		
	WNW							15.82	
	NNW								12.00

Table 3.9 Directional wind and wave scatter diagram

85.53% of the overall time the wind and waves are assumed to be aligned, 9.97% the wind and waves misalignment is considered to be 45°, and only

4.46% the misalignment between wind and waves is set to 90°, as shown in Table 3.9.

Damage equivalent aerodynamic loads (forces and bending moments) at interface elevation are taken from REpower's generic aerodynamic offshore wind loading document (ref. /6/), and applied together with the estimated hydrodynamic loads.

Turbine	N	Force		Bending Moment	
		Fx (kN)	Fy (kN)	Mx (kNm)	My (kNm)
REpower 5M	2 · 10 ⁸	233	156	9,275	13,305

Table 3.10 Preliminary damage equivalent wind loads at interface elevation(ref. /6/)

In a detailed design a more accurate method using wind loading time series at interface elevation should be applied. These time series will be simulated by the wind turbine manufacturer.

3.1 Combination of Wind and Wave Damages

In order to combine the damages from the wind and wave load components the following method is used:

$$D_{total} = \left[D_{wind}^{1/2} + D_{waves}^{1/2} \right]^2$$

This damage calculation is considered to yield conservative fatigue life estimation. It is expected that an integrated load simulation would improve the fatigue lives.

In a detailed design phase the method used on previous projects is:

1. Development of fatigue load scenarios, correlation of wind speed and wave heights, correlation between wind directions and wave directions is established.
2. Ramboll generates wave load time series for all agreed load cases and hands them over to the wind turbine manufacturer.
3. The wind turbine manufacturer applies the wave loading time series in his aerodynamic model of the turbine and generates fully dynamic load time series at tower bottom, i.e. interface level.
4. Ramboll applies the wind time series including the dynamic part of the wave response, together with the static wave load time series and calculated the structural response.

The above described method is the current state-of-the art approach and has been applied on recent projects with Vestas, Siemens and REpower.

3.2 Tower Structure

Only limited information regarding the layout of the turbine tower has been available during this study. Consequently, a representative tower configura-

tion has been used in the analyses. Tower height, tower sections and wall thicknesses are the same for all three analyzed concepts. It is likely that the tower structures will be updated to reflect the site specific loads at a later stage in the project.

3.3 Secondary Steel

Secondary steel on the foundation structures are in general included in the analyses by applying appropriate wave areas and masses, i.e. the additional loading from these structures are included. The following items are considered:

- One boat landing from elev. (-)1.0 m to (+)8.4 m rt. LAT
- One sea access ladder from elev. (-)1.0 m to (+)11.0 m rt. LAT
- One intermediate platform at elev. (+)9.0 m rt. LAT
- One upper access ladder from (+)9.0 to interface
- Sacrificial anodes included by experience
- External platform as lumped mass at interface
- One tower bottom flange as lumped mass at interface
- Minor secondary masses such as grout, internal platform etc.

It is assumed that the boat landing is located on the lee side of the foundation with respect to the dominating wave direction. Thus, the accessibility will be highest and the loading on the structure will be minimized.

3.4 Corrosion Protection

The corrosion protection of the structure must be obtained by a combination of coating, corrosion allowance and cathodic protection. The acceptable corrosion protection for each zone in the structure is summarized below:

- Atmospheric zone, where a high quality, multilayer coating shall protect the structure.
- Splash zone, where the protection consists of a combination of coating and corrosion allowance.
- Submerged zone, where cathodic protection shall be established, preferably in combination with coating.

The cathodic protection system (CPS) is based on sacrificial indium-activated aluminium anodes. The anodes are mounted externally on the structure.

The combination of coating and corrosion allowance used in the splash zone is a result of the deterioration of the coating over time. The sacrificial anodes will only protect the submerged part of the structure (in the splash zone the submerged zone will shift up and down). It is normal practice to use this approach in the design.

4. Monopile concept

4.1 General

A monopile structure absorbs the applied overturning moment by rotation of the pile in the soil. This provides lateral resistance on each side of the pile shifting at the point of rotation.

The monopile is driven to its target penetration by a large hydraulic hammer and subsequently a transition piece is installed on top of the pile. The annulus between pile and transition piece is grouted with high performance grout. All secondary structures, such as boat landing, access ladder etc. are pre-mounted on the transition piece, hence offshore installation time is minimized.



Figure 4.1 Monopile – foundation and tower

The following soil profile is applied for the monopile:

DESIGN PARAMETERS FOR SOIL DH01 WITH PILE P000P											
depth (m)	Soil type	γ' (kN/m ³)	I_p (%)	q_u (MPa)	φ (deg)	c_u (kPa)	E (MPa)	ε_{50} (%)	t_c (kPa)	t_t (kPa)	q (MPa)
3.9	SAND	9.00			35.0		10.0		6.2	6.2	0.4
6.0	SAND	9.00			35.0		13.1		15.6	15.6	1.1
10.0	SAND	9.00			30.0		8.3		20.7	20.7	1.0
13.9	CLAY	9.00				50.0	20.0	0.8	28.1	28.1	0.3
17.0	CLAY	9.00				50.0	20.0	0.6	32.0	32.0	0.3
17.9	SAND	9.00			35.0		24.7		55.6	55.6	4.0
21.0	SAND	9.00			35.0		26.4		63.6	63.6	4.6
25.9	SAND	9.00			35.0		26.9		70.4	70.4	5.5
60.0	SAND	9.00			35.0		36.0		137.3	137.3	7.6

γ' : Submerged unit weight
 I_p : Plasticity index
 q_u : Unconfined compression strength
 φ : Characteristic angle of internal friction
 c_u : Characteristic undrained shear strength
 E : Modulus of elasticity
 ε_{50} : Strain which occurs at one-half of the maximum stress in laboratory undrained compression test
 t_c : Unit skin friction, compression
 t_t : Unit skin friction, tension
 q : Unit tip resistance, compression

Design code: DNY-J101
 Partial coefficient on angle of internal friction: 1.20
 Partial coefficient on undrained shear strength: 1.30
 Partial coefficient on axial bearing capacity: 1.30

SCOUR: Local scour: 0.0 m
 Global scour: 0.0 m
 Scour angle: 0.0 deg

Ramboll Oil & Gas

Subject: Den Helder Offshore Wind Farm typical position	Program: ROSA 4.30
Prepared: _____	Checked: _____
Approved: _____	Date: 2008-05-27
Willemsgeest 2 DK 6700 Esbjerg	Tel: +45 7913 7100 Fax: +45 7913 7290 Web: www.ramboll-oilgas.com E-mail: oil-gas@ramboll.com

shenhuo_P:\JKT\JKT_01\W_01\W_01_P000P.R
 © Copy right Ramboll Oil & Gas

Table 4.1 Soil Profile

No scour in the vicinity of the pile has been included in the analyses, as the installation of scour protection has been assumed.

4.2 Design Results

The wave loading on the foundation structure is found to be the dominant load component when compared to the wind load. Two conical sections on the transition piece are used to maximize the benefit of a diameter increase on the effective moment capacity of the structure, and a decrease in the inertia and drag forces due to a small diameter in the part penetrating the sea-surface.



Figure 4.2 Conical sections on the transition piece

The diameter of the pile and the overlap length should be based on detailed design of the grouted connection and has been chosen solely on experienced appropriate grout thicknesses. The upper pile diameter may be subject to change due to installation issues e.g. hammer size.

The geometrical properties retained for the monopile concept are given in Table 4.2.

Pile Outer Diameter / max thickness (in soil)	7200 mm / 80 mm
Pile Outer Diameter / max thickness (out of soil)	7200 mm / 75 mm
Weight of pile	629 t
Pile penetration	34 m
Transition Piece Outer Diameter Top / Middle / Bottom	5500 / 6500 / 7500 mm
Transition Piece Length/ max thickness	38.7 m / 75 mm
Weight of transition piece	475 t

Table 4.2 Design summary – Monopile foundation

The natural frequency has been determined for the integrated monopile and tower structure under consideration of the mass properties of the rotor-nacelle-assembly. The fundamental natural frequency for the configuration selected for conceptual design has been determined to 0.29 Hz corresponding to a natural period of 3.42 s. Therefore, the natural frequency of the support structure when using a monopile foundation falls within the limits of the allowed frequency range provided by REpower. In Figure 4.3 the 1st mode shape is shown.



Figure 4.3 First mode shape

The design philosophy behind this monopile concept, where the grouted joint is right above the seabed level, is to make the mass of the pile similar to the mass of the transition piece, in order to reduce the necessary lifting capacity for installation. Hence the top of the pile is placed in elevation (-)11.70 m rt. LAT, whilst the bottom of the transition piece is located 3 m above seabed.

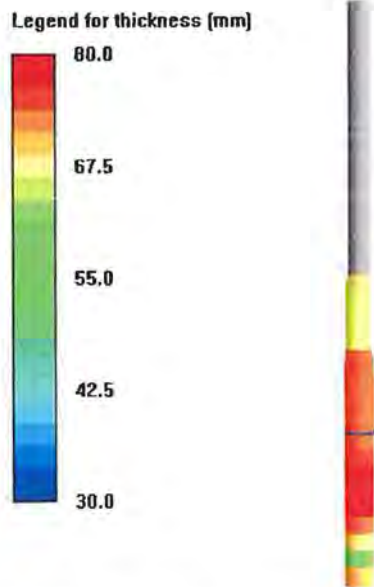


Figure 4.4 Thicknesses of the cross sections

The cross sectional thicknesses have been partly optimized, however manufacturing restrictions on the length of each section should be considered in the final design. Utilizations ratios for the ULS conditions are shown in Figure 4.5. A maximum utilization ratio of 0.98 has been obtained.

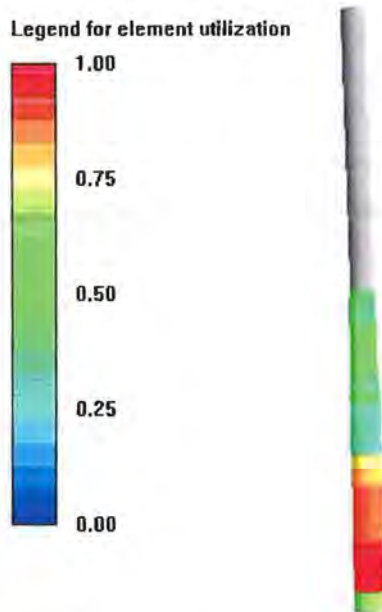


Figure 4.5 Maximum utilization ratios

The capacity of the pile in the soil is checked using design soil conditions. In Figure 4.6 the soil reactions as well as utilizations are shown.

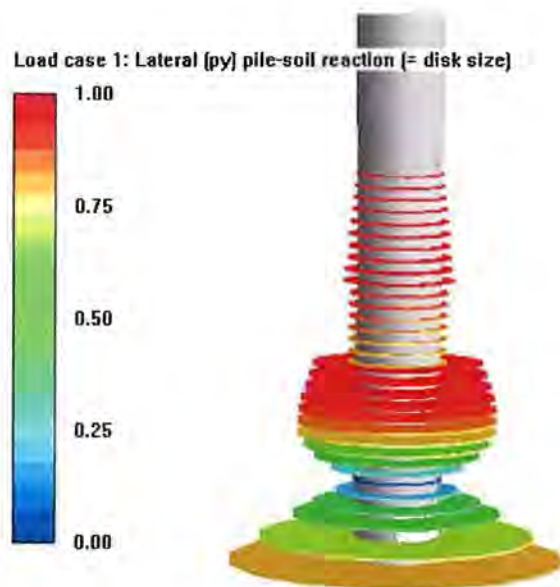


Figure 4.6 Soil reactions and utilizations

Fatigue has been the main design driver of the monopile structure and determines the diameter of the pile as well as the thicknesses of all transition piece sections and monopile sections above seabed. The minimum fatigue lives are given in Table 4.3.

	Circumferential Welds (D SN-Curve)	Attachment (F3 SN-Curve)
Transition Piece	48.39	25.81
Pile	30.34	n/a

Table 4.3 Minimum fatigue lives for transition piece and pile

It has to be pointed out that the current design aims at avoiding weld grinding for the circumferential welds. However, weld grinding is necessary on circumferential weld located on the upper side of the lower cone of the transition piece. Weld grinding is assumed for all attachment welds.

4.3 Discussion

Fatigue was the main design driver for the monopile foundation. Diameters and thicknesses of the transition piece and the part of the monopile above mudline have been determined based on fatigue lives alone. For the sub-soil part of the pile, extreme loads are driving wall thicknesses as well as the penetration depth.

The wave force is the dominating load for the pile structure. At this point, the effect of the wind and wave misalignments should be analyzed. From Table 3.9, a 90° misalignment between wind and waves is assumed to occur only 4.46% of the time. However, the contribution of this 4.46% of the load

cases to the total fatigue damage roughly oscillates between 65-85%. It should also be mentioned that the applied method is believed to be quite conservative, as the probability of occurrence of a wind and wave misalignment of 90° for high wind speeds is typically much lower than assumed. Nevertheless, the large contribution of the load cases with a 90° misalignment indicates the importance of an accurate metocean study for a later stage of the project.

Due to the importance of the wave forces at the Den Helder site, conical sections on the transition piece have been used in order to keep the minimum diameter in the part penetrating the sea surface, thus decreasing the inertia and drag forces on the structure. A parameter study including the following parameters was conducted:

- Pile diameter
- Section thicknesses
- Penetration
- Transition piece diameter at interface level

As stated before, the use of conical sections on the transition piece allows for a large diameter of the pile while keeping the transition piece and especially the section penetrating the sea-surface at a minimum. However increasing the diameter could from an installation and manufacturing perspective be troublesome.

The monopile foundation concept is designed for two external I-tubes, located on the opposite side of the boat landing. This is done to avoid ship approaching the I-tubes, with the subsequent risk of damage of the I-tubes by ship impact. The cable tubes could also be located inside the pile and transition piece, thus reducing the wave load and protecting the cables from external damages. On the other hand holes would have to be cut out in the pile just above mudline, thus reducing the capacity of the steel section. This would require higher wall thicknesses for that particular section.

It should be pointed out that piles with a larger pile top diameter than 5200 mm cannot be installed at present. This means that no hammer is available for the proposed monopile configuration at the moment. However, the hammer manufacturer is working on allowing larger pile diameters to be installed. Otherwise, the upper pile diameter should be changed to ensure a correct installation.

At the current stage no detailed analysis of the grouted connection between pile and transition piece has been performed, since a rather extensive finite elements analysis would be required, which is outside the scope of this study. However the overlap length (grouted length between pile and transition piece) as well as wall thicknesses in this region have been adjusted by experience.

It is worth pointing out that the combination of wind and wave loading used in this study is believed to be conservative, meaning that in a later stage, when aero-elastic load simulations based on more reliable wind-wave-misalignment data are performed by the wind turbine manufacturer, the overall loading is likely to decrease.

5. Gravity Based Concept

5.1 General

The gravity based foundation concept (GBS) consists of a hollow concrete shaft, a hollow concrete conical section, a concrete bottom plate and a steel skirt penetrating the seabed. The volume inside the structure is assumed filled with ballast, which for the present report is assumed to be sand.



Figure 5.1 GBS layout

5.2 Design Results

The foundation is designed for sand with a characteristic angle of internal friction of 35° (first layer on the soil profile on Table 4.1).

Inside the foundation, sand is used as ballast material. Dry density of sand is assumed to be 1900 kg/m^3 . An alternative to sand could be a high-density material such as olivine or iron ore, in case they are found feasible by leading to a reduced diameter of the foundation. The upper 4 metres of the shaft are not filled with ballast in order to allow enough room for equipment in this zone. No steel skirt has been taken into account in the calculations.

The overall dimensions and approximate weights of the foundation are stated in Table 5.1.

Bottom plate OD	Bottom plate height	Shaft OD	Cone height / Bottom Width
38 m	1 m	6.0 m	20 m/20 m
Concrete volume	Concrete mass	Sand volume	Sand mass
1789 m ³	4384 t	3532 m ³	6712 t

Table 5.1 Design summary - GBS

Typical armouring of the concrete structure is:

- Shaft: 250-300 kg/m³
- Cone: 100-300 kg/m³
- Bottom plate: 200 kg/m³

Total upper estimate of reinforcement steel is 425 tonnes.



Figure 5.2 First mode shape of the support structure with GBS foundation

The natural frequency is determined for the integrated foundation and tower structure under consideration of the mass properties of the rotor-nacelle-assembly. The 1st natural frequency of this structure is 0.36 Hz corresponding to a natural period of 2.78 s. This is far above the allowed upper bound on the frequency of 0.32 Hz. However, by using a more slender tower than the current one the first natural frequency of the support structure could be brought back into the allowed frequency range. Therefore, the standard RE-power 5M tower is not applicable with this foundation.

For this structure, only the geotechnical capacity – both vertical (embedding) and horizontal (sliding) – for the worst case scenario (extreme load) is assessed. The maximum utilization ratio of the soil is found to be 0.96, happening in the vertical direction. No fatigue analysis is performed, as no fatigue problems are expected in such a structure.

5.3 Discussion

Contrarily as in the case of the monopile foundation, the design of a GBS foundation is not based on the total mass of the structure. The use of three different materials (concrete, steel and ballast) leads to a design where a compromise solution on the proportion of each material should be achieved, according to their prices.

Several parameters are taken into account when designing a GBS foundation: the diameter of the bottom plate, the lower diameter of the cone, the height of the cone, the diameter of the shaft and the length of the skirt.

The diameter of the top of the shaft has been based solely on experience, being approximately 0.5 m larger than the diameter of the tower bottom.

For the present study, the geotechnical capacity of the soil has been determined without application of a steel skirt on the foundation in order to analyze the worst case scenario, though the use of a skirt would be recommendable. The maximum utilization ratio of the soil is 0.96 in vertical direction. No fatigue analysis has been performed, as no significant fatigue damage is expected when using the proposed configuration.

6. Jacket

6.1 General

The jacket foundation concept is characterised by a number of legs, which are stiffened by braces. The legs are supported by a number of piles – either main piles, skirt piles or a combination of these. For the present design a four legged jacket with three levels of X-bracing, a mud brace and main piles are used. Ideally, the piles in a jacket should carry the loads from the jacket in tension and compression. This is normally secured by placing the mud brace close to the mudline minimizing moments building up in the piles.

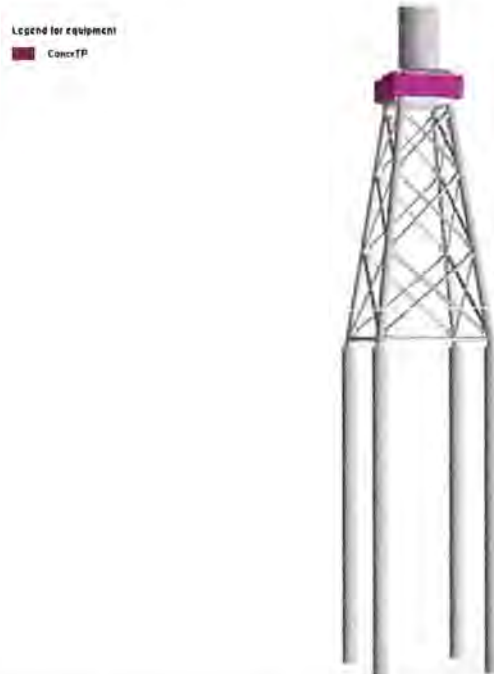


Figure 6.1 General Layout

The soil profile used in the calculations is equal to the one used on the monopile (see Table 4.1).

Local scour in the vicinity of the piles is included in the design by removing the upper soil layer to a depth of 1.3 times the pile diameter. This is assumed to be the equilibrium scour depth and consequently scour protection is not necessary.

6.2 Design Results

The structure has been designed for the worst case scenario, in which opposite legs are aligned with the prevailing wave direction. In this case, the pile first found by the waves would be subject to maximum tension, while the opposite pile would be subject to maximum compression (see Figure 6.2).

Moreover, the two predominant wave directions (NNW and SSW, as seen in Figure 3.1) are perpendicular, meaning that this maximum tension - compression for opposite piles will happen frequently for all 4 piles.

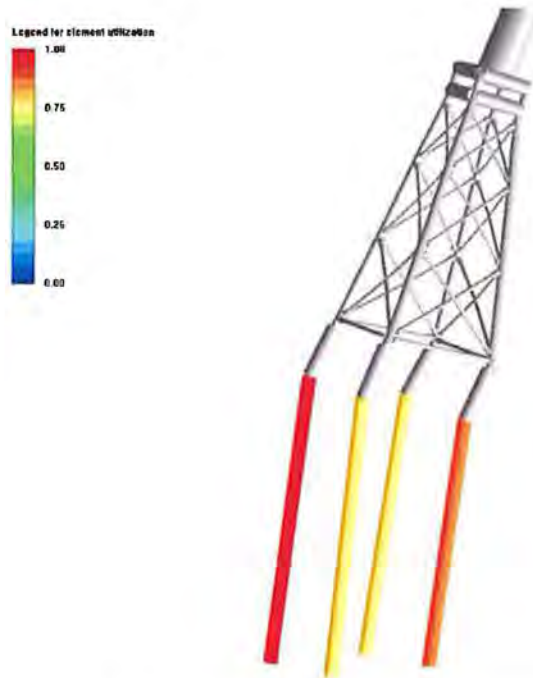


Figure 6.2 Maximum utilization of the piles for the extreme load case

In order to avoid high punching shear utilizations and fatigue damages on the joints, a conical design of the brace ends is used (see Figure 6.3 (a)).

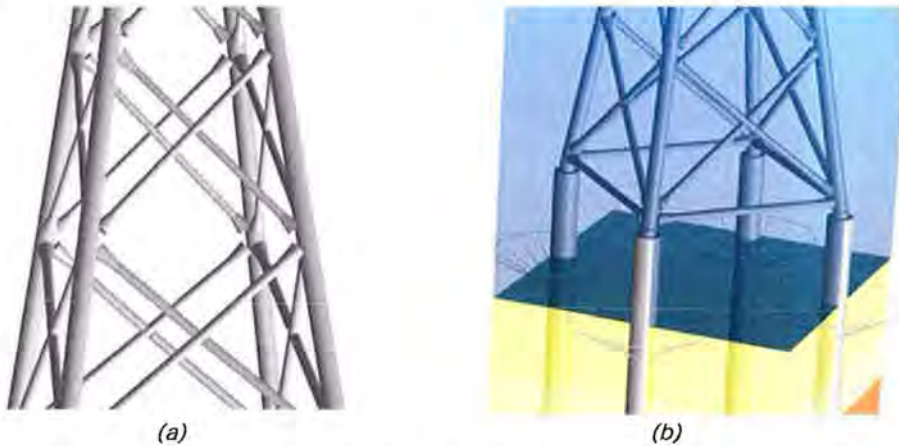


Figure 6.3 (a) Conical sections on brace ends (b) Legs grouted inside piles, scour holes

Due to poor soil properties, the diameter of the piles needs to be larger than the diameter of the legs. The legs are therefore grouted inside the pile top, as can be seen in Figure 6.3 (b).

Figure 6.4 shows the wall thicknesses of the elements of the jacket structure. Wall thicknesses at tubular joints are locally increased by can sections to secure fatigue life and punching shear capacity.

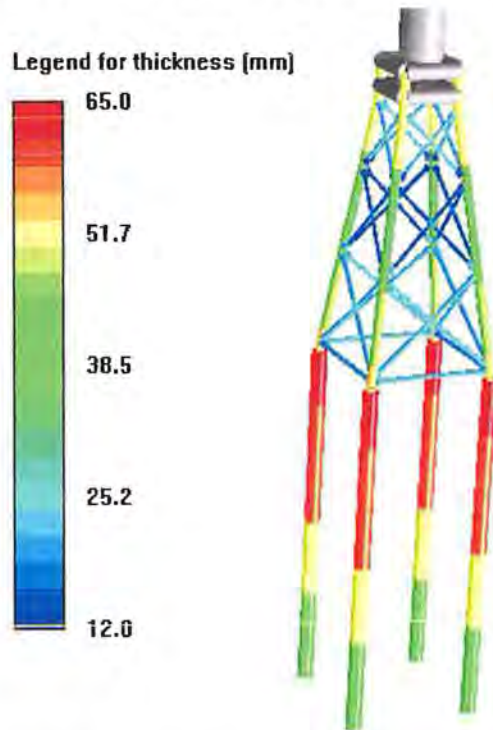


Figure 6.4 Thicknesses of the jacket structure

The overall design summary of the jacket foundation structure is presented in Table 6.1.

Base Width		Pile Diameter	Pile Penetration	Weight (legs and braces)	Piles (total)
At bottom	At top				
16 m	7 m	80 in	38 m	332 t	490 t

Table 6.1 Design Summary - Jacket

The estimated mass of the concrete transition piece on top of the legs is 750 tonnes.

Drawings showing inner diameters, wall thicknesses and lengths are attached in Appendix C.

The natural frequency of the support structure (foundation + turbine tower) when using the jacket foundation is 0.33 Hz. As in the case of the GBS foundation, the use of a more slender tower should be necessary to bring the first eigenfrequency of the structure back into the allowed frequency range specified by REpower (0.27 – 0.32 Hz).



Figure 6.5 First mode shape for the support structure with jacket foundation

Utilizations ratios for the ULS conditions are shown in Figure 6.2 (piles) and Figure 6.6 (beam elements and joints). Maximum utilization ratios for beam elements, joints and piles are shown in Table 6.2. From the table it can be seen that piles are fully utilized in axial tension.

	Beam elements	Piles	Joints
Max. UR	0.89	1.00	0.64

Table 6.2 Maximum utilization ratios for the jacket structure

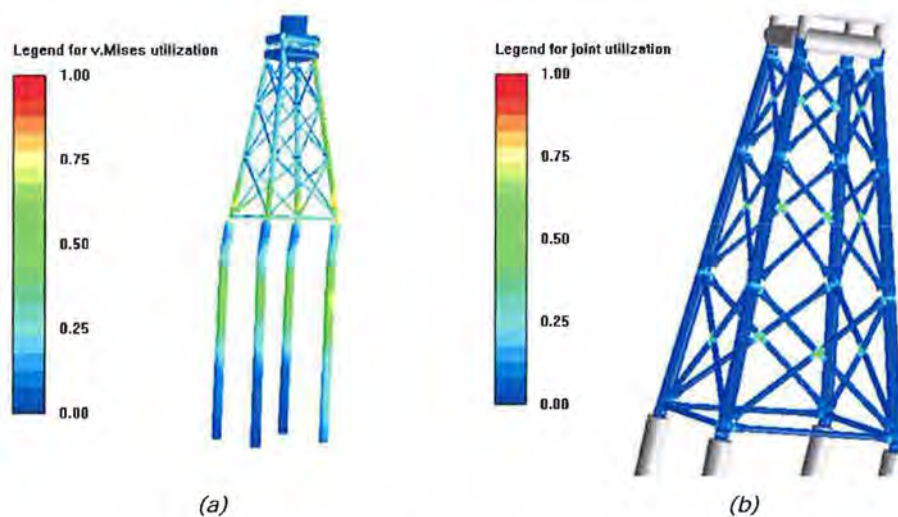


Figure 6.6 Maximum utilization ratios for beam elements and joints

A jacket structure absorbs the applied loads by transferring them into the soil by tension and compression in the piles. The capacities of the piles in the soil are checked using design soil conditions.

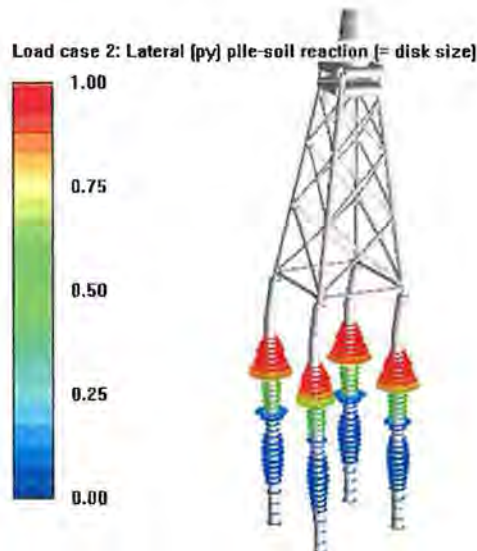


Figure 6.7 Soil utilization

Fatigue damage has been the designing driver for some of the tubular joints. For beam elements and piles, extreme event analysis is driving diameters and thicknesses of all sections. In Table 6.3 minimum fatigue lives are summarized.

	Circumferential Welds (D SN-Curve)	Attachment Welds (F3 SN-Curve)	Tubular Joints (TJ SN-Curve)
Fatigue life (year)	485.5	127.7	21.63

Table 6.3 Fatigue lives for the jacket foundation.

It has to be pointed out that for the fatigue analysis of tubular joints, an ISO TJ SN-curve has been used, as a better and more recent SN-curve than the one provided on DNV standards. For circumferential and attachment welds, DNV standards are used.

The current design aims at avoiding weld grinding for both circumferential welds and joints. Weld grinding is assumed for all attachment welds.

6.3 Discussion

Wave loading on the foundation structure is in general dominant on the lower joints (those which are submerged). For the resting joints, all beam elements and piles, wind loads are dominant.

In general, fatigue loads drive the design of the joints, whereas extreme loads drive wall thicknesses and diameters of beam elements and piles. Moreover, contrarily to what was found for the monopile foundation, the ef-

fect of the wind and wave misalignments on fatigue lives is almost negligible for the jacket structure.

During the design procedure a large number of variations to the final concept were performed in order to choose the optimum basic dimensions. The variations primarily focused on:

- Upper and lower base widths
- Pile diameter
- Pile penetration

Variations on the above stated parameters always lead to a design based on compromises. The design aims at optimizing maximum utilization ratios and fatigue lives, rather than focusing on natural frequency values. The obtained eigenfrequency does not fall into the allowed frequency range, hence a re-design of the turbine tower should be performed to bring the eigenfrequency back into the allowed range.

As stated before, the use of conical sections on the brace ends decreases punching shear stresses at the joints, while keeping slender braces. In addition, the use of these conical sections also decreases fatigue damage on the joints.

The jacket foundation concept is designed for two external I-tubes, located on the inside of the jacket legs.

7. Summary and Conclusions

The overall design summaries of the three investigated foundation concepts are stated below:

Pile Outer Diameter / max thickness (in soil)	7200 mm / 80 mm
Pile Outer Diameter / max thickness (out of soil)	7200 mm / 75 mm
Weight of pile	629 t
Pile penetration	34 m
Transition Piece Outer Diameter Top / Middle / Bottom	5500 / 6500 / 7500 mm
Transition Piece Length/ max thickness	38.7 m / 75 mm
Weight of transition piece	475 t

Table 7.1 Design summary – Monopile

Bottom plate OD	Bottom plate height	Shaft OD	Cone height / Bottom Width	Skirt penetration
38 m	1 m	6.0 m	20 m/20 m	0 m
Concrete volume	Concrete mass	Sand volume	Sand mass	Reinforcement steel mass
1789 m ³	4384 t	3532 m ³	6712 t	425 t

Table 7.2 Design summary - GBS

Base Width		Pile Diameter	Pile Penetration	Weight (legs and braces)	Weight (piles)
At bottom	At top				
16 m	7 m	80 in	38 m	332 t	490 t

Table 7.3 Design Summary - Jacket

The stated results are all based on the preliminary loads from the REpower 5M turbine as well as wave load and one soil profile taken from /2/. The dimensions, weights etc are strictly intended for cost comparison purposes between the three concepts, and not for actual cost estimation of the project.

8. References

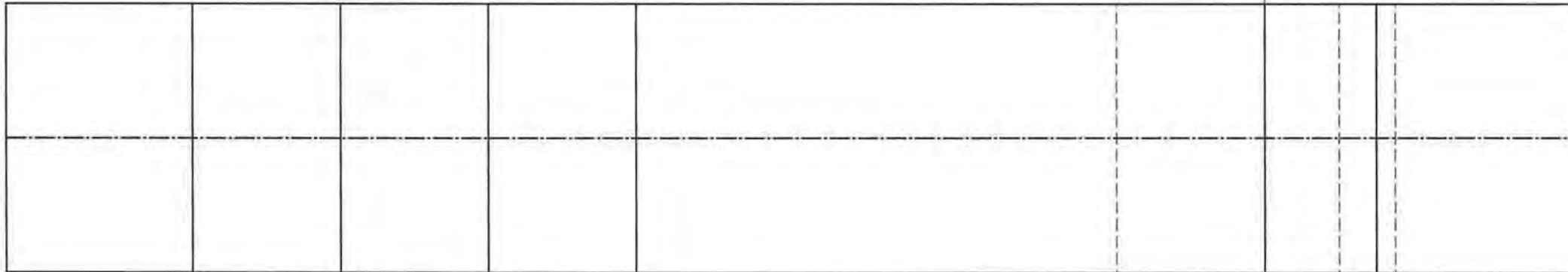
- /1/ Four Offshore Wind Farms Holland, Conceptual Design for Foundations, CTR, 2005.05.19
- /2/ Wind Farm Development North Sea, Civil aspects, Final Report – Rev. 1, Svasek Hydraulics, May 13th, 2005, BE/05037/1332
- /3/ Note: Extreme Wave Height, Royal Haskoning, 12 May 2005, /N/HA/Rott2a
- /4/ DNV Offshore Standard: DNV-OS-J101 - "Design of Offshore Wind Turbine Structures". June 2004
- /5/ ISO International Standard: ISO-19902:2007(E) – Petroleum and Natural Gas Industries – Fixed Steel Offshore Structures. December 2007
- /6/ Wind turbine REpower 5M. Generic Offshore Loading Document, REpower load document V-5.1-OG.00.00-A-E, 2007.

Appendix A – Drawings monopile foundation

PILE TIP
-80,000

S355NL S355NL S355NL S355NL S355NL S355NL S355NL

5000 4000 4000 4000 17000 3000
OD7200x72 OD7200x60 OD7200x70 OD7200x75 OD7200x80 OD7200x75

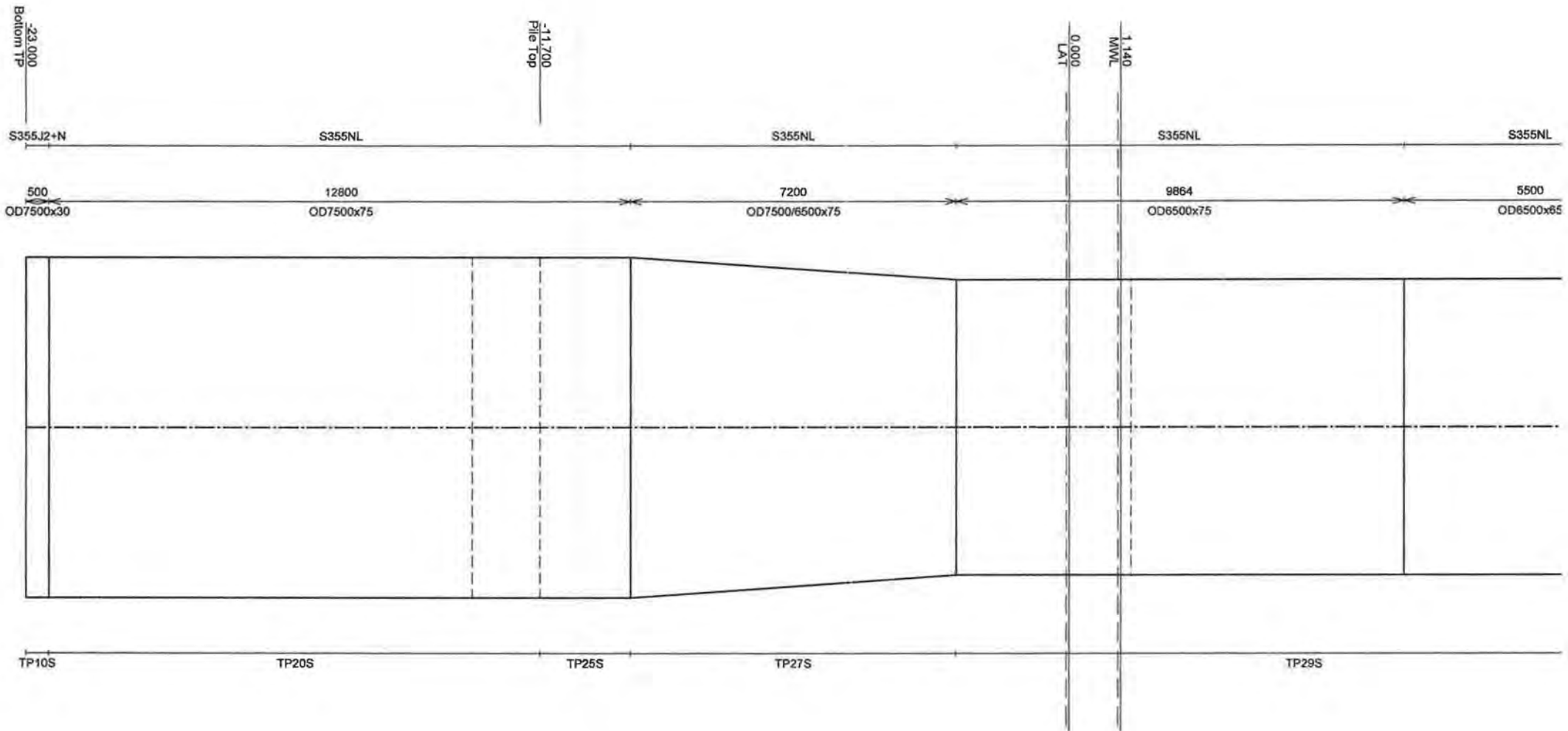


P000P

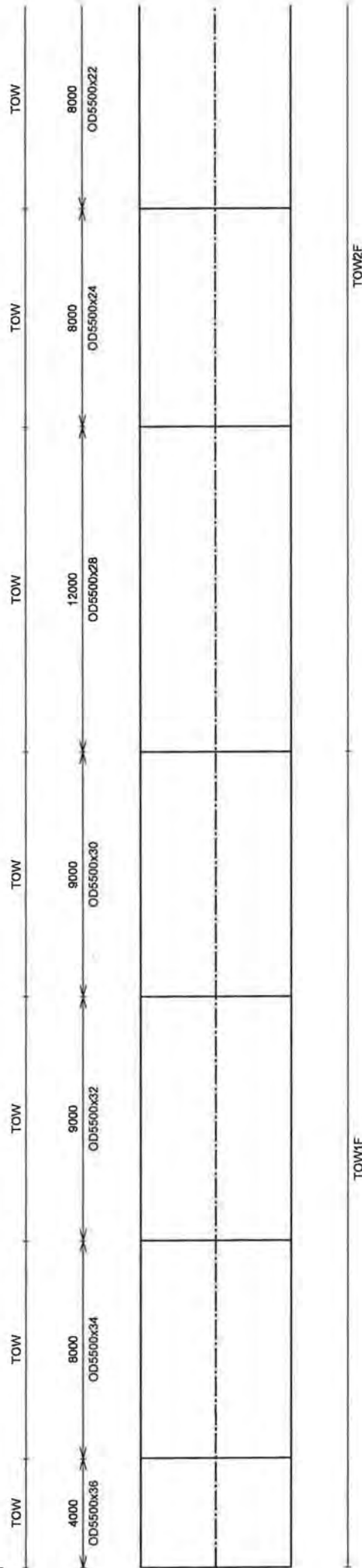
P001P

-25,000
Mudline

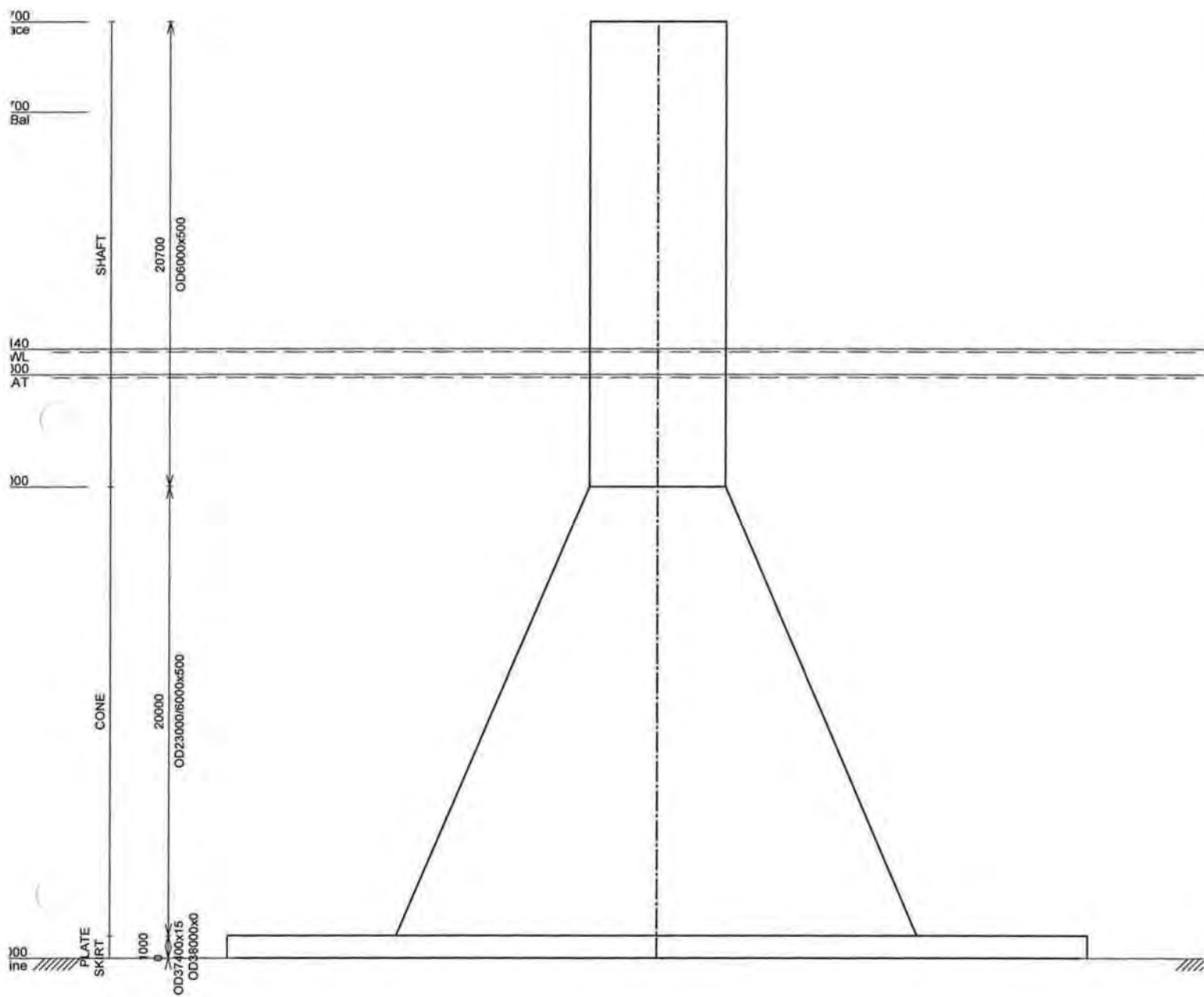
-23,000
Bottom TP



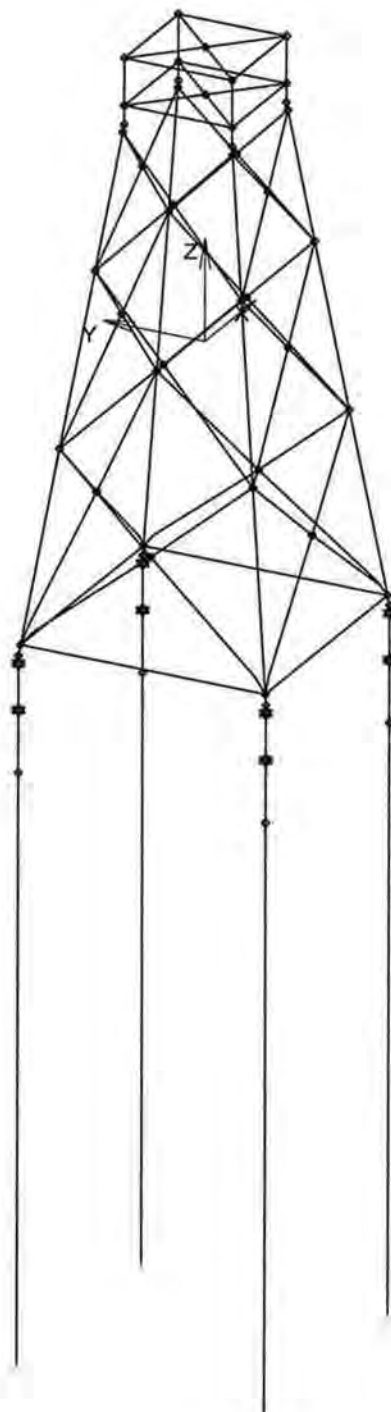
15,700
Interface



Appendix B – Drawings GBS foundation



Appendix C – Drawings jacket foundation



General view of Jacket

Ramboll Oil & Gas

Direction:	X: 0.816	Y: 0.408	Z: -0.408
Limits:	X(-8.000, 8.000)	Y(-8.000, 8.000)	Z(-63.900, 18.700)
Plot 1:	Date: 2008-06-12	Time: 17:48:00	Job IGRUHN (STPLOT 4.3)

COMPANY: Airtricity

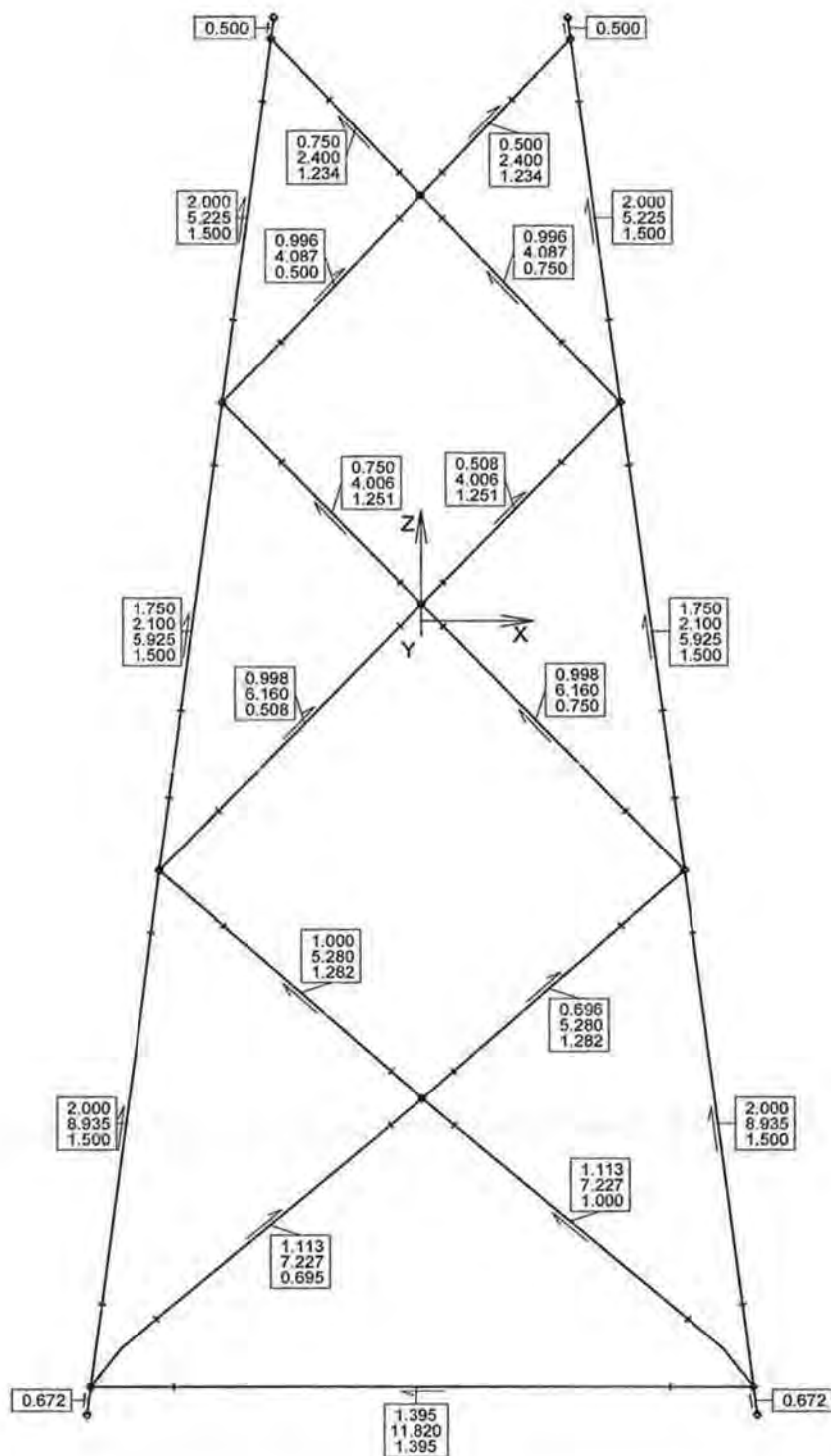
PROJECT: Den Helder Offshore Wind Farm Development

SUBJECT: WIDTH 7/16 m , PILE DIAMETER 80 i, PENETRATION 38 m

Willemoesgade 2
DK 6700 Esbjerg

Tel: +45 7913 7100
Fax: +45 7913 7280

Web: www.ramboll-oilgas.com
E-mail: oil-gas@ramboll.com



Element Lengths
Jacket Row A

Ramboll Oil & Gas

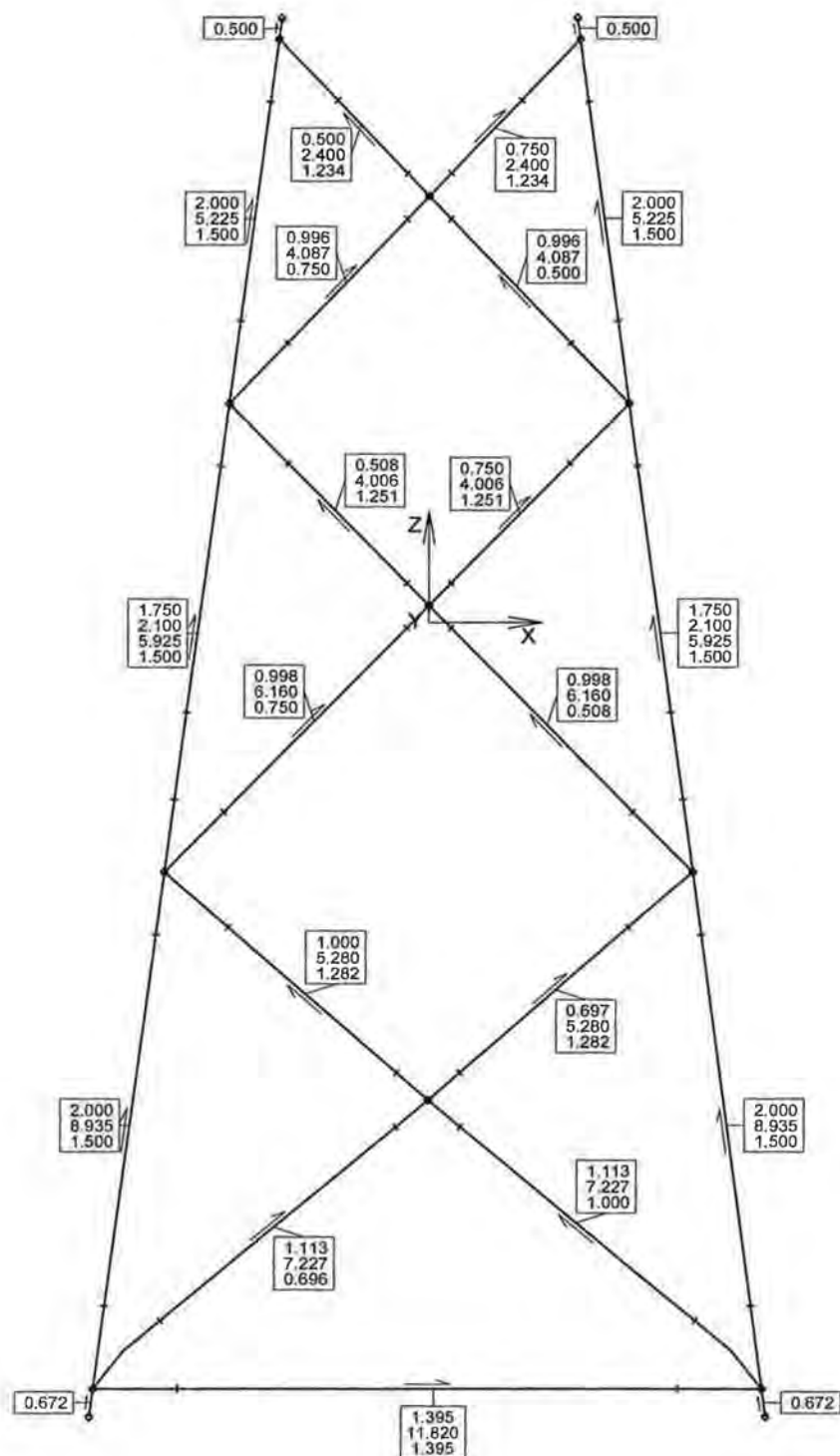
Direction:	X: 0.000	Y: 0.991	Z: 0.135
Limits:	X(-8.000, 8.000)	Y(3.500, 8.000)	Z(-18.500, 14.500)
Plot 2:	Date: 2008-06-12	Time: 17:48:00	Job IGRUHN (STPLOT 4.3)

COMPANY: Airtricity
PROJECT: Den Helder Offshore Wind Farm Development
SUBJECT: WIDTH 7/16 m , PILE DIAMETER 80 i, PENETRATION 38 m

Willemoesgade 2
DK 6700 Esbjerg

Tel: +45 7913 7100
Fax: +45 7913 7280

Web: www.ramboll-oilgas.com
E-mail: oil-gas@ramboll.com



Element Lengths

Jacket Row B

Ramboll Oil & Gas

Direction:	X: 0.000	Y: 0.991	Z: -0.135
Limits:	X(-8.000, 8.000)	Y(-8.000, -3.500)	Z(-18.500, 14.500)
Plot 3:	Date: 2008-06-12	Time: 17:48:00	Job IGRUHN (STPLOT 4.3)

COMPANY: Airtricity

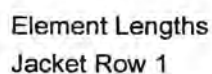
PROJECT: Den Helder Offshore Wind Farm Development

SUBJECT: WIDTH 7/16 m , PILE DIAMETER 80 i, PENETRATION 38 m

Willemoesgade 2
DK 6700 Esbjerg

Tel: +45 7913 7100
Fax: +45 7913 7280

Web: www.ramboll-oilgas.com
E-mail: oil-gas@ramboll.com



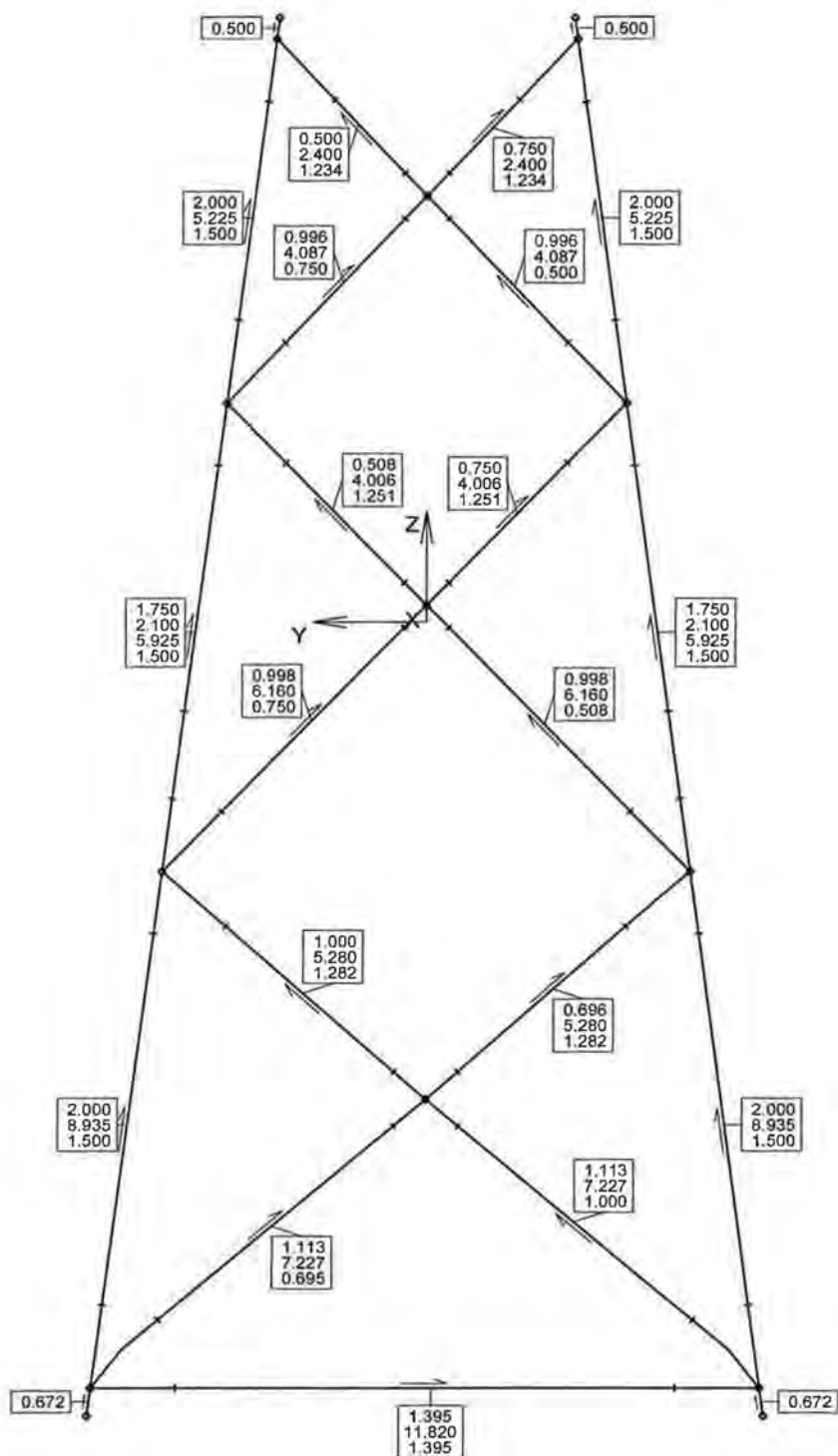
Direction:	X:-0.991	Y: 0.000	Z:-0.135
Limits:	X(-3.500, 8.000)	Y(-8.000, 8.000)	Z(-18.500, 14.500)
Plot 4:	Date: 2008-06-12	Time: 17:48:00	Job IGRUHN (STPLOT 4.3)

COMPANY: Airtricity
PROJECT: Den Helder Offshore Wind Farm Development
SUBJECT: WIDTH 7/16 m , PILE DIAMETER 80 i, PENETRATION 38 m

Willemoesgade 2
DK 6700 Esbjerg

Tel: +45 7913 7100
Fax: +45 7913 7280

Web: www.ramboll-oilgas.com
E-mail: oil-gas@ramboll.com



Element Lengths
Jacket Row 2

Ramboll Oil & Gas

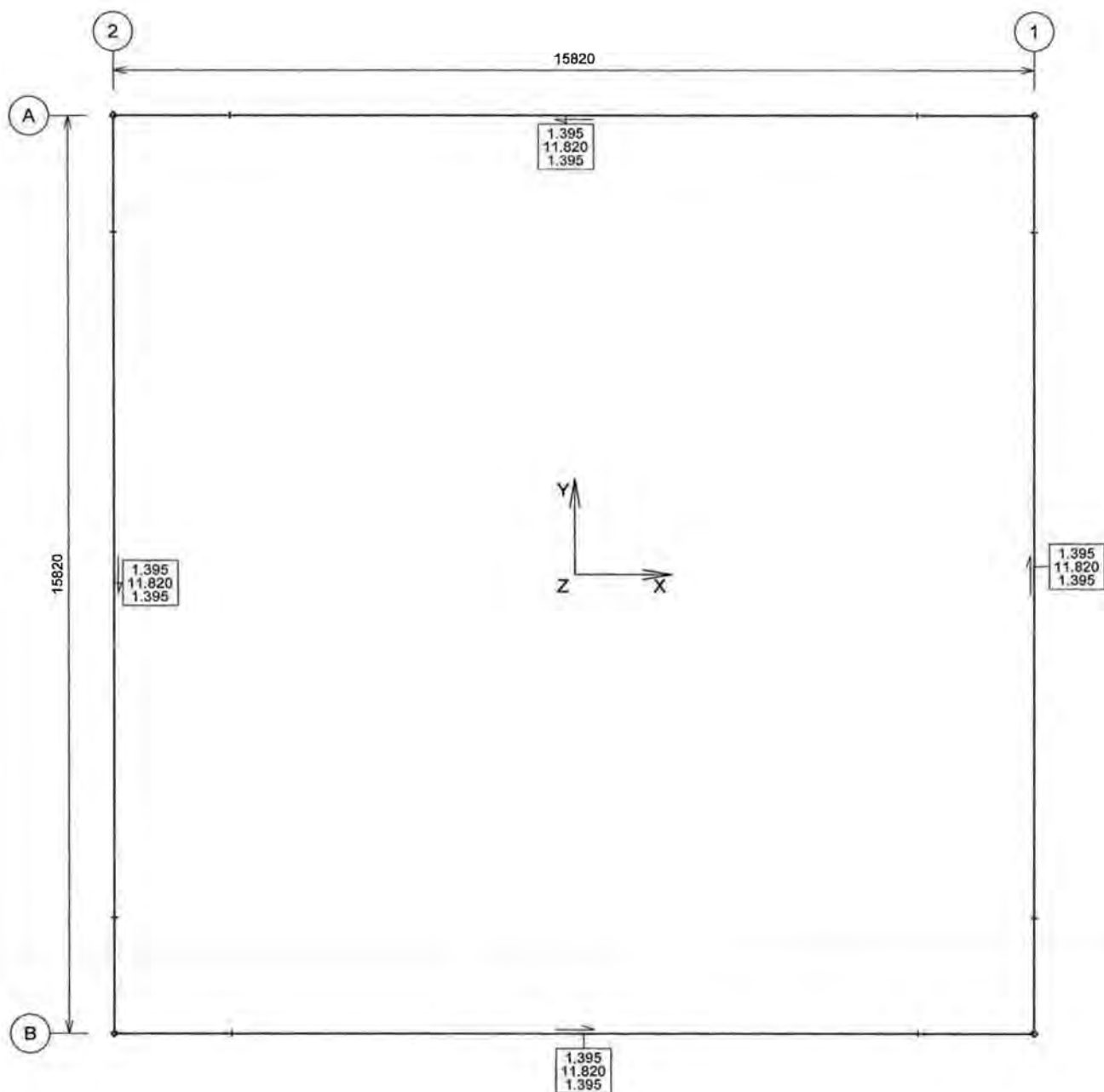
Direction:	X: 0.991	Y: 0.000	Z: -0.135
Limits:	X(-8.000, -3.500)	Y(-8.000, 8.000)	Z(-18.500, 14.500)
Plot 5:	Date: 2008-06-12	Time: 17:48:00	Job IGRUHN (STPLOT 4.3)

COMPANY: Airtricity
PROJECT: Den Helder Offshore Wind Farm Development
SUBJECT: WIDTH 7/16 m , PILE DIAMETER 80 i, PENETRATION 38 m

Willemoesgade 2
DK 6700 Esbjerg

Tel: +45 7913 7100
Fax: +45 7913 7280

Web: www.ramboll-oilgas.com
E-mail: oil-gas@ramboll.com



Element Lengths
Mud Bracing

Ramboll Oil & Gas

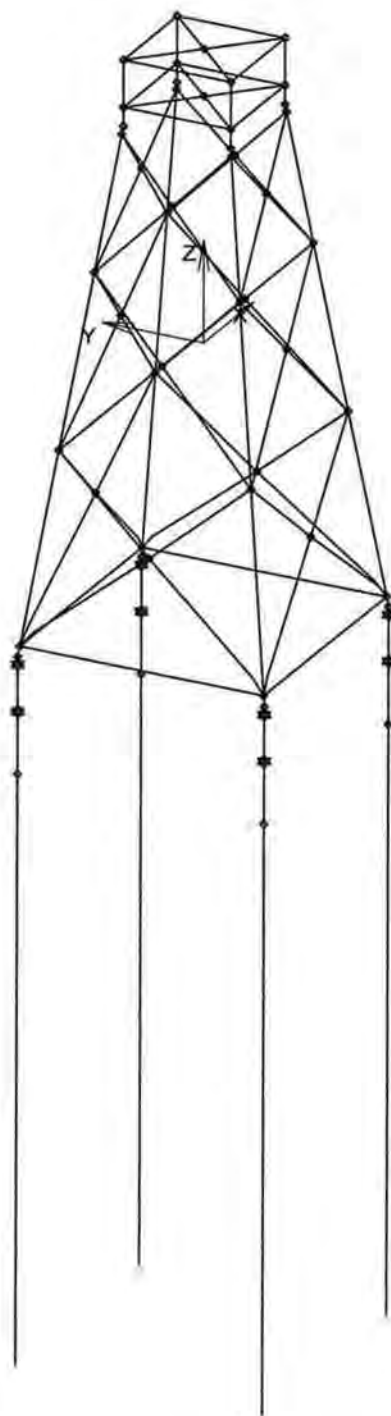
Direction:	X: 0.000	Y: 0.000	Z: -1.000
Limits:	X(-7.910, 7.910)	Y(-7.910, 7.910)	Z(-17.840, -17.840)
Plot 6:	Date: 2008-06-12	Time: 17:48:00	Job IGRUHN (STPLOT 4.3)

COMPANY: Airtricity
PROJECT: Den Helder Offshore Wind Farm Development
SUBJECT: WIDTH 7/16 m , PILE DIAMETER 80 i, PENETRATION 38 m

Willemoesgade 2
DK 6700 Esbjerg

Tel: +45 7913 7100
Fax: +45 7913 7280

Web: www.ramboll-oilgas.com
E-mail: oil-gas@ramboll.com



General view of Jacket

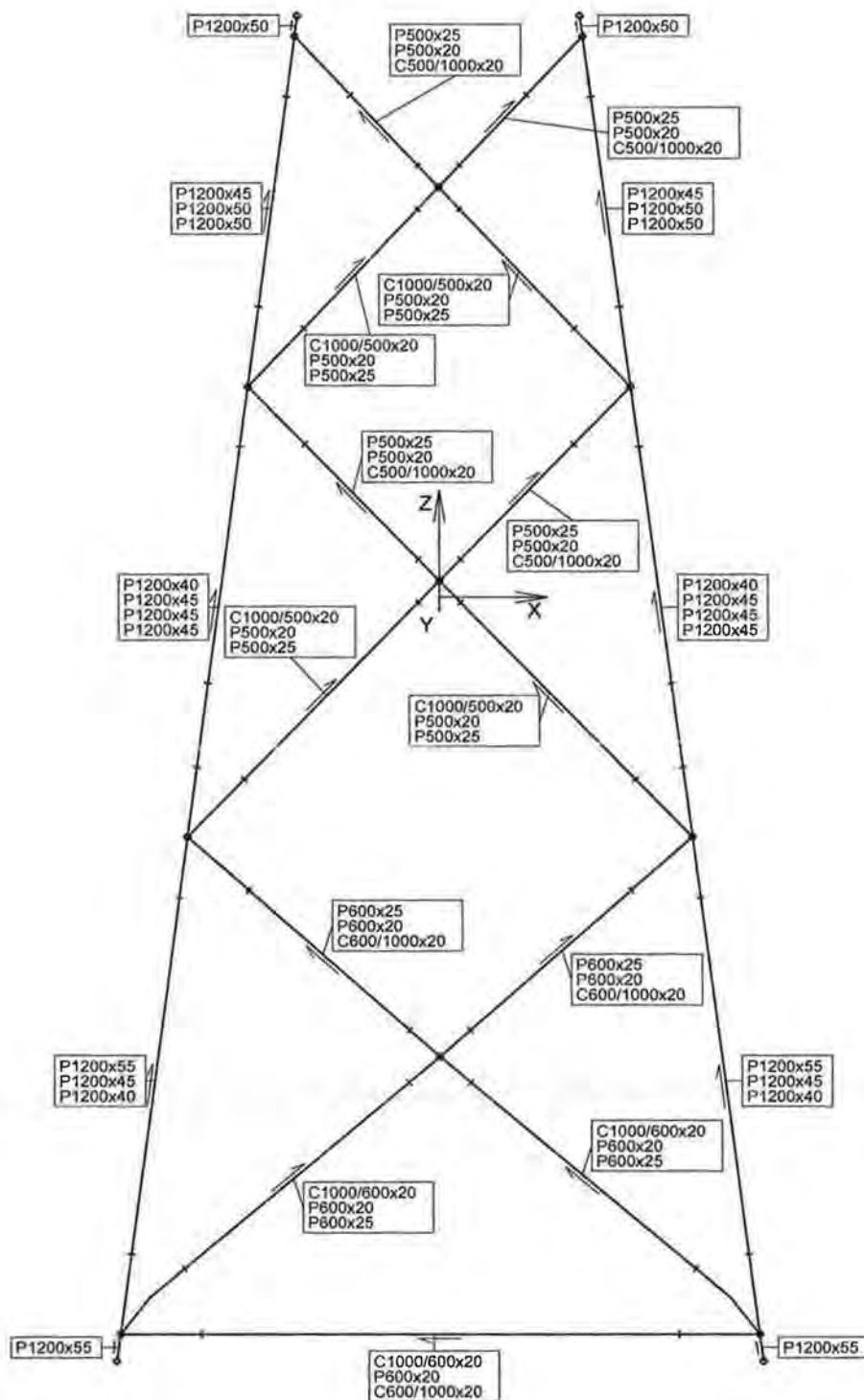
Ramboll Oil & Gas

Direction:	X: 0.816	Y: 0.408	Z: -0.408
Limits:	X(-8.000, 8.000)	Y(-8.000, 8.000)	Z(-63.900, 18.700)
Plot 1:	Date: 2008-06-13	Time: 10:54:16	Job IHKWYK (STPLOT 4.3)

COMPANY: Airtricity
 PROJECT: Den Helder Offshore Wind Farm Development
 SUBJECT: WIDTH 7/16 m , PILE DIAMETER 80 i, PENETRATION 38 m

Willemoesgade 2 DK 6700 Esbjerg	Tel: +45 7913 7100 Fax: +45 7913 7280
------------------------------------	--

Web: www.ramboll-oilgas.com E-mail: oil-gas@ramboll.com



Jacket Row A

Ramboll Oil & Gas

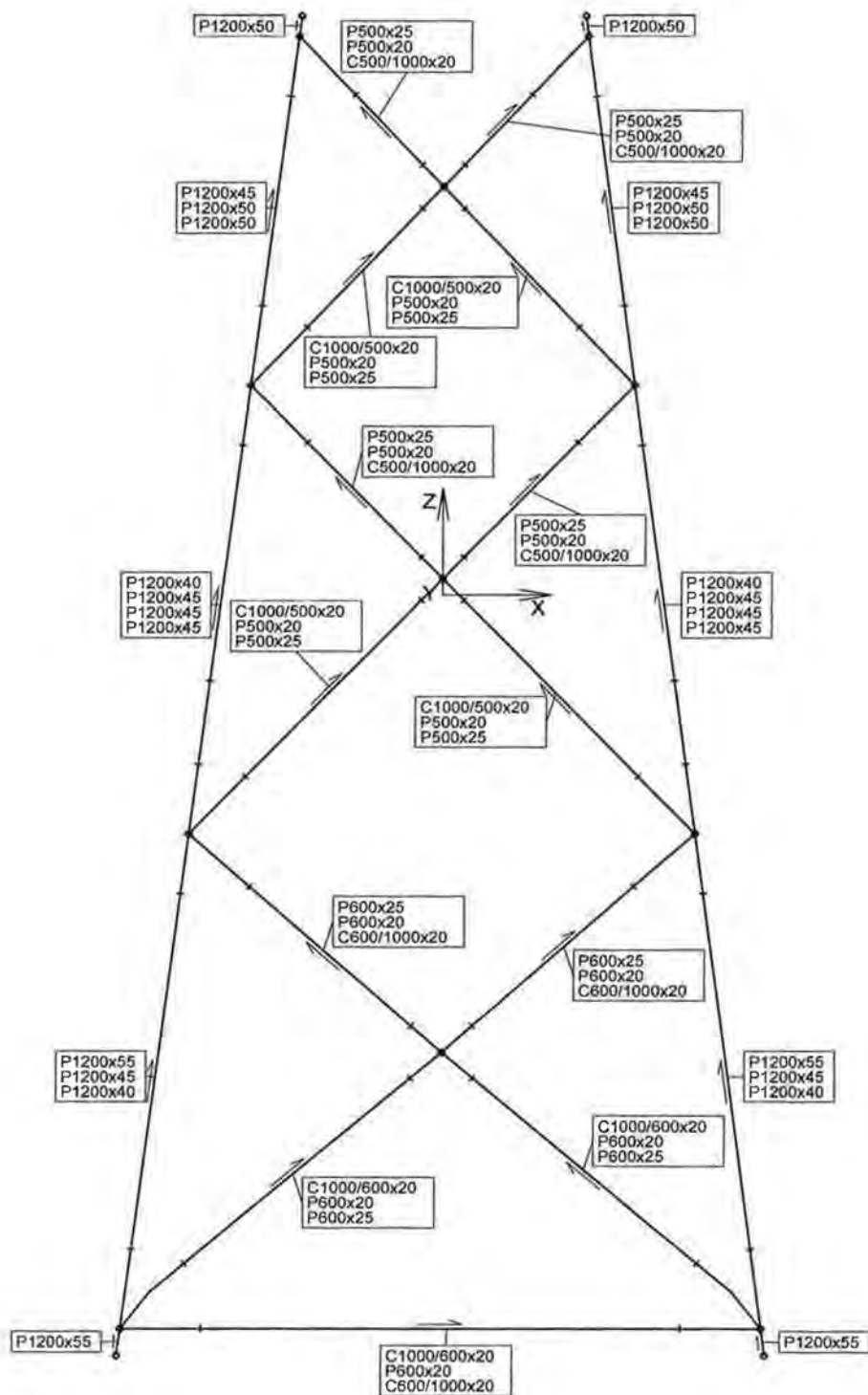
Direction:	X: 0.000	Y: 0.991	Z: 0.135
Limits:	X(-8.000, 8.000)	Y(3.500, 8.000)	Z(-18.500, 14.500)
Plot 2:	Date: 2008-06-13	Time: 10:54:16	Job IHKWYK (STPLOT 4.3)

COMPANY: Airtricity
 PROJECT: Den Helder Offshore Wind Farm Development
 SUBJECT: WIDTH 7/16 m , PILE DIAMETER 80 i, PENETRATION 38 m

Willemoesgade 2
 DK 6700 Esbjerg

Tel: +45 7913 7100
 Fax: +45 7913 7280

Web: www.ramboll-oilgas.com
 E-mail: oil-gas@ramboll.com



Jacket Row B

Ramboll Oil & Gas

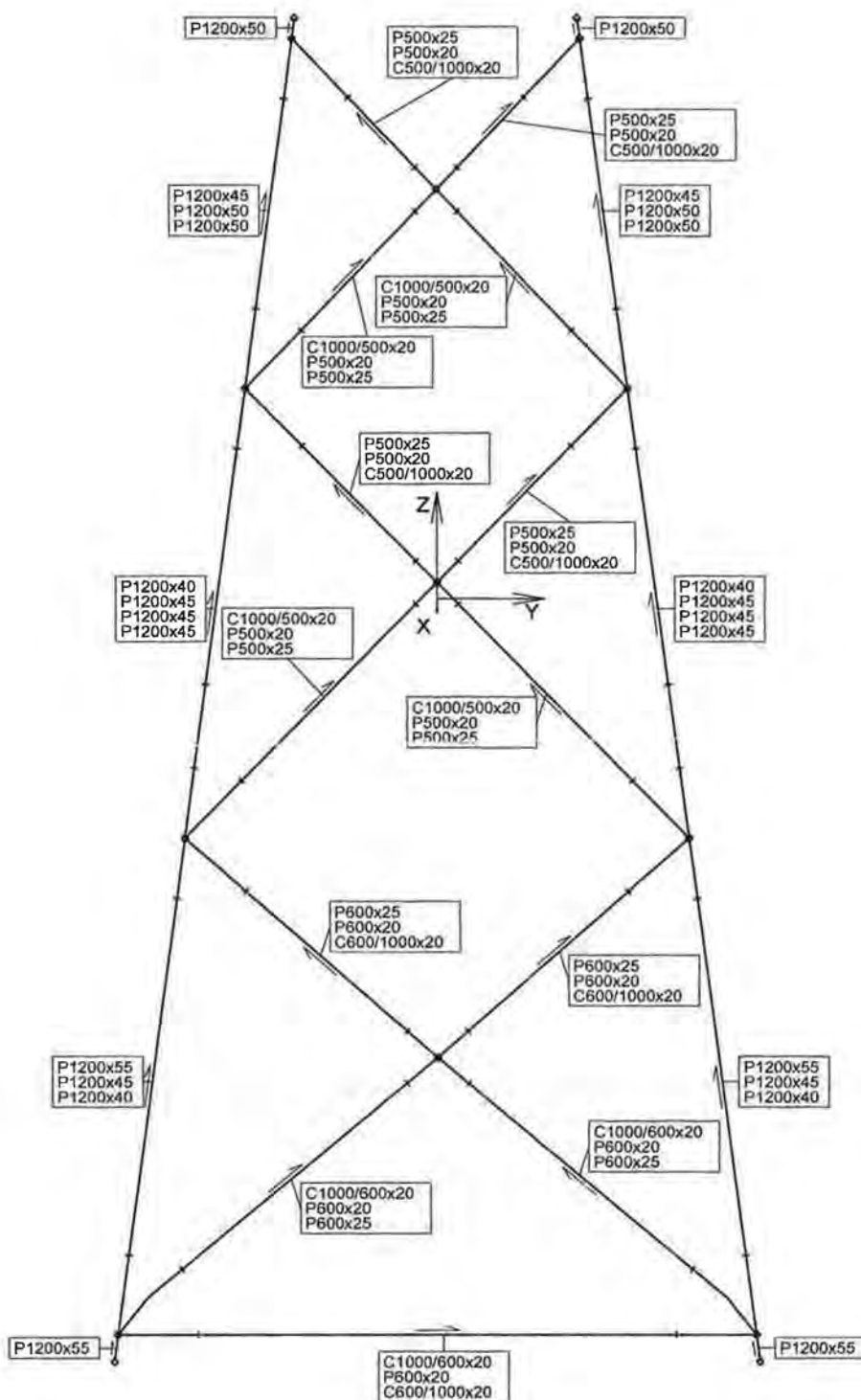
Direction:	X: 0.000	Y: 0.991	Z: -0.135
Limits:	X(-8.000, 8.000)	Y(-8.000, -3.500)	Z(-18.500, 14.500)
Plot 3:	Date: 2008-06-13	Time: 10:54:16	Job IHKWYK (STPLOT 4.3)

COMPANY: Airtricity
 PROJECT: Den Helder Offshore Wind Farm Development
 SUBJECT: WIDTH 7/16 m , PILE DIAMETER 80 i, PENETRATION 38 m

Willemoesgade 2
 DK 6700 Esbjerg

Tel: +45 7913 7100
 Fax: +45 7913 7280

Web: www.ramboll-oilgas.com
 E-mail: oil-gas@ramboll.com



Jacket Row 1

Ramboll Oil & Gas

Direction:	X: -0.991	Y: 0.000	Z: -0.135
Limits:	X(3.500, 8.000)	Y(-8.000, 8.000)	Z(-18.500, 14.500)
Plot 4:	Date: 2008-06-13	Time: 10:54:16	Job IHKWYK (STPLOT 4.3)

COMPANY: Airtricity

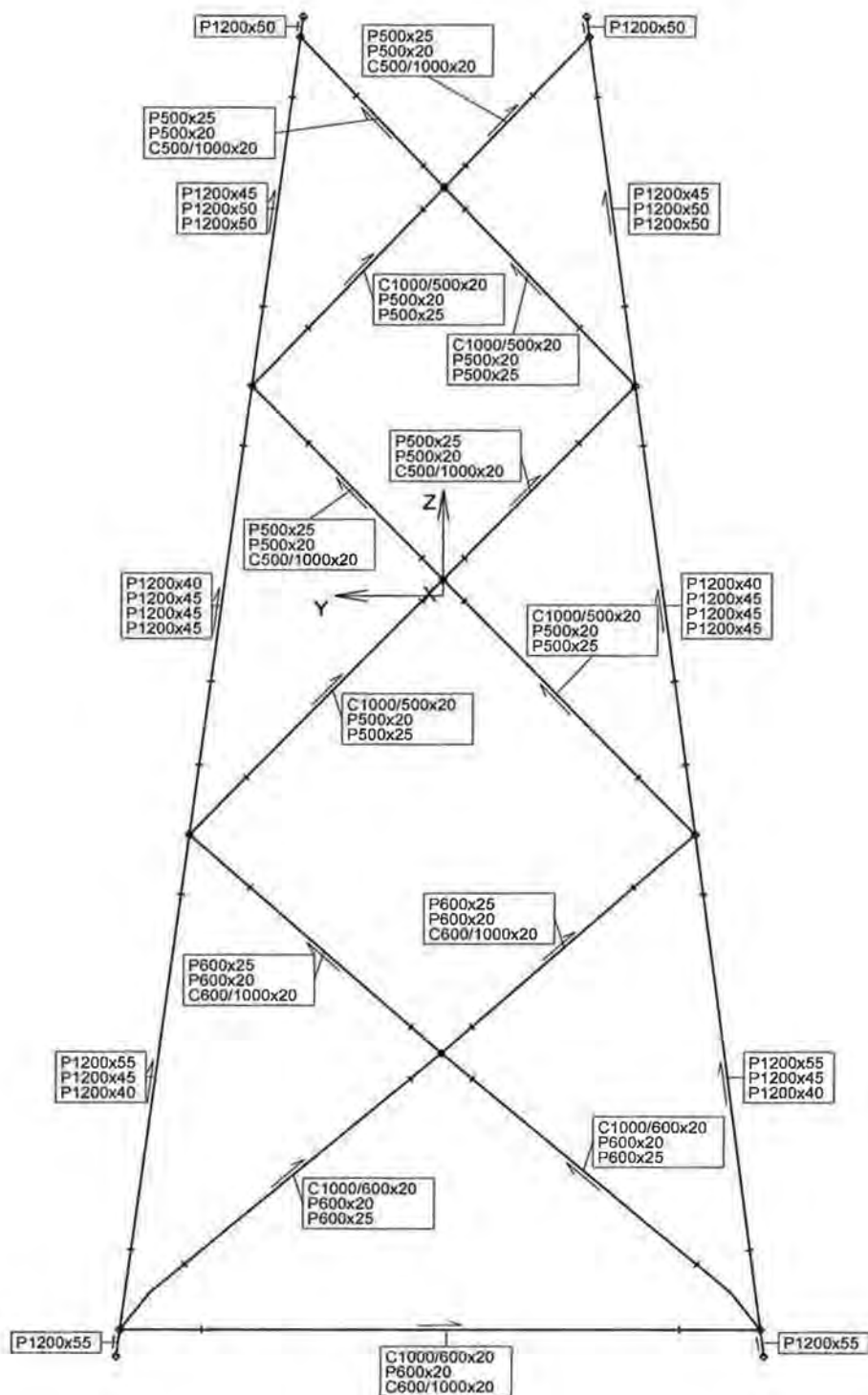
PROJECT: Den Helder Offshore Wind Farm Development

SUBJECT: WIDTH 7/16 m , PILE DIAMETER 80 i, PENETRATION 38 m

Willemoesgade 2
DK 6700 Esbjerg

Tel: +45 7913 7100
Fax: +45 7913 7280

Web: www.ramboll-oilgas.com
E-mail: oil-gas@ramboll.com



Jacket Row 2

Ramboll Oil & Gas

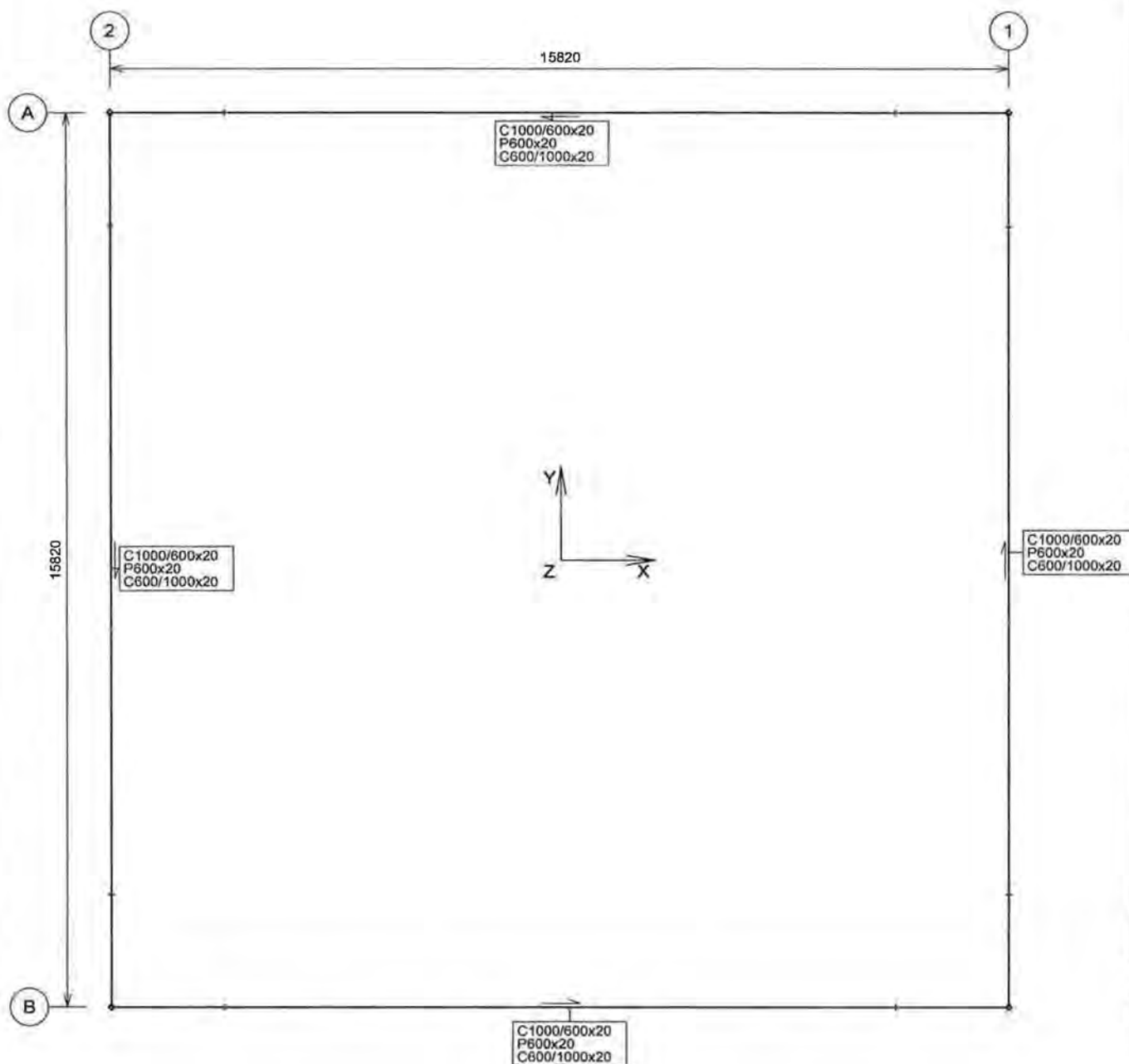
Direction:	X: 0.991	Y: 0.000	Z: -0.135
Limits:	X(-8.000, -3.500)	Y(-8.000, 8.000)	Z(-18.500, 14.500)
Plot 5:	Date: 2008-06-13	Time: 10:54:16	Job IHKWKY (STPLOT 4.3)

COMPANY: Airtricity
 PROJECT: Den Helder Offshore Wind Farm Development
 SUBJECT: WIDTH 7/16 m , PILE DIAMETER 80 i, PENETRATION 38 m

Willemoesgade 2
 DK 6700 Esbjerg

Tel: +45 7913 7100
 Fax: +45 7913 7280

Web: www.ramboll-oilgas.com
 E-mail: oil-gas@ramboll.com



Mud Bracing

Ramboll Oil & Gas

Direction:	X: 0.000	Y: 0.000	Z: -1.000
Limits:	X(-7.910, 7.910)	Y(-7.910, 7.910)	Z(-17.840, -17.840)
Plot 6:	Date: 2008-06-13	Time: 10:54:16	Job IHKWYK (STPLOT 4.3)

COMPANY: Airtricity
 PROJECT: Den Helder Offshore Wind Farm Development
 SUBJECT: WIDTH 7/16 m , PILE DIAMETER 80 i, PENETRATION 38 m

Willemoesgade 2
 DK 6700 Esbjerg

Tel: +45 7913 7100
 Fax: +45 7913 7280

Web: www.ramboll-oilgas.com
 E-mail: oil-gas@ramboll.com

TAB 3



DET NORSKE VERITAS

CONCEPTUAL DESIGN CERTIFICATE

Number 644077-CC01-REV0

Name/Designation/Description of the Object:

Den Helder Offshore Wind Park, the Netherlands

Developer(s):

Airtricity

THIS IS TO VERIFY that the above mentioned object has been appraised and/or surveyed during the

CONCEPTUAL DESIGN PHASE

According to Contract no. 644077 and after DNV's best knowledge and understanding found to comply with:

DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, October 2007

Reference documents (reports etc.):

DNV Review letter OC-644077-124K2-1, dated 2008-10-29

Validity:

This certificate remains valid for the permitting phase.

Issued at Det Norske Veritas, Hellerup, DK

Date 2008-10-29

for Det Norske Veritas, Danmark A/S

Peter Hauge

Head of Project Certification

DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S



Airtricity House
Ravenscourt Office Park
Sandyford
Dublin

Att: Arno Verbeek

DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S
Project Certification

Tuborg Parkvej 8, 2nd Floor
DK2900 Hellerup

Tel: +45 39 45 48 00
Fax: +45 39 45 48 01
www.dnv.com

Your ref:

Our ref:
OC-644077-1242K2L-1

Date:
2008-10-27

Dear Arno Verbeek

Certification of Conceptual Foundation Design

DEN HELDER OFFSHORE WIND FARM, THE NETHERLANDS

Reference is made to work order 644077 for review of conceptual design of foundations for den Helder Offshore Wind Farm.

The review is based on the below listed document and supported by comparisons with design parameters for external condition and other key design parameters for other projects in the vicinity, as well as a simplified independent structural analysis.

The review only covers the conceptual designs, as further investigations and analyses must be made and documented in order to provide a full basis for a certification of the design basis and detailed design for the den Helder offshore wind park project.

DOCUMENTATION

/1/ Airtricity, Den Helder Offshore Windfarm, Conceptual Foundation Design, June 2008.

SUMMARY AND ASSUMPTIONS

Three generic conceptual foundation designs for monopile, jacket and gravity based (GBS) foundations are presented. The foundations are designed for REpower 5 MW wind turbine and a water depth of 26 m relative to LAT.

The designs are all based on the preliminary loads from REpower 5M turbine as well as wave load and one soilprofile taken from: "Wind Farm Development North Sea, Civil aspects, Final Report – Rev. 1, Svasek Hydraulics, May 13th, 2005, BE/05037/1332". DNV has on an earlier stage reviewed the document and generally the assumptions are considered to be conservative, however during the design phase more comprehensive site conditions shall be available for design purpose.

In the detailed design of the foundation special attention should be paid to dynamics of the integrated structure and it shall be assured that the operational frequencies of the wind turbine



are well off the eigenfrequencies of the integrated support structure. For the GBS and the jacket foundation the natural frequency does not fall in to the allowed frequency range, which means that a re-design of the turbine tower is necessary to bring down the frequency.

For the monopile foundation design special attention should be paid to the grouted connection placed right above mudline where the bending moment is expected to be largest.

For detailed design an integrated load and structural analysis have to be performed.

The DNV analyses confirms the feasibility of the proposed concept, and we expect that the detailed design can be made in compliance with DNV-OS-J101-October 2007 for the support structure steel as well as for geotechnical side.

CONCLUSION

Based on document review of the above listed document as well as comparison with parameters for external conditions for projects in the vicinity and a simplified independent structural analysis, DNV hereby confirms that the three concepts are feasible for the den Helder offshore Wind Farm location.

The environmental site conditions and the turbine loads are however at a conceptual level and thus only reflect a conceptual design suitable as a good starting point for the detailed design of the foundations for the den Helder Offshore Wind Farm.

Yours sincerely
for Det Norske Veritas, Danmark A/S

Peter Petersen
Project Manager
DNV Wind Energy

Mads Berg Larsen
Senior Engineer

Encl. Conceptual Design Certificate 644077-CC01-Rev0

Type Certificate

TC-070901, Rev. 1

DEWI-OCC hereby certifies that the wind turbine

REpower 5M

designed and manufactured by

REpower Systems AG
Alsterkrugchaussee 378
D-22335 Hamburg

with characteristic basic data given in the annex to the Statement of Compliance for the Design Assessment
is conform to the following normative references:

IEC 61400-1 Wind turbines - Part 1: Safety Requirements, 2nd Edition 1999-02,
modified

assessed acc. to IEC Type Class I B

This Type Certificate is based on the following documents:

STC – 080601, Rev. 0	Statement of Compliance for the Design Assessment DEWI-OCC, 2008-06-17
STC – 070502, Rev. 0	Statement of Compliance for the Prototype Testing DEWI-OCC, 2008-09-09
STC – 071102, Rev. 0	Statement of Compliance for the Manufacturing Evaluation DEWI-OCC, 2008-09-09
DEWI-OCC-ZE-0809-131-12	Summarized Status of Certification, 2009-09-08

Type Certification was carried out acc. to DEWI-OCC-VA-01, "Verfahrensanweisung für die Zertifizierung von Windenergieanlagen", Rev. 3, December 2005.

Changes in the design or the manufacturer's quality system shall be approved by DEWI-OCC; otherwise this Type Certificate loses its validity.

The present type certificate is valid until 8th September 2013.

Cuxhaven, 9th September 2008


Dipl.-Ing. Jürgen Kröning
Head of Certification Body for Wind Turbines
DEWI-OCC

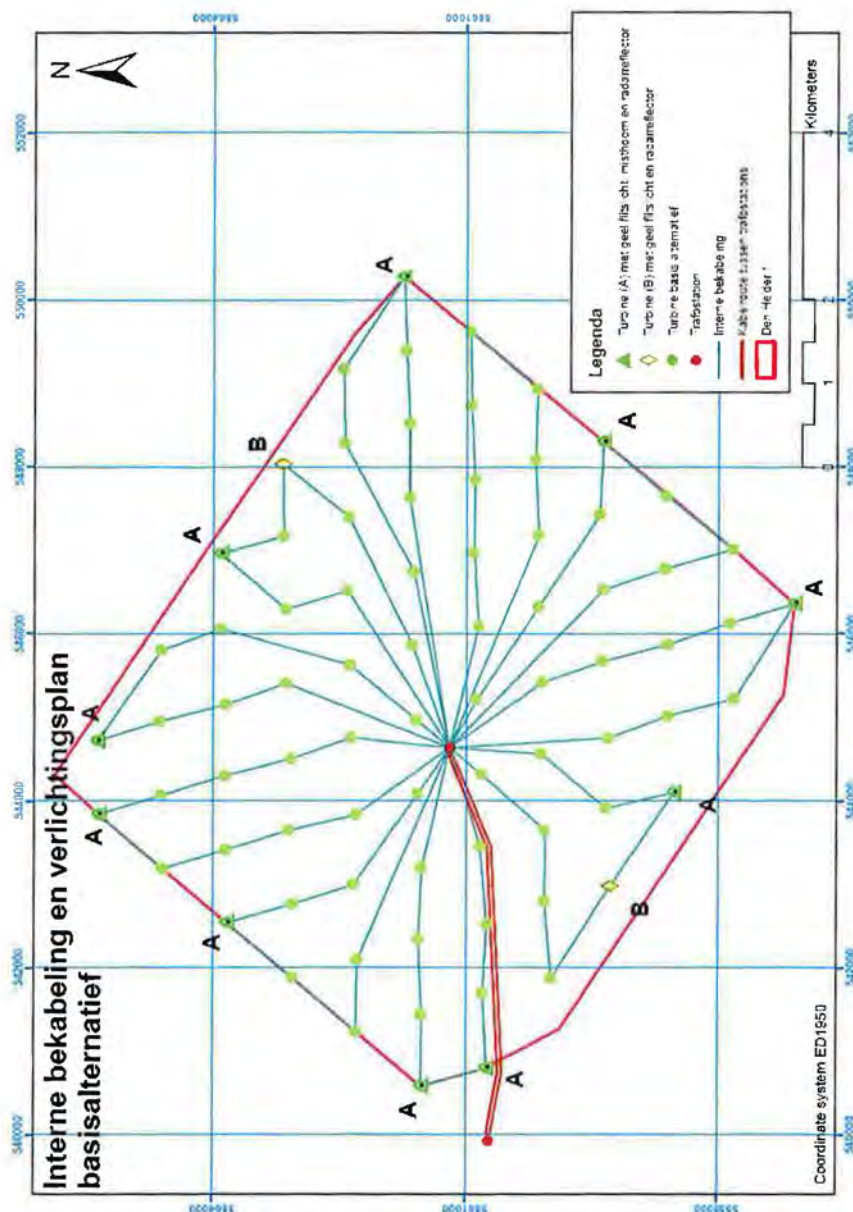
TAB 4

Bijlage 4

Tekening verlichting Den Helder I

Opmerkingen:

1. Niet alle turbines met een misthoorn zijn aangegeven. Overige turbines met een misthoorn waarbij uitgegaan wordt van een denkbeeldige afstand van 2 zeemijl rond het windpark zijn nog niet weergegeven.
2. Alle turbines aan de buitenzijde van het windpark hebben een radarreflector.
3. Het hoofdtransformatorstation (westzijde van het windpark) wordt net als turbine A voorzien van geel flitslicht, misthoorn en radarreflector, omdat deze installatie zich op een hoekpunt bevindt.



TAB 5

COÖRDINATEN

In deze bijlage worden de coördinaten gegeven van:

1. de omtrek van het windpark Den Helder I;
2. de knikpunten van de kabels van Den Helder I naar het aanlandingspunt op land;
3. de turbines en de twee transformatorstations.

De coördinaten worden weergegeven in het ED50 stelsel (Europese datum 1950), UTM zone 31 en in het WGS84 stelsel (World Geodetic System 1984), UTM zone 31. Het is van belang aan te geven welk stelsel leidend is geweest. Bij de conversie van gegevens kan namelijk een afwijking optreden.

1. Omtrek van het windpark Den Helder I

De begrenzing van het windpark Den Helder I is exclusief veiligheidszone van 500 meter. De hoekpunten van het windpark van Den Helder I zijn weergegeven in meters en graden in onderstaande tabel en zijn berekend in het ED50-stelsel. Daarna is dit geconverteerd naar het WGS84-stelsel.

Begrenzing offshore windpark "Den Helder I"			
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)	
X	Y	E	N
540577	5861528	3,601851	52,90001
544306	5865888	3,657878	52,93891
550271	5861736	3,745986	52,90106
546355	5857100	3,687113	52,85974
545264	5857229	3,670928	52,86099
541260	5859877	3,611795	52,88512

2. Knikpunten van de kabels

De knikpunten van de kabels van Den Helder I naar het aanlandingspunt op land zijn weergegeven in onderstaande tabellen en zijn berekend in het ED50-stelsel. Daarna is dit geconverteerd naar het WGS84-stelsel. Er is onderscheid gemaakt in het traject van de kabel vanaf het transformatorstation in het park naar het hoofdtransformatorstation en vanaf dit hoofdtransformatorstation naar land.

Van transformatorstation in Den Helder I naar hoofdtransformatorstation

Knikpunten kabels "Den Helder I" – kabel 1			
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)	
X	Y	E	N
Van transformatorstation in Den Helder I naar hoofdtransformatorstation			
544632	5861193	3,662084	52,896676
544476	5861182	3,659769	52,896590
543443	5860749	3,644357	52,892786
540755	5860614	3,604389	52,891775
540032	5860751	3,593652	52,893060
539929	5860726	3,592118	52,892847

Knikpunten kabels "Den Helder I" – kabel 2			
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)	
X	Y	E	N
Van transformatorstation in Den Helder I naar hoofdtransformatorstation			
544632	5861193	3,662084	52,896676
543447	5860697	3,644407	52,892313
540753	5860563	3,604343	52,891322
539929	5860726	3,592118	52,892847

Van hoofdtransformatorstation naar land

Knikpunten kabels "Den Helder I" – kabel 1			
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)	
X	Y	E	N
Van hoofdtransformatorstation naar land			
539929	5860726	3,592118	52,892847
546159	5856527	3,684128	52,854603
550072	5854899	3,741979	52,839623
557106	5850862	3,845682	52,802639
561917	5847655	3,916437	52,773276
568778	5844180	4,017395	52,741213
581913	5837265	4,210186	52,677234
582246	5836407	4,214901	52,669480
582698	5836122	4,221517	52,666843

Knikpunten kabels "Den Helder I" – kabel 1			
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)	
X	Y	E	N
583055	5835122	4,226545	52,657801
585722	5834169	4,265712	52,648827
587174	5833217	4,286922	52,640036
587484	5832908	4,291413	52,637205
593728	5825532	4,381572	52,569880
593785	5825515	4,382401	52,569713
594646	5824513	4,394826	52,560559
594767	5824413	4,396571	52,559637
594977	5824312	4,399647	52,558700
595288	5824232	4,404205	52,557925
595635	5824189	4,409305	52,557471
596210	5824182	4,417788	52,557312
596208	5822171	4,417172	52,539236
595855	5820603	4,411522	52,525205
603810	5818638	4,528120	52,506091
604505	5816579	4,537716	52,487459
604764	5816488	4,541492	52,486590
607148	5815810	4,576371	52,480029

Knikpunten kabels "Den Helder I" – kabel 2			
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)	
X	Y	E	N
Van hoofdtransformatorstation naar land			
539929	5860726	3,592118	52,892847
539858	5860714	3,591061	52,892745
535590	5855717	3,527082	52,848128
535583	5855646	3,526971	52,847484
536005	5835585	3,531042	52,667123
536023	5835311	3,531274	52,664660
539652	5828775	3,584151	52,605655
540961	5825015	3,603008	52,571756
543061	5825133	3,634007	52,572655
545072	5823593	3,663473	52,558650
550074	5822042	3,737016	52,544265
550163	5822014	3,738321	52,544009
552637	5820475	3,774562	52,529936
552721	5820426	3,775784	52,529493
552755	5820429	3,776290	52,529518
552811	5820456	3,777127	52,529752
554832	5821409	3,807071	52,538121
578363	5818973	4,153366	52,513350
578437	5818965	4,154455	52,513272
578459	5818971	4,154782	52,513316
578476	5818985	4,155044	52,513443
578510	5819032	4,155544	52,513856
581414	5823109	4,199327	52,550083

Knikpunten kabels "Den Helder I" – kabel 2			
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)	
X	Y	E	N
590385	5821801	4,331247	52,536910
590482	5821788	4,332666	52,536776
590517	5821784	4,333178	52,536733
590537	5821791	4,333477	52,536790
590564	5821823	4,333883	52,537080
591409	5823067	4,346683	52,548117
591829	5823683	4,353045	52,553580
591938	5823834	4,354692	52,554918
591958	5823862	4,355006	52,555172
592084	5823980	4,356894	52,556210
593779	5825444	4,382302	52,569081
594608	5824480	4,394258	52,560272
594736	5824373	4,396111	52,559286
594956	5824267	4,399317	52,558298
595275	5824184	4,404007	52,557492
595612	5824139	4,408963	52,557031
596160	5824132	4,417035	52,556872
596158	5822176	4,416437	52,539292
595805	5820599	4,410786	52,525184
595812	5820578	4,410877	52,524988
595843	5820554	4,411331	52,524771
603773	5818593	4,527562	52,505691
604464	5816552	4,537095	52,487217
604486	5816533	4,537419	52,487047
604733	5816446	4,541025	52,486217
607134	5815762	4,576154	52,479600

3. Turbines en transformatorstations

De coördinaten van de turbines en transformatorstations van Den Helder I zijn weergegeven in onderstaande tabellen en zijn berekend in het WGS84-stelsel. Daarna is dit geconverteerd naar het ED50-stelsel.

Turbines offshore windpark "Den Helder I"				
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)		
X	Y	E	N	
540798	5860749	3,605038	52,892989	
541869	5859979	3,620858	52,885985	
542974	5859276	3,637186	52,879579	
544095	5858522	3,653741	52,87271	
545216	5857803	3,670295	52,866155	
546355	5857100	3,687113	52,859739	
540577	5861528	3,601851	52,900008	
541434	5861519	3,614589	52,899862	
541686	5860795	3,618243	52,893334	
542522	5860749	3,630662	52,892855	
542796	5860061	3,634644	52,886649	
543643	5860046	3,64723	52,886446	
543905	5859328	3,651027	52,879971	
544748	5859292	3,663547	52,879578	
545015	5858594	3,667418	52,873282	
545869	5858589	3,680105	52,873165	
546124	5857861	3,68379	52,866599	
547007	5857819	3,6969	52,866145	
541228	5862297	3,611625	52,906871	
542086	5862288	3,624381	52,906724	
542338	5861563	3,628033	52,900187	
543191	5861519	3,640708	52,899724	
543447	5860830	3,644421	52,89351	
544313	5860816	3,657291	52,893313	
544557	5860097	3,660819	52,88683	
545417	5860079	3,673597	52,886596	
545666	5859363	3,677197	52,880139	
546522	5859359	3,689916	52,88003	
546776	5858630	3,693585	52,873455	
547643	5858606	3,706462	52,873164	
541880	5863066	3,621418	52,913733	
542756	5863058	3,634443	52,913592	
542990	5862332	3,637827	52,907048	
543827	5862305	3,650268	52,906738	
544078	5861569	3,6539	52,900101	
544965	5861585	3,667088	52,900172	
545208	5860866	3,6706	52,893688	
546087	5860849	3,683663	52,893461	
546318	5860132	3,686994	52,886996	
547175	5860129	3,69973	52,886895	
547427	5859399	3,703368	52,880311	
548296	5859359	3,716274	52,879874	

Turbines offshore windpark "Den Helder I"				
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)		
X	Y	E	N	
542532	5863835	3,631214	52,920594	
543409	5863845	3,644259	52,920614	
543641	5863101	3,647609	52,913908	
544497	5863075	3,660335	52,913604	
544751	5862368	3,664014	52,907228	
545618	5862372	3,676905	52,907191	
545860	5861635	3,6804	52,900546	
546740	5861619	3,693479	52,900326	
546970	5860901	3,696794	52,893852	
547844	5860899	3,709785	52,893757	
548079	5860168	3,71317	52,887166	
548932	5860146	3,725843	52,886891	
543183	5864604	3,640998	52,927455	
544061	5864615	3,65406	52,927483	
544293	5863870	3,657409	52,920767	
545149	5863845	3,670137	52,920471	
545402	5863137	3,673801	52,914086	
546288	5863142	3,686976	52,914055	
546512	5862403	3,690202	52,907393	
547392	5862389	3,703283	52,907191	
547621	5861670	3,706583	52,900707	
548514	5861669	3,719858	52,900619	
548731	5860937	3,722974	52,894019	
549618	5860949	3,736159	52,894046	
543835	5865373	3,6508	52,934315	
544714	5865385	3,663879	52,93435	
544945	5864639	3,667212	52,927625	
545802	5864615	3,679957	52,927337	
546054	5863906	3,683605	52,920943	
546957	5863912	3,697036	52,920919	
547164	5863172	3,700007	52,914249	
548028	5863176	3,712855	52,914209	
548273	5862439	3,716389	52,907562	
549166	5862456	3,729669	52,907634	
549382	5861706	3,732766	52,900872	
550271	5861736	3,745986	52,90106	

Transformatorstation in het offshore windpark "Den Helder I"				
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)		
X	Y	E	N	
544632	5861193	3,662084	52,896676	

Hoofdtransformatorstation offshore windpark "Den Helder I"				
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)		
X	Y	E	N	
539929	5860726	3,592118	52,892847	

TAB 6

Airtricity
Airtricity House,
Ravenscourt Office Park,
Sandyford,
Dublin 18
Ireland
Attn. Arno Verbeek

Rambøll Danmark A/S
Teknikerbyen 31
DK-2830 Virum
Danmark

Phone +45 4598 6000
Direct +45 4598 8750
Fax +45 4598 6700
jom@ramboll.com
www.ramboll-wind.com

Conceptual Design for Transformer Platform Den Helder

In accordance to the permit application rules of the Public Works and Water Management Act (Wet beheer rijkswaterstaatwerken - Wbr) it is necessary to include a conceptual design for the transformation platform of the wind farm initiative. This is laid down in the Policy rules with regard to the application of the Public Works and Water Management Act to installations in the exclusive economic zone.

Date 2008-12-17
Ref 853427

The Conceptual design of the transformer platform of location West Rijn¹ will be used in this permit application. The two locations (West Rijn and Den Helder) have no note-worthy fundamental differences from each other and the conceptual design of West Rijn can therefore be used as reference for Den Helder.

The present document of West Rijn contains the overall structural layout of the jacket support structure and top side layout sketches of the transformer platform to be installed at the West Rijn location. These can also be used for the Den Helder location. The assessments performed as conceptual design, used preliminary environmental parameters for the West Rijn site taken from the Ramboll report 'Conceptual Foundation Design'².

Ramboll has made a conceptual foundation design for all Airtricity's Dutch offshore wind farm initiatives, including Den Helder. This foundation design

¹ Ramboll, West Rijn Conceptual Design for Trafo Platform, July 2006

² Ramboll, Dutch Offshore Wind Farm Development. Conceptual Foundation Design. 14 July 2005

is performed for only one representative soil profile. There are no fundamental differences in soil layers at the two locations.

Page 2/2
Ref 853427

The assumptions made for West Rijn substation foundation are as follows:

- Topside structure: 600 t (20x20x15m)
- Water depth: 25 meter relative to NAP
- 50 year wave: 15.6 meter
- Extreme water level: 2,18 meter
- Soil:
 - 0-10 meter SAND $\phi=35/30$ deg
 - 10-17 meter CLAY $c_u=50$ kPa
 - 17-60 meter SAND $\phi=35$ deg

The soil conditions at Den Helder location are only marginal different and therefore the piles are expected very much to be of the same size and length.

Furthermore, in this stage of the permit application an indication as made in the conceptual design of West Rijn should be sufficient to be able to assess the construction initiative of wind farm at Den Helder.

Yours faithfully



Jørgen Boe Mikkelsen (JOM)
M.Sc. (Civ.Eng.), B.Com
Project Director

West Rijn

Conceptual Design for Trafo Platform

July 2006

Ref	653416
Edition	0
Date	2006-07-03
Appd.	JOM
Checked	KXA
Prepd.	CK

Table of contents

1.	Introduction	1
2.	Summary and Conclusions	2
2.1	Summary	2
2.2	Discussion of Results	3
3.	Design basis	4
3.1	General	4
3.2	Water Depth and Marine Growth	4
3.3	Soil Conditions	4
3.4	Corrosion Allowance	6
3.5	Extreme Wave and Current Loads	6
3.6	Topside Mass and Area	6
3.7	Wind Loads	7
3.8	Load Combination and Partial Load Factors	7
3.9	Secondary Steel	7
4.	Substructure Description and Design Procedure	8
4.1	General	8
4.2	Model	8
4.3	Natural Frequency Analysis	9
4.4	Extreme Event Analysis	10
4.5	Corrosion Protection	12
4.6	Scour Protection	12
4.7	Reservations	12
5.	Topside Layout	13
5.1	General	13
6.	References	15

APPENDICES

A – Jacket Dimensions

1. Introduction

The present document contains the overall structural layout of the jacket support structure and top side layout sketches of the transformer platform to be installed at the West Rijn location. Environmental data are taken from ref. /1/.

The design verification of the support structure contains extreme event analysis and natural frequency analysis. The top side layout is based on ref. /2/. The basis for design as well as the obtained results are summarized in the following chapters.

2. Summary and Conclusions

2.1 Summary

The assessments performed as conceptual design, using preliminary environmental parameters for the West Rijn site, led to the following layout and weights of the support structure.

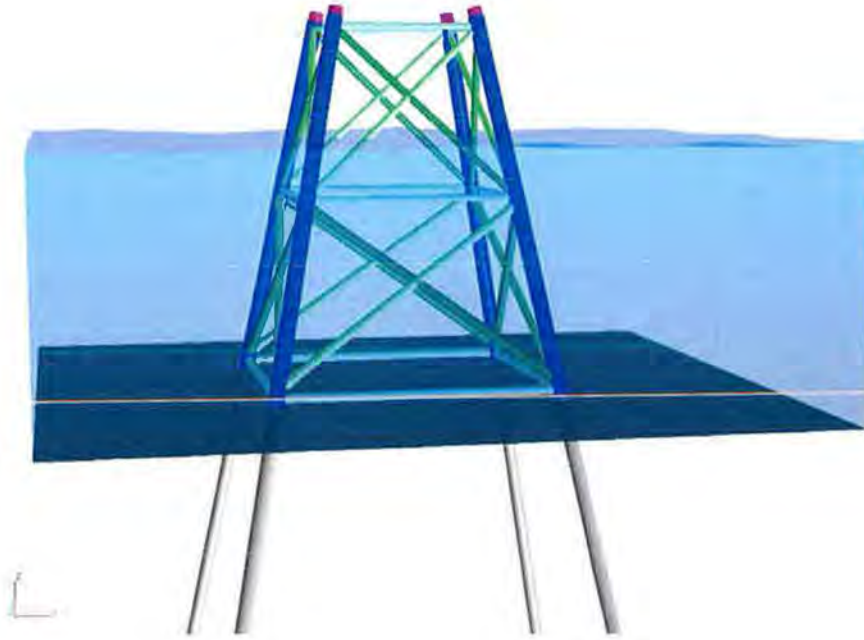


Figure 2-1. Four legged jacket layout

The support structure is a four-legged jacket structure founded on 60" main piles with a total penetration of 58 m. The jacket is approximately 15 x 15 m at interface and 30 x 30 m at mud line.

Base Width	Pile Diameter	Pile Penetration	Weight (excl. piles)	Piles (4 off)
30 m	60" (1524 mm)	58 m	730 ton.	600 ton.

Table 2-1. Design Summary Jacket

A possible appearance of the top side is visualized in Figure 2-2.

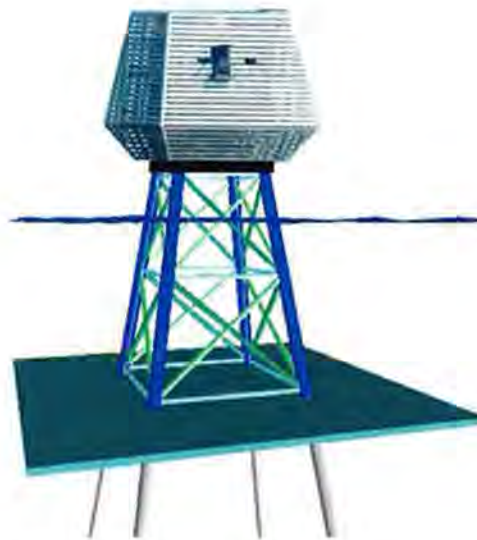


Figure 2-2. Possible appearance of top side

The approximate dimensions are listed in Table 2-2.

Length	Width	Height	Weight
20 m	20 m	15 m	600 tonnes

Table 2-2. Top side dimensions

2.2 Discussion of Results

A large number of individual designs of the substructure have been analysed in order to arrive at an optimal design. The main parameters that were investigated are:

- Base width
- Pile diameter
- Pile penetration

The current configuration of the substructure was chosen from more than 600 alternatives. The base width and pile diameter was kept at a minimum in order to lower the weight of the main structure and the pile penetration was taken as the maximum anticipated to be feasible in order to maintain a lower diameter of the pile.

3. Design basis

3.1 General

The following section contains the design parameters used for the conceptual design. The design is generally performed in accordance with ref. /3/. Primarily environmental design parameters are taken from ref. /1/ and the top-side layout is taken from ref. /2/.

3.2 Water Depth and Marine Growth

The water depth on the location of the wind turbine is taken as 25 m relative to NAP. The following tide levels are applied:

LAT	MWL	HAT	EWL
-1.090 m	0.045 m	1.180 m	2.180 m

Table 3-1. Water levels relative to NAP

Note: LAT = Lowest Astronomical Tide
MWL = Mean Water Level
HAT = Highest Astronomical Tide
EWL = Extreme Water Level (including storm surge)

As no information about the storm surge has been available a value of 1.0 m has been used.

Marine growth of 100 mm is applied from seabed to HAT. The thickness of the layer is added to the member radius.

3.3 Soil Conditions

The soil profile shown in Figure 3-1 is used in the design assessment and is given for a 60" pile. Soil parameters are taken from ref. /1/.

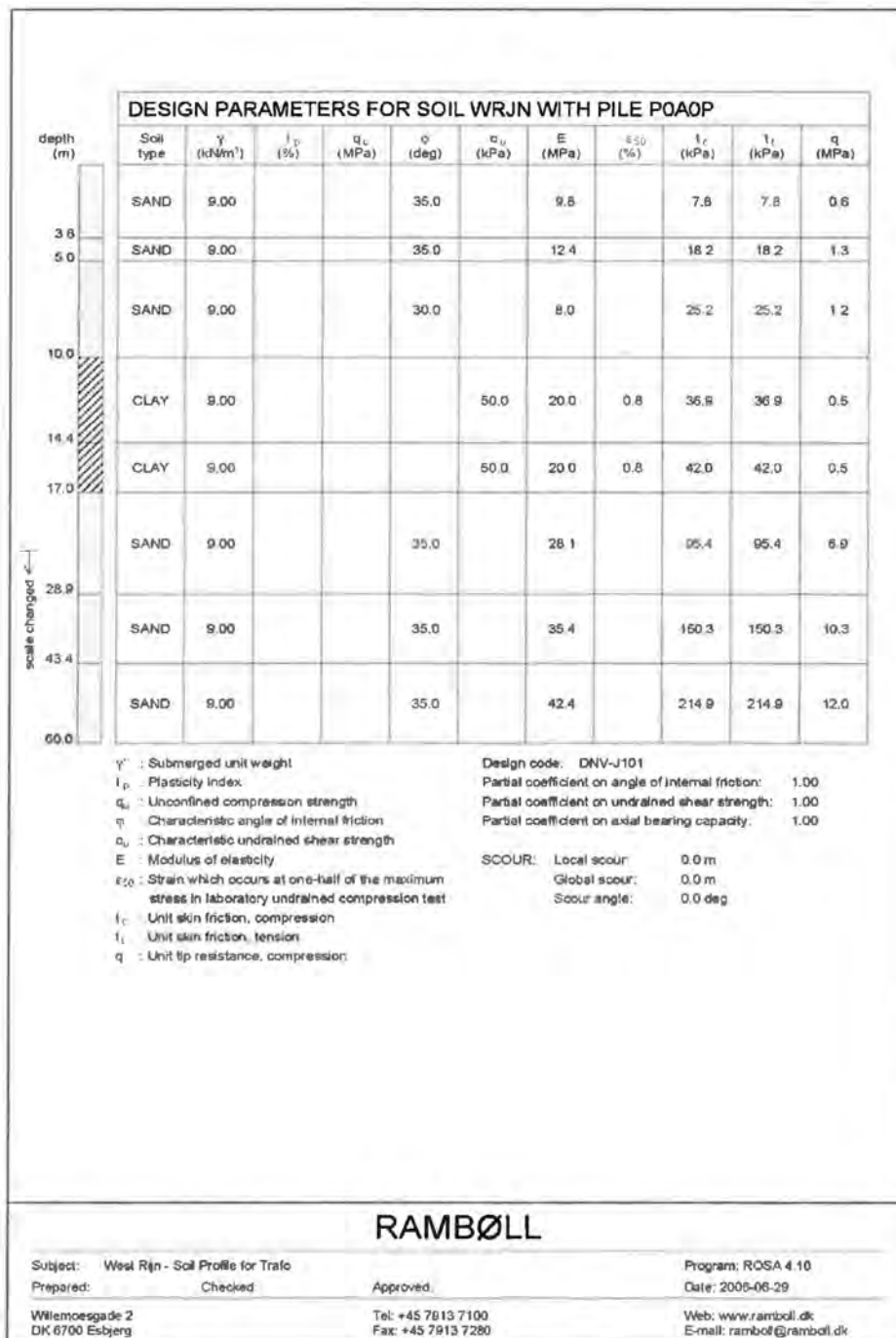


Figure 3-1. Soil profile for 60" pile

No global or local scour has been included in the design. It is judged that a local scour hole of max. 1.5 times the diameter of the pile will not change the overall dimensions of the structure and is further judged unlikely to occur due to the presence of mudmats.

3.4 Corrosion Allowance

A corrosion allowance of 8 mm is applied in the splash zone and 3 mm in a zone around mudline is also applied.

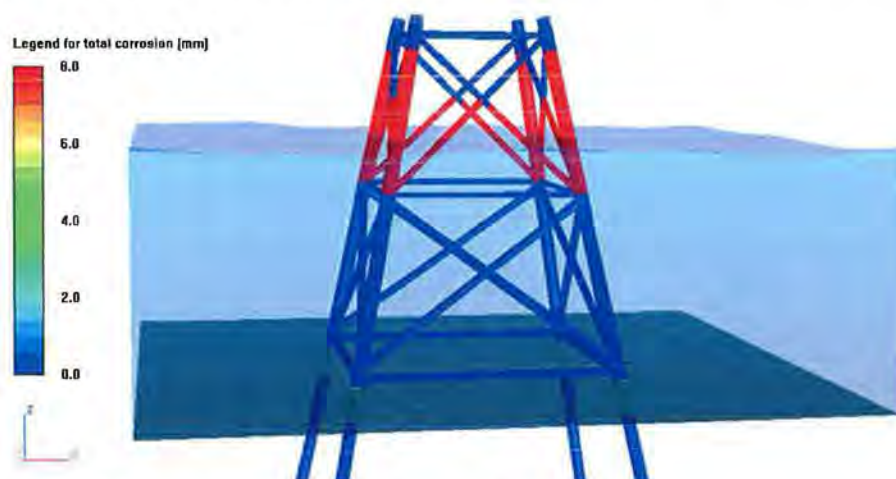


Figure 3-2. Computer model showing corroded elements

3.5 Extreme Wave and Current Loads

The values used are given in Table 3-2 and are taken from ref. /1/.

50 Year Wave Height [m]	Associated Period [s]	Current Velocity [m/s]
15.60 m	12.80 s	0.89 m/s

Table 3-2. Wave loading

Conservatively the wave and current directions are assumed fully aligned.

The dynamic amplification of the extreme wave is determined based on a single degree of freedom dynamic system. The dynamic amplification factor is determined to 1.01.

Hydrodynamic coefficients are applied as stated in Table 3-3. Rough values are applied in the marine growth zone, and smooth values are applied under and above this zone.

Coefficient	Smooth	Rough
C_D	0.65	1.05
C_M	2.00	2.00

Table 3-3. Hydrodynamic coefficients for extreme event analysis

3.6 Topside Mass and Area

The topside configuration is taken from ref. /2/. This gives a three-storey design which corresponds to a 20 x 20 x 15 (W x L x H) meter block. This gives an overall mass of the topside structure of 600 tonnes including accommodation module etc. and a wind area as stated in Table 3-4.

x-area	y-area
300 m ²	300 m ²

Table 3-4 Topside wind areas

3.7 Wind Loads

The extreme wind load on the structure is based on the 50 year wind speed which is assumed to be 35 m/s at interface elevation.

3.8 Load Combination and Partial Load Factors

The following basic loads are to be combined:

- Gravity loads
- Wind loads
- Wave and current loads
- Hydrostatic buoyancy loads

Load combinations for combined wind and wave action are based on a conservative estimate with 50 year return periods for both wind and waves.

	Gravity, Hydro-static	Wave and Current	Wind
Partial Load Factors	1.00	1.35	1.35

Table 3-5. Partial Load Factors used in the extreme event analysis

According to /3/ the safety factors in Table 3-6 are applied. The natural frequency analysis is based on characteristic soil properties, whereas the extreme event analysis is based on the characteristic as well as the plastic soil conditions (the characteristic soil properties are used for steel stress analysis and plastic soil properties used for soil capacity evaluation).

Material Parameters	Characteristic Soil	Plastic Soil
Angle of internal friction ϕ	1.00	1.20
Cohesion c	1.00	1.30
Axial load-carrying capacity of piles	1.00	1.30

Table 3-6. Safety factors for soil capacity

3.9 Secondary Steel

Secondary steel on the foundation structure is in general included in the analyses by applying appropriate wave areas and masses, i.e. the additional loading from these structures are included. The following items are considered:

- Two boat landings from elev. (-)2.0 m to (+)6.0 m wrt. NAP
- Two access ladders from elev. (-)2.0 m to interface
- Sacrificial anodes included by experience
- 16 J-tubes distributed evenly throughout the structure from mud line to interface

4. Substructure Description and Design Procedure

4.1 General

The chosen foundation concept is a four-legged jacket structure with four main piles located inside each leg. Horizontal bracing is present at elevation (+)13.5 m, (-)4.0 m and (-)24.0 m. Between elevations x-bracing is introduced. The main piles end at elevation (+)16.0 m and are mated with the topside structure. The jacket is approximately 15 x 15 m at interface and 30 x 30 m at mud line.

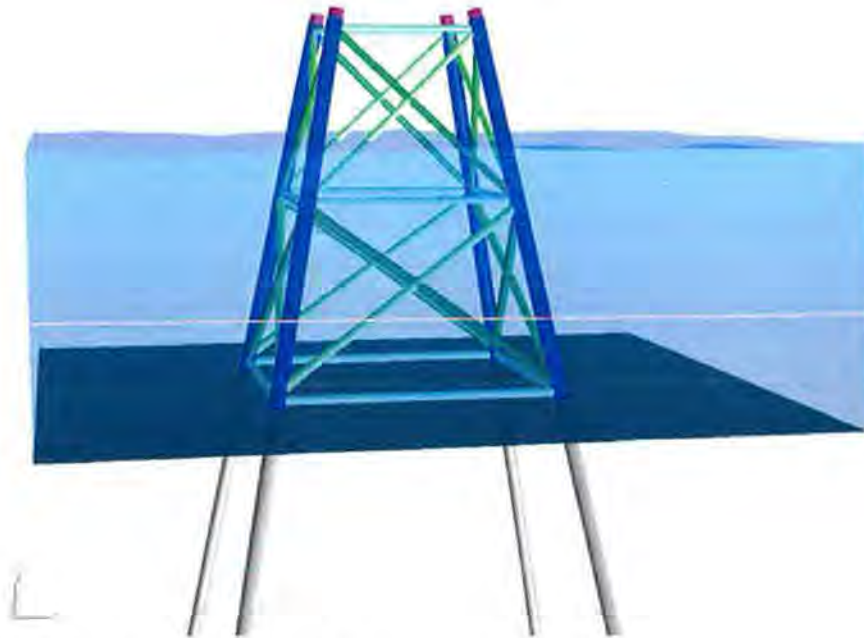


Figure 4-1. Trafo platform layout

For installation purposes the jacket is mounted with mudmats at the bottom of each leg, not shown in figure. These ensure bottom stability during pile installation. Each of these mudmats are approximately 8-12 m in diameter.

4.2 Model

The structure is modelled as beam elements for the unburied part and specific pile elements for the buried part.

The pile elements are composite structural elements, which incorporate a model of the surrounding soil. The stiffness of the soil is defined as a set of piecewise linear curves in accordance with Figure 3-1.

Secondary steel that does not contribute to the structural resistance of the structure but may however influence the total mass, thus the natural frequency, as well as the load resulting from wave actions. The corresponding equipments are modelled as appurtenances with mass and wave area.

Two boat landings and access ladders are included in the model. Furthermore a total of 16 J-tubes are included. Representative wave areas are included to simulate the presence of sacrificial anodes as corrosion protection.

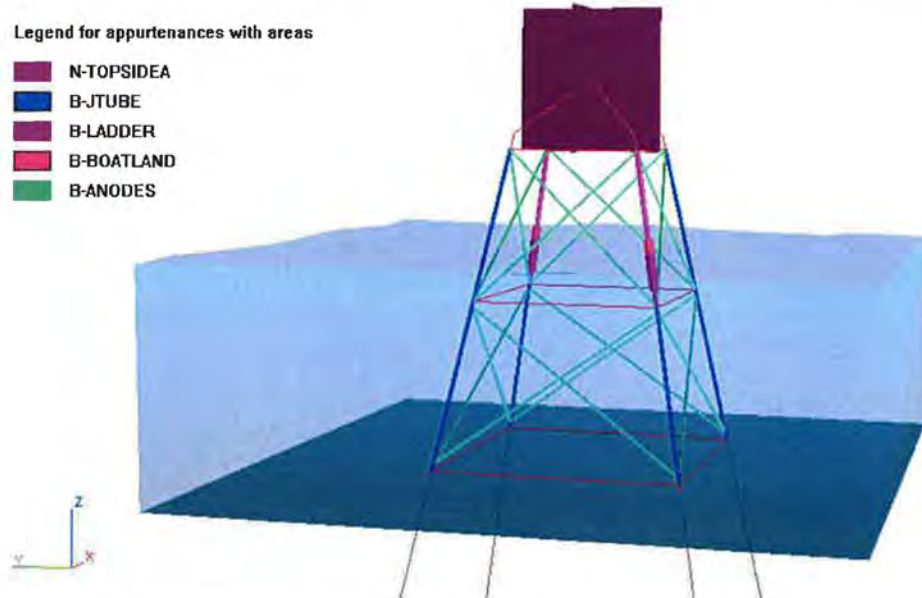


Figure 4-2. Appurtenance areas in the model

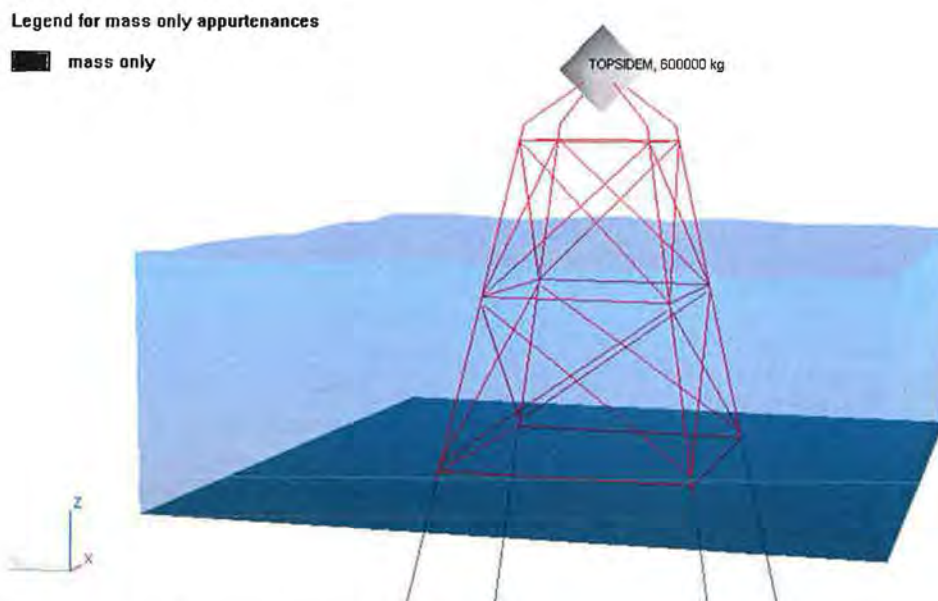


Figure 4-3. Appurtenance mass in the model

4.3 Natural Frequency Analysis

The fundamental natural frequency for the configuration selected for conceptual design has been determined to 1.96 Hz corresponding to a natural period of 0.51 s.

4.4 Extreme Event Analysis

The extreme event analysis is basically two different analyses:

- 1) Analysis of pile in interaction with the surrounding soil using plastic soil conditions. This analysis determines the capacity of the soil
- 2) Analysis of the steel structure using characteristic soil conditions. This analysis determines the capacity of the steel structure

Taken these analyses into account a large number of individual designs have been analysed in order to arrive at an optimal design. The main parameters that were investigated are:

- Base width
- Pile diameter
- Pile penetration

The current configuration of the platform was chosen from more than 600 alternatives. The base width and pile diameter was kept at a minimum in order to lower the weight of the main structure and the pile penetration was taken as the maximum anticipated to be feasible in order to maintain a lower diameter of the pile.

The pile-soil interaction is shown in Figure 4-4 for the chosen configuration. The colour indicates the pile-soil utilization and the disk size the pile-soil reaction.

All elements and tubular joints in the structure are checked and all utilisations are found to be below 1.0.

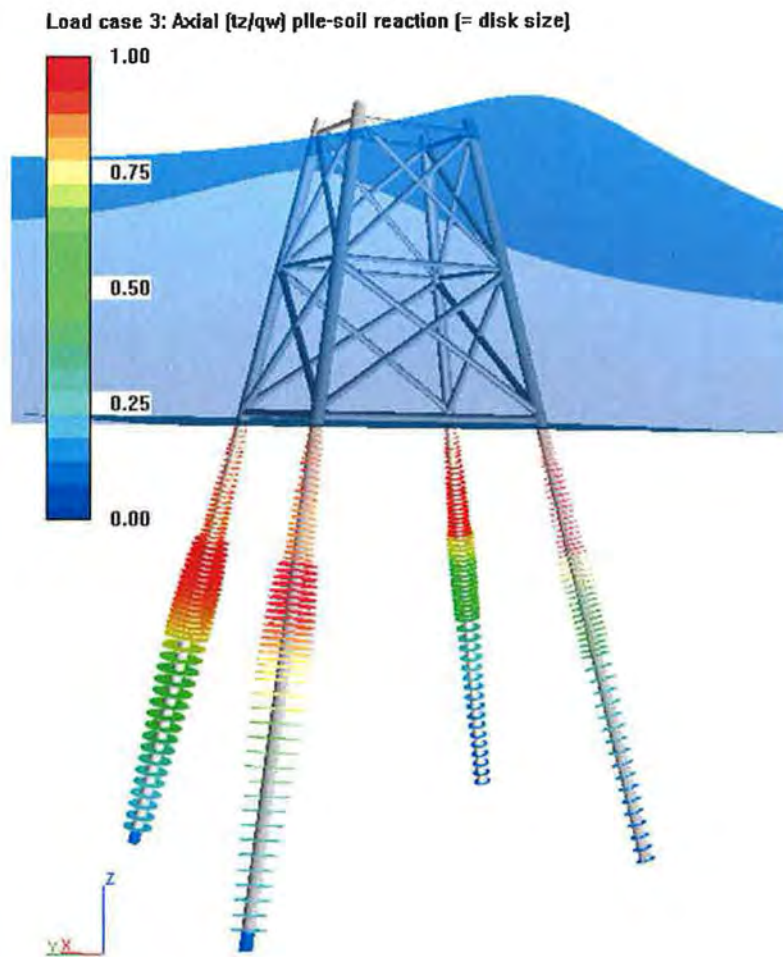


Figure 4-4. Axial pile/soil utilisation

4.5 Corrosion Protection

The corrosion protection of the structure must be obtained by a combination of coating, corrosion allowance and cathodic protection. The acceptable corrosion protection for each zone in the structure is summarized below:

- Atmospheric zone, where a high quality, multilayer coating shall protect the structure.
- Splash zone, where the protection consists of a combination of coating, cathodic protection and corrosion allowance.
- Submerged zone, where cathodic protection shall be established, preferably in combination with coating.

The cathodic protection system (CPS) is based on sacrificial indium-activated aluminium anodes. The anodes are mounted externally on the structure.

4.6 Scour Protection

Due to the presence of mudmats at each jacket leg scour protection is assumed unnecessary. Each mudmat is estimated to be approximately 8-12 m in diameter.

4.7 Reservations

The current jacket design does not include potential problems such as fatigue and ship impact. Such analyses might alter the stated dimensions and weights. Further the design is based under the assumption that only minor boats land at the jacket legs. A boat landing for large vessels might also alter the design.

5. Topside Layout

5.1 General

The topside configuration is taken from ref. /2/. This gives a three-storey design which corresponds to a 20 x 20 x 15 (W x L x H) meter block with an overall mass of the topside structure of 600 tonnes including accommodation module.

A possible appearance of the topside is visualized in Figure 5-1.

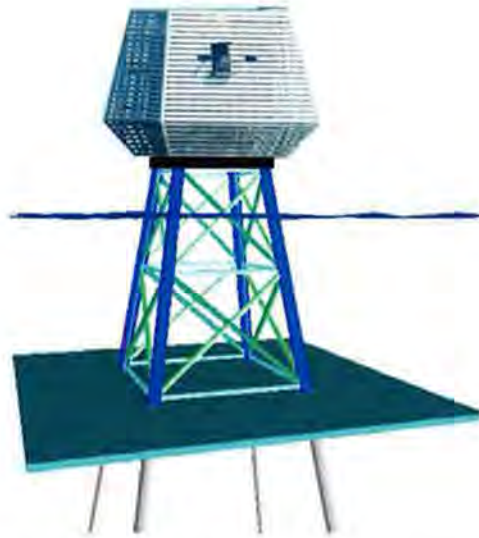


Figure 5-1. Possible appearance of topside

The arrangement of the topside may be organized as shown in Figure 5-2.



6. References

- /1/ Dutch Offshore Wind Farm Development. Conceptual Foundation Design. July 14th 2005
- /2/ Greater Gabbard. Inter-Array Cable Design. Report 577000 403 CTR030 ENR 108 3, 2005.07.08
- /3/ DNV Offshore Standard; DNV-OS-J101 - "Design of Offshore Wind Turbine Structures". June 2004

Appendix A: Jacket Dimensions

Drawing no.
WR-PS-00-0000

NOTES

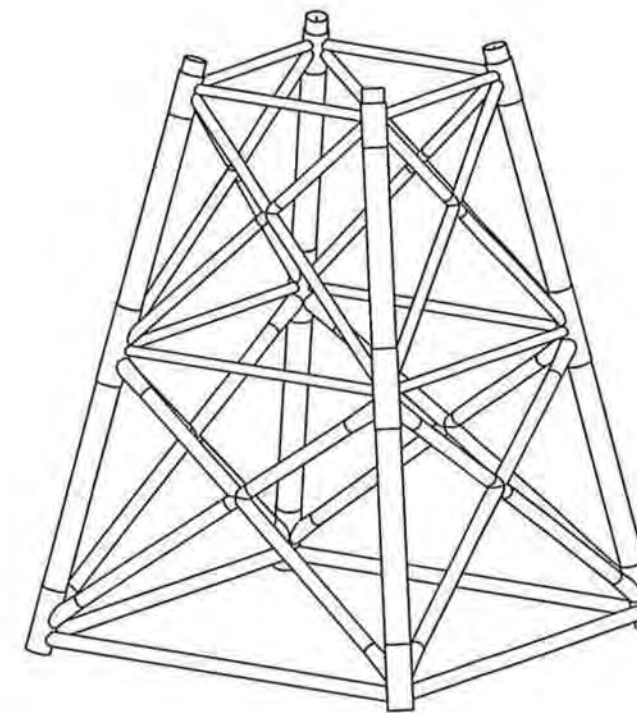
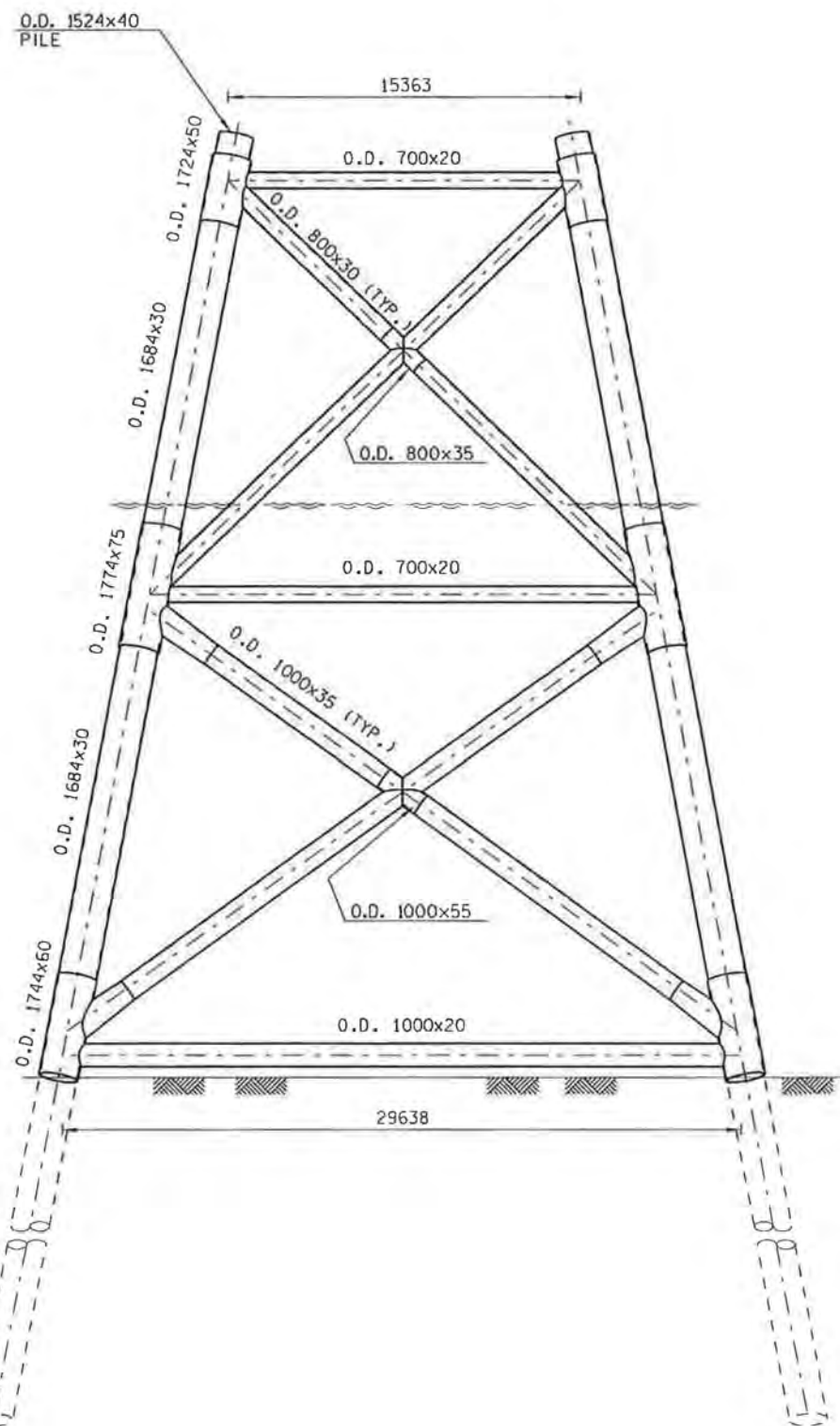
ELEV. (+) 16.101
T.O.P.
ELEV. (+) 14.033

ELEV. () 0.000
N.A.P.

ELEV. (-) 4.000

ELEV. (-) 24.033
ELEV. (-) 25.000
MUDLINE

ELEV. (-) 83.000 B.O.P



ISO - TRAFO PLATFORM
SCALE NONE

VIEW - TRAFO PLATFORM
SCALE 1:150

TAB 7

LITERATUURLIJST

- BWEA, Guidelines for HEALTH & SAFETY in the Wind Energy Industry, April 2005
- CIGRÉ Study Committee 21, Methods to prevent mechanical damage to submarine cables, 1985
- Curvers en Rademakers, 2004 RECOFF, EC project: ENK5-CT2000-00322 WP6: Operation and Maintenance Task 3: Optimisation of the O&M costs to lower the energy costs, November 2004
- ECN, Lightning Damage of OWECS Part 1: "Parameters Relevant for Cost Modelling", 2002
- Garrad Hassan and Partners Ltd, Construction Plant for offshore windfarms, 2003
- International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities (IALA), IALA Recommendation O-117, december 2004
- Ministerie van VROM, *Uitvoeringsnota Klimaatbeleid*, 1999
- Phase to Phase BV, *Belastbaarheid van kabels*, rapportnr. 06-056 pmo; 5 april 2006.
- RAMBØLL (2008), Den Helder Offshore Wind Farm, Conceptual Foundation Design
- Rambøll, Arklow Bank Wind Park – Transformer station, Conceptual Design, 2002
- Svasek, 2005, Windfarm development North Sea, Civil Aspects, final report, 2005
- RePower System, *The 5-megawatt power plant with 126 meter rotor diameter*, 2007 (www.repower5m.de)
- Kabinet Balkendende, *Werkprogramma Schoon en Zuinig, 'Nieuwe energie voor het klimaat'*, september 2007