

5. The Business Case

5.1 Energy production and CO2 reduction

The construction of the Wind Park Noordoostpolder will contribute to employment in the Netherlands and will benefit a wider group of Dutch companies in the wind power and renewable industry.

The Project harvests novel educational and technological components that can help improve the knowledge base regarding wind-generated electricity in the Netherlands.

5.2 Structuring of the Wind Park

Realisation of the onshore Wind Park with MW versus MW onshore turbines. The installation of the proposed MW onshore turbines will establish MW of installed capacity. If stakeholders decide to replace the proposed MW turbines with MW turbines, then the total installed onshore capacity would amount to MW. The MW turbines however come at a higher cost in terms of procurement and grid infrastructure connection. The higher degree of output will contribute to an increase in revenues generated by the Wind Park, whereas operating costs remain a constant of installed capacity. The MW turbines are therefore able to produce additional cash flows, which could be used to take on more debt.

Realisation of a nearshore Wind Park. The prospected nearshore Wind Park will increase the overall installed capacity in the Noordoostpolder by MW (MW turbines) or MW (MW turbines). The wind-rich coastal location allows for larger power outputs in comparison to land based Wind Parks. Installing the nearshore park does not interfere with any land usage, thereby reducing the amount of nuisance to the direct environment.

Westermeerdijk binnendijks

Currently, there are 50 x 0,3 MW turbines located along Westermeerdijk. To be able to build the new ~~Wind Park at Westermeerdijk~~ these turbines either have to be removed or permission has to be given to build Westermeerdijk and remove the 50 turbines later in 2016 when the lifetime expires.

Timing: We assume that the construction of the Wind Parks will be completed in a length of two years.

Therefore, timing and the SDE is clearly an important factor to discuss if a Wind Park with large turbines is considered. Operations will commence as soon as a turbine is connected to the grid. The SDE tariff will be valid for a 15-year period, starting at the first date of operations.

CapEx: Reflects the total assumed costs associated to the procurement of the wind turbines, grid connection, development costs, civil works expenses, cost of capital during construction and remaining costs.

(2) estimated cost of developments costs, civil works expenses electrical infrastructure and remaining costs.

It should be stated that in all cases onshore the turbine prices were at least of the costs and consequently the main driver for the CAPEX. Additional, civil works expenses are considerably higher nearshore than onshore. The CAPEX described above were drafted with due care and with the consult of external advisors.

Capacity factors: The three classes of turbines vary in terms of size, technology and location; respective capacity factors were used for each type of turbine. The following capacity factors per turbine were assumed:

Other considerations: The

We are convinced we will be able to build a Wind Park with these turbines. Also there are several smaller turbines available in the market that are possible to build. In contrast, we are not certain it is possible to build with the turbines in Lake IJsselmeer.

5.3 Socialising the grid and land lease calculations

Land lease onshore for Noordermeerdijk and Westerveerdijk is calculated as follows: landowners will receive a remuneration of 1000000 KWh, indexed from 2000.

5.4 Comparison with ECN Model

The Koepel has calculated with an equity IRR of \dots ; this is \dots lower compared to the equity IRR used in the ECN calculations. This way, the Koepel shows its commitment to offer the Project at a modest pricing.

5.5 Project Economics Conclusion and Key factor for Success of the Project

~~The business case has been worked out (see above) and numbers are available for follow-up discussions.~~

- Onshore



- NearShore

- The near shore Wind Park part of the Project needs a higher SDE as compared to onshore and a lower SDE compared to offshore.

The total, proposed, project is not fully financial feasible based on current building and equipment costs, electricity prices, SDE and costs of finance.

The following items may increase or decrease the costs significantly in the period till financial

5.6 Financing

The founders of the Koepel have financed the development phase of the project since its origination.

The debt market is currently not very receptive to long term lending. It is currently not easy to attract loans of this magnitude out of the banking market.

Although financial close is anticipated early the Koepel invest already in building relationships with the financial institutions that are candidate for financing the Project.

The assumptions of the finance conditions are the result of in depth discussions with major financial institutions in Europe and in the Netherlands. Clearly, it is not possible to receive official Term Sheets for banks at this stage of the Project. However, we are confident that our estimates are accurate: there is little variation in the quotations from the banks.

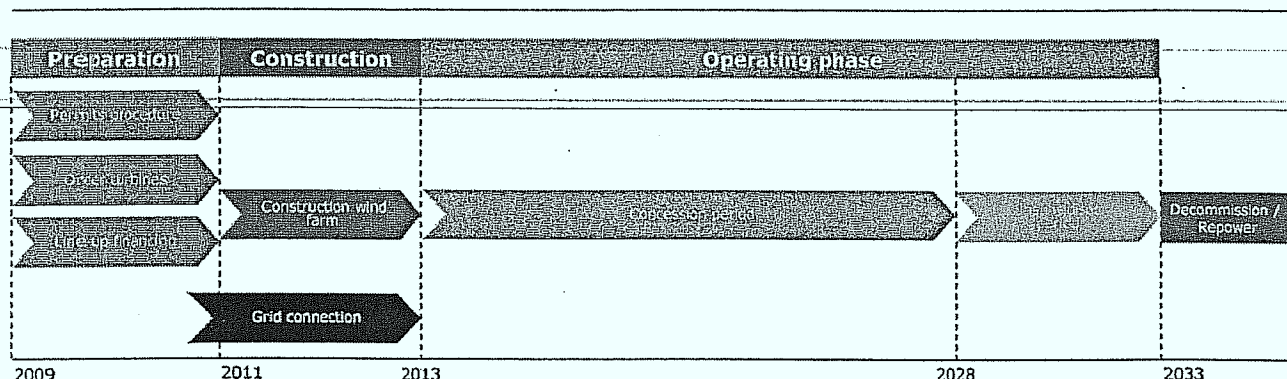
5.7 Timeline

Indicative timeline for the base case

Wind project development is a long process. To date, the project parties have completed the initial phase of location planning and are in the process of attaining mandatory licenses and permits. Advanced discussions are being conducted with turbine manufacturers concerning the quantity and price of turbines. The line-up of financing is expected to commence briefly, following preliminary discussions with industry experts regarding the bankability of the Project. The indicative project timeline is shown below.

The time line is only feasible if close cooperation with the public bodies becomes a reality. Issuing of permits primarily drives this, which allows an earlier delivery of the ordered turbines. Furthermore, effective cooperation with TenneT is essential in order to accelerate the completion of the grid connection.

Since 1994, the founders of the Koepel work on the development of the Project in coordination with the involved governmental organisations.



- Initial Planning

- o The first phase required the identification of suitable grounds to host the Project, wind studies, preliminary design of the Project, set-up of the five ventures and later of the Koepel, and covenants between the founders of the Koepel and governmental organisations;

- Permits procedure

- o The Koepel intends to submit for all final licensing requirements (Rijkscoördinatiereregeling), including the Environmental Impact Assessment, in September 2009, with the objective to receive all permits in Q4 2010 - Q1 2011;
- o The project can submit for the SDE after receiving the licences in 2010.
- o After obtaining the permits it is expected that there will be parties objecting to the permits and go to court. For this Project a special procedure "Rijkscoördinatiereregeling" (National Coordination Scheme) applies which combines all permits into one procedure straight to the "Raad van State" (Highest Dutch Court), which decides within a fixed timeframe. Irrevocable permits are expected at the beginning of Q1 2011.

- Contracting

- o Parallel to this work stream, negotiations with turbine suppliers, infrastructure engineering firms and other companies take place to be able to present final costs in the final offer that has to be ready Q1 2010. Obviously, much work has been done already and the current business case can be presented;
- o Final arrangements and prices have to be agreed upon between Domeinen and the Koepel for the locations nearshore;
- o Procurement of wind turbines can commence once it is evident that permits are to be obtained;
- o A Grid connection agreement has to be signed with Tennet if
- o A power purchase agreement has to be signed with one of the energy companies

- Financial Close

- o Parallel to the Permits and Contracting work stream and in the year ahead the finance is lined-up for both equity and debt.

- Realisation of the Project

- o After financial close the realisation of the project can take place

We anticipate a period of about a year between financial close and actually building because of the ordering time for the turbines as well as for the foundations. Also, connection to the grid is an important milestone to achieve in time. The foundations for the turbines have to be constructed, the masts have to be erected and the turbines installed and the connection to the power grid has to be made, all in the period

- Operation and maintenance

- o The wind turbines are operational and produce electricity that is sold. During this period the project generates cash flows, which are used to service debt and pay out dividends to equity holders. The primary aim of Wind Park operations and maintenance is to minimise the production costs per unit of energy generated over the life of the asset. Broadly this is achieved by minimising operational and maintenance costs, improving turbine performance/yield, lowering insurance risk and protecting assets.

- Decommission/Repowering:

- o The Project will be closed after a period of approximately and its location fully restored into its original state. Alternatively, when the Project would be repowered the initial foundation and infrastructure are preserved. The out-dated turbines are replaced with newer, modern and more efficient models. This process allows for improved power generation without expanding the land surface of the Wind Park. However, this is a governmental decision in about 25 years from now.

Disclaimer

This memorandum of information (hereinafter referred to as the "Memorandum") concerns the design ~~build~~ ~~operate~~ ~~finance~~ for Windpark Noordoostpolder (hereinafter referred to as the "Project") and has been prepared by De Koepel Windenergie Noordoostpolder (hereinafter referred to as the "Koepel"), and the current version is intended for distribution only to the Ministerie van Economische Zaken of the Netherlands. The chairman of the Koepel may use the Memorandum also for discussing the arrangement of finance for the Project in discussions with potential equity and debt providers in relation to financial close (hereinafter referred to as the "Transaction"). This document is strictly confidential and is covered by the Non-Disclosure Agreement signed by the person to whom the Memorandum is being sent (the "Recipient"). The Non-Disclosure Agreement, nor other disclosure restrictions described in this Memorandum, do not apply to the Ministerie van Economische Zaken.

This document presents an indicative business case for the Wind Park Noordoostpolder. The objective of the business case is to outline the significant contribution the Project can offer to the Dutch renewable energy targets and to outline the project economics. The sole purpose of the Memorandum is to allow the Recipient to become informed about the development of the project, to assess the proposed options for the to be selected wind turbines and the related financial cost and energy & environmental benefits.

The Memorandum can only be used as set out by the Non-Disclosure Agreement and may not be photocopied, otherwise reproduced, published or distributed in whole or in part to any third party other than as set out by the Non-Disclosure Agreement. The existence and purpose of the Memorandum as well as its content cannot be disclosed by the Recipient to, or discussed with, any third party other than as set out by the Non-Disclosure Agreement. The Recipient agrees to return the Memorandum to the Koepel, without retaining a copy, should it decide not to pursue, or on the request of the Koepel.

This Memorandum has been prepared by the Koepel, Ventolines, Ernst & Young and Linius Capital and has not been independently verified. In particular, the estimates and forecasts contained therein are subject to significant uncertainties and they may prove to be inaccurate afterwards. Neither the Koepel, Ventolines, Ernst & Young nor Linius Capital, nor their respective directors, officers, employees, advisers or agents accept any responsibility or liability or make any representation or warranty or offer any guarantee as to the objectivity, completeness, correctness or accuracy of the information and opinions contained within the Memorandum or any other written electronic or oral information and opinions made available to any interested party or its advisers at any time in connection with the Project. Under no circumstances may such information or such opinions be taken as a promise or undertaking on the past, present or future performance of the Portfolio nor shall they be construed as financial, legal or other advice. No responsibility or liability (express or implied) is accepted for any errors, omissions or misstatements, negligent or otherwise, in any such information or opinions (whether contained in this Memorandum or otherwise). The information in the Memorandum does not purport to be comprehensive. It is the responsibility of the Recipient, together with its advisers where appropriate, to carry out its own research and analysis and to form its own opinion on the Project.

Law or regulation may restrict the distribution of this Memorandum in certain jurisdictions and, accordingly, any recipient of this Memorandum represents that it is able to receive this Memorandum without contravention of any legal or regulatory restrictions in the jurisdiction in which it resides or conducts business. Recipients are required by the Koepel to inform themselves of and comply with all such restrictions including any restriction relating to insider dealing which may apply in the relevant jurisdiction. None of the Koepel, Ventolines, Ernst & Young nor Linius Capital accepts any liability to any person in relation to the distribution or possession of the Memorandum in or from any jurisdiction.

The Memorandum does not constitute, in any jurisdiction, a prospectus or an offer or invitation, or solicitation of an offer, for sale or purchase of securities of all or part of the Project. The Koepel, Ventolines, Ernst & Young and Linius Capital expressly reserve the right at any time to amend, vary or terminate these procedures, to terminate discussions with any or all potential partners and purchasers and to negotiate with any party in a manner and to a timetable other than outlined above.

Any enquiries should be addressed to:

Koepel Windenergie
Postbus 1063
8300 BB Emmeloord

To the attention of:

Appendix I. Project Consortium

The following project consortia are the initiators of the Koepel:

Noordermeerdijk binnendijks:

Windpark Creil BV; and
Vereniging Windenergie Noordermeerweg

Noordermeerdijk buitendijks:

Consortium WestermeeWind, comprising of:
-WestermeeWind BV; and
-Siemens Nederland NV.

WestermeeWind buitendijks:

Consortium WestermeeWind, comprising of:
-WestermeeWind BV; and
-Siemens Nederland NV.

WestermeeWind binnendijks:

Acousticon Windpark BV; and
Vereniging Windenergie WestermeeWind.

Zuidermeerdijk:

Windpark Zuidermeerdijk CV (i.e. Essent)
Danij Wind BV
Zuidermeewindenergie BV

Appendix II. Expert Parties

The following expert parties are involved in the development stage of the project:

 **Ventolines**

Ventolines develops, and operates wind energy projects. Ventolines is the developer of the Project.




Ernst & Young develops and runs the financial model for the business case.



~~AEwind has an extensive experience in project management of Wind energy projects in the Netherlands. AEWind is involved in the technical design and budget calculations of the Wind Park.~~



Pondera Consult engages in consultancy and project management related services, with a particular interest in sustainable solutions climate, energy and environmental issues. Pondera Consult coordinates the Environmental Impact Assessment and the related zoning scheme. In addition, Pondera Consult is involved in coordinating all required permits that are necessary for the Project.

 **Linus Capital**

~~Linus Capital arranges financing and gives business development support to clean energy and clean technology projects, companies and funds. Linus has business development, financial advisory and arranging, and directorship and board membership experience in public private partnerships in the water and in the renewable energy sector during the full lifetime of projects and established companies. Linus Capital supports the development of the business case and arranges financing for the Project.~~



Blue Bear Energy develops wind energy projects. Its expertise ranges from development, valuation, mergers and acquisition to project management and contract management.

is a leading supplier of components and systems for the energy and electricity industry. Developers of large and demanding on- and offshore projects prefer wind turbines. manufactures robust, highly efficient, and reliable wind turbines, and will provide the nearshore MW wind turbines. Parties in the Koepel have and foresee a close cooperation for the timely deployment and installation of the nearshore Wind Parks.

is one of the global leaders in the wind turbine market, with more than turbines installed in over countries. Only recently, the German company introduced its record-breaking wind turbine, which is rated at MW is the prospected supplier of the ultra-modern wind turbine for the onshore locations. Due to their increased reputation, is viewed by financiers as a reliable party which deliver high-quality assets. Their involvement in the Project, as suppliers of wind turbines, increases the feasibility of the project from a financing perspective.



PMSS is a consultancy firm that offers support to project developers, turbine manufacturers, banks, investors, owners and operators in the renewable energy industry. PMSS offers a wide variety of services, ranging from total project management, grid connection to management operation and maintenance services. The company engages in all types of projects, onshore and offshore, independent of scale. PMSS involvement in the Noordoostpolder project comprises project and contracts management related services.



TenneT is the national high-voltage grid operator in the Netherlands and in charge of managing approximately 9,000 kilometres of high voltage lines. The company is involved in monitoring the security of supply and providing the necessary infrastructure, consisting of the national high voltage grid with sufficient transmission capacity. TenneT will be involved in the Project in relation to the grid connection.

Datum 9 april 2009
Opgesteld door Ir. M.B. (Michiel) Zaaijer
Telefoon/fax +31 (0)+31(0)152786426/+31 (0)+31(0)152785347
E-mail M.B.Zaayer@tudelft.nl
Onderwerp Technische afwijkingen windpark Noordoostpolder ten opzichte van windparken op het land



Technisch Memorandum

Achtergrond

Dit memorandum is opgesteld door M.B. Zaaijer, Universitair Docent van de Technische Universiteit Delft, in opdracht van Ventolines. Dit memorandum heeft als doel de technische aspecten aan te geven waarin de realisatie van de wind turbines van het windpark Noordoostpolder in het IJsselmeer zich onderscheidt van de realisatie van wind turbines op reguliere locaties op het land. Ventolines heeft aangegeven dit memorandum te willen gebruiken ter ondersteuning van de analyse van de verschillen tussen de kosten voor het windpark Noordoostpolder en voor windparken waarop de tarieven voor windparken op land in de SDE zijn gebaseerd. Dit document geeft geen standpunt van de opsteller of van de TU Delft over de keuzes die naar aanleiding van die analyse kunnen worden gemaakt. Het beoogde gebruik heeft wel een rol gespeeld in de keuze van de onderwerpen die worden behandeld. De inhoud van dit document geeft echter de zienswijze van de opsteller, zonder beïnvloeding door Ventolines, en behandelt daarom zowel aspecten met een negatief als aspecten met een positief effect op de kosten en baten van het windpark Noordoostpolder. De inzichten van de opsteller zijn gebaseerd op 10 jaar ervaring met onderzoek naar offshore windenergie, waaronder onderzoek naar kostenmodellering, ondersteuningsconstructies en onderhoud. De technische aspecten van offshore windparken vertonen veel overeenkomsten met die van het windpark Noordoostpolder.

Opzet van het document

Dit document bestaat uit drie delen. In het eerste deel worden de componenten van het windpark besproken en in het tweede deel de activiteiten. Het laatste deel is een overzicht van de behandelde onderwerpen met een indicatie van het verwachte effect op de kosten en baten van het project (positief – neutraal – negatief).

Deel 1: Componenten

Turbines

Voor het windpark is gekozen voor een turbine van 3.6 MW. De keuze voor een turbine uit de categorie met het grootste vermogen zal onder andere tot stand zijn gekomen vanwege de economische aantrekkelijkheid van een grotere turbine voor het bouwen van een windpark in het water. Vooruitlopend op de verwachte toename van de kosten die in het overzicht in deel 3 worden vermeld, is het gunstig om de min of meer vaste additionele kosten per turbine, die gerelateerd zijn aan het bouwen op het water, te spreiden over een grote energieopbrengst per turbine. De kosten van deze categorie turbines zijn over het algemeen hoger dan van andere, kleinere turbines die normaalgesproken kunnen worden gekozen voor gebruik op land. Grotere turbines zijn vanwege schaalearde effecten economisch iets minder gunstig en deze categorie turbines is ontwikkeld voor toepassing in offshore windparken. Dit betekent dat de turbines bepaalde (kostbare) aanpassingen hebben die bedoeld zijn voor het offshore gebruik, zoals conditionering van het binnenklimaat en het gebruik van betrouwbaardere componenten. Deze aanpassingen zullen ook gunstig zijn voor het gebruik in het IJsselmeer, maar waren wellicht niet allemaal noodzakelijk geweest. Omdat de turbines als type worden ontwikkeld en gecertificeerd is het niet mogelijk de turbine geheel aan te passen aan de situatie in dit windpark.

Ondersteuningsconstructies

De ondersteuningsconstructie bestaat uit de toren en de fundering. Het geheel zal een grotere lengte krijgen omdat de waterdiepte van 3 tot 7 meter dient te worden overbrugd. Wind turbines op zee hebben over het algemeen een (relatief) lagere ashoogte, omdat de windsnelheid op zee minder sterk toeneemt met de hoogte. Dit gunstige effect zal op het IJsselmeer minder aanwezig zijn, door de nabijheid van land en de ideale ashoogte zal daarom overeenkomen met de ashoogte van soortgelijke turbines op het land. Wellicht dient de

Datum 9 april 2009

Pag./van 2/5

ashoogte ook te worden gehandhaafd om botsing tussen de bladen en de masten van zeilschepen met nieuwsgierige opvarenden te voorkomen.

Voor de fundering ligt het niet direct voor de hand om van hetzelfde type gebruik te maken als op land. Hoewel dit theoretisch wel mogelijk is, zou de vertaling van de werkzaamheden naar de situatie op het water een kostbaar proces opleveren (b.v. met plaatsing van damwanden, drooglegging van het gebied om de fundering en veel verplaatsingen van het schip of ponton met de hei-installatie). Gebruikelijke oplossingen voor deze waterdiepte zijn stalen monopalen of betonnen funderingen 'op staal' (gravity base foundations – de term 'op staal' betekent op een ondersteunend contactvlak met de bodem en duidt niet op het gebruik van ijzer). De betonnen fundering gebruikt meer materiaal dan een betonnen fundering op het land, omdat deze geen gebruik maakt van ondersteuning door palen. Het extra gewicht is nodig voor de stabiliteit. De stalen monopaal zal duurder zijn dan een normale fundering op het land, vanwege de grote hoeveelheid staal die nodig is voor dit concept. Overige aspecten die een extra negatieve invloed hebben op de fundering zijn de krachten van golven, ijs en mogelijke aanvaringen plus de extra benodigde bescherming tegen corrosie doormiddel van anodes. Vanwege het ondiepe water en de geringe golfhoogte zal de toren boven water nauwelijks hoeven worden aangepast ten gevolge van deze extra belastingen.

Indien de stroming en golven de bodem rondom de fundering zouden wegspoelen kan het nodig zijn om bodembescherming aan te brengen. Een eerste inschatting is dat dit niet nodig zal zijn voor de monopaalfundering, maar wel voor de betonnen fundering. Bij gebruik van een monopaalfundering kan het nodig zijn een overgangsstuk te gebruiken tussen de paal en de toren.

Elektrische infrastructuur

De elektrische infrastructuur bestaat uit kabels, transformatoren, vermogenslektronica en schakelmateriaal. De specificaties van de kabels zullen niet of nauwelijks afwijken van die van een windpark op land, ook al worden deze onder water gebruikt. De kabels zullen onderwater wel moeten worden beschermd, b.v. door ze in te graven of door ze te bedekken met stenen. Dit kan geringe materiaalkosten met zich meebrengen.

Voor de invoer van de kabels in de toren en voor de doorvoer door de dijk zullen buizen worden gebruikt als hulpmiddel, wat qua materialen slechts een kleine aanpassing of uitbreiding is t.o.v. andere parken.

Elke turbine is uitgerust met een transformator. Deze staat op het land vaak op de fundering, naast de turbine. Daarvoor zullen andere voorzieningen moeten worden getroffen, indien mogelijk eventueel door plaatsing in de toren. Vanwege de nabijheid van de turbines bij de kust zijn verder geen extra voorzieningen nodig om de stroom aan land te krijgen en de overige elektrische componenten voor koppeling aan het net kunnen net als anders op het land worden uitgevoerd.

Overige componenten (secundair)

Ten behoeve van de veiligheid van de scheepvaart en van personeel kunnen naast de veiligheidsvoorzieningen die op land nodig zijn additionele voorzieningen gewenst of vereist zijn, zoals boeien, verlichting en hulpmiddelen voor noodsituaties.

Ter ondersteuning van onderhoudswerkzaamheden is een aanlandingspunt voor boten met een ladder en toegangsplatform nodig. Voor externe inspectie en onderhoud van de toren en de bladen moeten wellicht niet standaard oplossingen worden gebruikt. Vanwege de hoge kosten van het gebruik van een externe (hoge, offshore) kraan is de Siemens turbine uitgerust met een interne onderhoudskraan voor de uitwisseling van middelgrote componenten. Voor de wind turbines in het water hoeven geen wegen te worden aangelegd om ze te bereiken.

Deel 2: Activiteiten (inclusief werktuigen)

Planning, management en financiering

De planning en uitvoering van het windpark zijn complexer dan van een regulier windpark op het land. Er zijn meer relevante voorschriften en er zullen meer vergunningen moeten worden aangevraagd, b.v. met betrekking tot doorvoer van de kabel door de dijk. Vanwege de ongebruikelijke situatie zal er meer overleg nodig zijn met overheden en zal wellicht meer informatie moeten worden verzameld en verstrekt. De milieu effect rapportage en het daarvoor

Datum 9 april 2009

Pag./van 3/5

benodigde onderzoek is waarschijnlijk omvangrijker dan normaal en leidt wellicht tot buitengewone compensatiemaatregelen. Daar staat tegenover dat de omvang van het project veel groter is dan gebruikelijk en dat de kosten van planning en management over een grotere opbrengst worden gespreid. Dit geldt overigens ook voor de kosten voor ontwerp, dat hierna aan bod komt.

De risico's van het bouwen en exploiteren van wind turbines in het water zijn hoger, omdat er meer invloedsfactoren zijn, omdat de consequenties van falen groter zijn en omdat er meer onzekerheden zijn voor deze ongebruikelijkere toepassing. Dit zal zich vertalen in hogere premies voor verzekeringen en in ongunstigere voorwaarden voor financiering. De buitendijkse turbines kunnen andere gevolgen hebben voor planschade en aanspraken op vergoedingen daarvoor. De relatief grote afstand tot bewoning kan daarbij gunstig zijn.

Ontwerp

Ten behoeve van het ontwerp van de ondersteuningsconstructies zijn gedetailleerde gegevens nodig van de bodem ter plaatse van elk van de turbines. Het geofysisch onderzoek dat daarvoor moet worden verricht moet worden uitgevoerd vanaf een speciaal hiervoor ingericht schip. Dit is kostbaarder dan geofysisch onderzoek op land en kan door minder partijen worden uitgevoerd.

Er hoeven geen metingen te worden verricht voor het bepalen van het golfklimaat. De kwaliteit van de beschikbare gegevens (van Rijkswaterstaat) lijkt voldoende en deze kwaliteit kan niet met een kortlopende meetcampagne worden overschreden. Voor de bepaling van de wind condities kan gebruik worden gemaakt van technieken die gebruikelijk zijn voor windparken op land, hoewel rekening moet worden gehouden met grotere onzekerheid door de overgang tussen land en water. Dit veroorzaakt een groot verloop in de gemiddelde windsnelheid en afwijkende snelheidsverdelingen als functie van de hoogte. Het is aannemelijk als hier meer onderzoek noodzakelijk wordt geacht dan gebruikelijk op het land.

De ontwerpactiviteiten voor het windpark zullen omvangrijker zijn dan voor andere windparken. Er moeten meer onderdelen worden ontworpen waarvoor geen richtlijnen zijn vanuit de praktijk, omdat de situatie anders is dan gebruikelijk. Dit geldt met name voor de ondersteuningsconstructie, de installatie en de onderhoudsmethodes en strategie. Daarom zullen meerdere opties moeten worden uitgewerkt en vergeleken en eventueel is aanvullend onderzoek nodig om onzekerheden te verminderen.

Afhankelijk van de eisen die worden gesteld, kan de certificering van het project omvangrijker zijn en zal eventueel de toepasbaarheid van diverse normen in overleg moeten worden vastgesteld.

Realisatie

De onderdelen van het windpark zullen worden getransporteerd naar een tussenlocatie, waar deze kunnen worden opgeslagen voordat ze worden klaargemaakt voor transport over water. Dit eerste deel van het transport is vergelijkbaar met het transport naar een windpark op land. Het overige transport is extra. Omdat er in de nabijgelegen havens niet voldoende opslag en werkruimte is betreft dit het transport van de opslagplaats naar de haven en vanaf de haven over het water naar het windpark. Dit transport vraagt meer handelingen en materieel voor overslag en extra ruimte, omdat de verschillende stappen niet naadloos op elkaar aan kunnen sluiten. De kosten van de te gebruiken ruimte zullen hoger zijn, omdat de eigenaren geen direct betrokken zijn bij het windpark, zoals het geval is wanneer opslag en assemblage op locatie van het park plaatsvindt. De logistiek om de funderingen op locatie te krijgen zal geheel afwijken van die op het land.

De installatie van funderingen, turbines, kabels en indien nodig bodembescherming en kabelbescherming zijn sterk afwijkend van de installatie op land. De fundering is zeer zwaar, waarvoor een sterke kraan op een stabiele drijvende basis nodig is. Bij installatie van een monopaal moet een offshore heihamer worden gehuurd. Bij installatie van een fundering op staal kan het nodig zijn dat de bodem eerst wordt geëgaliseerd of verbeterd.

Voor de installatie van de turbines is ook een stabiele basis nodig. Materieel dat normaal gebruikt wordt als basis voor installatie van turbines en funderingen op zee is ongeschikt, omdat deze meer diepgang hebben dan de minimale waterdiepte van ongeveer 3 meter. Voor deze installatie moet speciaal materieel worden aangepast of samengesteld.

De installatie van de overige onderdelen is minder gevoelig voor bewegingen in het installatieschip en hiervoor kunnen gangbaardere oplossingen worden gebruikt. Desalniettemin

Datum 9 april 2009
Pag./van 4/5

zullen die oplossingen duurder zijn dan op land. Ten opzichte van werken op land is er een voordeel voor de installatie van de kabels (en eventueel voor de benodigde lengte van de kabels) dat er geen obstakels zijn op de route van de kabels en dat ze eenvoudig kunnen worden ingegraven. De invoer van de kabel in de turbine en de doorvoer door de dijk zijn ongebruikelijke stappen in het installatieproces voor een windpark, maar hiervoor kunnen wel beproefde methodes en materieel worden gebruikt.

De werkbaarheid op het water is lager dan op het land, waardoor ingebruikname van het park en dus de inkomsten worden uitgesteld. Tevens zullen diverse uitgaven tijdens de wachttijden blijven doorlopen.

De logistiek voor de ingebruikname van de turbines is ingewikkelder en duurder, omdat personeel en eventuele hulpmiddelen via de haven, over het water, van en naar de turbines moeten en voor toegang tot de turbine afhankelijk zijn van de weersomstandigheden. Door de langere reistijden is de effectieve inzetbaarheid van personeel lager.

Exploitatie

Voor het onderhoud van de turbines is de logistiek ingewikkelder en duurder, vergelijkbaar met de situatie bij ingebruikname zoals hierboven genoemd. Voor de uitwisseling van grote componenten zal materieel nodig zijn dat vergelijkbaar is met het materieel voor installatie van de turbine, hoewel een minder sterke kraan nodig zal zijn. Gepland, regulier onderhoud kan plaatsvinden in periodes met grote werkbaarheid, maar reparaties moeten soms worden verricht op momenten dat er grote kans is op onderbreking door slecht weer. Tijdens wachttijden zullen uitgaven voor bijvoorbeeld de huur van materieel doorlopen. Er zal een geringe extra-behoefte zijn aan inspectie en onderhoud van de ondersteuningsconstructie en bekabeling. De kosten voor vervangende onderdelen voor de turbines zullen onveranderd blijven, omdat de onderhoudsbehoefte en de faalkansen niet significant beïnvloed worden door de plaatsing in water.

De elektriciteitsproductie zal relatief hoog zijn, omdat er een hoge gemiddelde windsnelheid is. Zoals eerder genoemd is er wel een grotere onzekerheid in de gemiddelde windsnelheid door de overgang tussen land en water.

De elektrische verliezen zullen gelijk zijn aan die in een park op het land, omdat de afstanden vergelijkbaar zijn.

De verliezen door zog effecten zijn mogelijk iets hoger dan normaal. Doordat er minder turbulentie is bij wind vanaf het water is de vermindering van de wind achter de turbines over een langere afstand merkbaar. De turbines staan niet veel verder uit elkaar dan gebruikelijk om dit te compenseren. Bovendien staan de turbines aan de Noordermeerdijk vanwege de ligging van de dijk in lijn met de overheersende windrichting.

Door de langere aanreistijden en wachttijden bij slecht weer zal de stilstand tussen falen en reparatie van een turbine langer worden. Omdat er slecht incidenteel behoefte is aan het materieel dat nodig is voor de uitwisseling van grote componenten en omdat dit geen standaard voorhanden materieel is, kunnen er lange wachttijden zijn voordat dergelijk materieel beschikbaar is. Dit kan ook leiden tot lange stilstand van een turbine die moet worden gerepareerd. De langere stilstand betekent groter productieverlies dan bij turbines op het land. De bereikbaarheid van de turbines en de beschikbaarheid van materieel hebben nauwelijks tot geen invloed op de stilstand bij regulier onderhoud, omdat dit gepland kan worden en omdat de turbines dan in principe alleen uitstaan op het moment dat er daadwerkelijk werkzaamheden worden uitgevoerd.

Door de omvang van het project kan het park beter worden bedreven als elektriciteitscentrale en eventueel het bedrijf van het elektriciteitsnet ondersteunen. Dit kan resulteren in een hogere waarde van de geproduceerde elektriciteit en eventueel andere vergoedingen. Voor de turbines in het water hoeft geen land te worden aangeschaft, gepacht of gehuurd. Mogelijk zijn er andere kosten voor het ruimtegebruik (leges, precariorechten).

Ontmanteling

Voor ontmanteling gelden veel van de verschillen die zijn besproken voor installatie. De omvang van de kosten van ontmanteling zijn sterk afhankelijk van de eisen die worden gesteld aan verwijdering van de elementen van de locatie van het windpark en verwerking van het afval. De extra opbrengst van het staal van een monopaalfundering zal de extra kosten van de afbraak nauwelijks compenseren. Bij een betonnen fundering zullen zelfs extra kosten worden gemaakt voor sloop en afvoer van het materiaal.

Deel 3: Overzicht

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de verwachte effecten van de hiervoor besproken technische verschillen op de economische haalbaarheid en aantrekkelijkheid van het windpark Noordoostpolder. De tabel geeft slechts een indicatie van de richting van het effect, waarbij '-' staat voor een negatief effect (toename kosten of afname baten), '+' staat voor een positief effect (afname kosten of toename baten) en 'o' staat voor een neutraal of marginaal effect. De effecten waarvan wordt ingeschat dat deze het grootst zijn, zijn echter aangegeven met een grijze achtergrond.

Componenten		Effect
Turbines		-
Ondersteuningsconstructies	Torens (boven water)	o
	Funderingen	-
Elektrische infrastructuur	Bodembescherming	-/o
	Kabels	o
	Kabelinvoer	o
	Kabelbescherming	-/o
	Plaatsing transformatoren	-/o
Overige componenten (secundair)	Andere elektrische componenten	o
	Veiligheidsmaatregelen	-
	Ondersteuning werkzaamheden	-
	Wegeninfrastructuur	+
	Meetmast	o
Activiteiten (inclusief werktuigen)		Effect
Planning, management en financiering	Management	o
	Vergunnings- en subsidieaanvragen	o
	Financiering en verzekering	-
	Planschade	+/o
Ontwerp	Bodemonderzoek	-
	Onderzoek omgevingscondities	o
	Ontwerpactiviteiten	-
Realisatie	Certificering	-/o
	Transport	-
	Opslag, assemblage en overslag	-
	Installatie funderingen	-
	Installatie bodembescherming	-/o
	Installatie turbines	-
Exploitatie	Installatie kabels	-/o
	Ingebruikname	-
	Onderhoud en reparaties	-
	Productie: wind	+
	Productie: elektrische verliezen	o
	Productie: zogverliezen	-/o
	Productie: beschikbaarheid	-
Waarde van de stroom	+	
Ontmanteling	Gebruik ondergrond	+
	Verwijdering, transport en afvoer	-
	Hergebruik materiaal	o

Appendix IV. Financial Model Comparison

Financial Model Comparison

The Dutch Government uses a calculation tool designed by ECN in order to calculate the so-called uneconomic top (onrendabele top). As in every model, the ECN model is based on various assumptions and input values. The economics of Windpark Noordoostpolder have been derived from a calculation tool that was designed by E&Y. In order to make a fair comparison between the ECN model and the EY model, a sensitivity analysis was executed. This sensitivity analysis provides insight on the effect of certain variables on the output of the ECN model as well as the EY model. Furthermore this analysis answers two "what-if" questions:

- 1 - What if the EY/Koepel assumptions were used in the ECN model?
- 2 - What if the ECN assumptions were used in the EY model?

1 What if the EY/Koepel assumptions were used in the ECN model?

To answer the first question, the assumptions of the EY model were incorporated into the ECN model. This analysis has been carried out for the two onshore scenarios: Scenario 1 and Scenario 2.

The following variables have been examined: imbalance cost, interest, required return on equity, equity share and term of loan.

1.1 Scenario 1

For the Scenario 1, the following assumptions have been made. For all other assumptions, the ECN assumptions have been used.

1.3 Other variances

Important to note is that the EY model is being set up according to the actual banking requirements. Furthermore the EY model is relatively detailed compared with the ECN model. The elegance of the ECN model is that it is easy to use and gives results with a limited number of parameters.

These items are given in the table below. These items will have an impact on the 'uneconomical top'. In other words, if these parameters would have been incorporated in the ECN model, the 'uneconomic top' would be higher, also under ECN assumptions.

2 - What if the ECN assumptions were used in the EY model?

To answer question 2, the assumptions of the ECN model were incorporated into the EY model. This analysis has also been carried out for the two onshore scenarios:

2.1 Scenario 1

In the following table the results are shown of various SDE calculations by the EY model. All assumptions are expected to be EY/Koepel assumptions apart from the given item: For these items a specific ECN assumption is being used.

In the figure below the required SDE for scenario 1 is shown in two situations. First the EY model has calculated the required SDE using ECN assumptions, but based on a 1 percent return of equity. Secondly the EY model has calculated the required SDE using the EY/Koepel assumptions and as well based on a percent return of equity.

2.2 Scenario 2

In the following table the results are shown of various SDE calculations by the EY model. All assumptions are expected to be Koepel assumptions apart from the given item: -- For these items a specific ECN assumption is being used.

