

2001-1

Seminar om fundamententer til Havvindmøller
omfattende
Middelgrund, Rødsand, Horns Rev, andre steder, lastforhold,
hydrauliske forhold, VVM, operationelle forhold mm.

afholdt i Bygning 116, Auditorium 81, DTU, 2800 Lyngby

17. januar 2001



DANSK VANDBYGNINGSTEKNISK SELSKAB

DANISH SOCIETY OF HYDRAULIC ENGINEERING

v/ Helge Gravesen, Carl Bro Anlæg a/s, Granskoven 8, 2600 Glostrup
Tlf. +45 43 48 63 28, Fax +45 43 63 65 67, email hlg @carlbro.dk

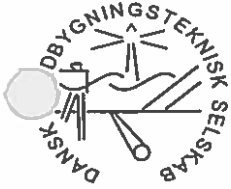
1	Velkomst. Frank Olsen, SEAS
2	Vindlaster på havvindmøller (fundamenter). Steen Frandsen, Risø
3	Hydrauliske forhold (bølger, strøm, vandstand, is) for Rødsand og Horns Rev. Vagner Jacobsen / Morten Rugbjerg / Rene Zorn, DHI
4	Designgrundlag, projektering af Middelgrunden. Jeppe Blak Nielsen, Carl Bro as
5	Status for Middelgrundsprojektet. H.C. Sørensen, EMU
6	Alternativer ved Middelgrundsprojektet. Carl Birch, NIRAS
7	Horns Rev. Designgrundlag, skitse- og udbudsprojekt. Uffe Jørgensen / Jan Pedersen, Elsamprojekt
8	VVM for Horns Rev. Jette Gaarde / Henning Grastrup, Elsamprojekt
9	Rødsand. Designgrundlag, skitse- og udbudsprojekt. Per Vølund, SEAS
10	VVM for Rødsand. Per Hjelmsted Pedersen, SEAS
11	Operationelle forhold. Lars Jørgensen, SEAS
12	Borede og rammede enkeltpæle. N-E. Ottesen Hansen, LICEngineering
13	Havmølleprojekter i andre lande. H.C. Sørensen, EMU
14	Designgrundlag for havvindmøller v. Helge Gravesen, Carl Bro as
15	Udkast til rekommandation for teknisk godkendelse af vindmøller på havet

DMS

DANSK VANDBYGNINGSTEKNISK SELSKAB

DANISH SOCIETY OF HYDRAULIC ENGINEERING

v/ Helge Gravesen, Carl Bro Anlæg a/s, Granskoven 8, 2600 Glostrup
Tlf. +45 43 48 63 28, Fax +45 43 63 65 67, email hlg @carlbro.dk



12.01.2001
HIG

Seminar om fundamenter til Havvindmøller omfattende Middelgrund, Rødsand, Horns Rev, andre steder, lastforhold, hydrauliske forhold, VVM, operationelle forhold m.m.

Tidspunkt: Onsdag 17 januar 2001

Mødested: Seminar: Bygning 116, Auditorum 81, DTU, 2800 Lyngby

Program

- | | |
|-------------|--|
| 12.30-12.40 | Velkomst. Frank Olsen, SEAS |
| 12.40-13.05 | Vindlast på havvindmøller (fundamenter). Steen Frandsen, Risø |
| 13.05-13.30 | Hydrauliske forhold (bølger, strøm, vandstand, is) for Rødsand og Horns Rev.
Vagner Jacobsen / Morten Rugbjerg / Rene Zorn, DHI |
| 13.30-13.55 | Designgrundlag, projektering af Middelgrunden. Jeppe Blak Nielsen, Carl Bro |
| 13.55-14.20 | Status for Middelgrundsprojektet. H.C.Sørensen, EMU |
| 14.20-14.45 | Alternativer ved Middelgrundsprojektet. Claus Gormsen, NIRAS |
| 14.45-15.10 | Kaffepause |
| 15.10-15.35 | Horns Rev. Designgrundlag, skitse- og udbudsprojekt. Uffe Jørgensen / Jan
Pedersen, Elsamprojekt |
| 15.35-16.00 | VVM for Horns Rev. Jette Gaarde / Henning Grastrup, Elsamprojekt |
| 16.00-16.25 | Rødsand. Designgrundlag, skitse- og udbudsprojekt. Per Vølund, SEAS |
| 16.25-17.00 | VVM for Rødsand. Per Hjelmsted Pedersen, SEAS |
| 17.00-17.20 | Pause |
| 17.20-17.45 | Operationelle forhold. Lars Jørgensen, SEAS |
| 17.45-18.10 | Borede og rammede enkeltpæle. N-E. Ottesen Hansen LICEngineering |
| 18.10-18.35 | Havmølleprojekter i andre lande. H.C.Sørensen, EMU |
| 18.35-18.50 | Designgrundlag for havvindmøller v. Helge Gravesen, Carl Bro |
| 19.00-20.15 | Middag i Glassalen, Bygning 101 |

Med venlig hilsen
Helge Gravesen
formand

Der planlægges at udlevere kopier af indlæg (overheads)/artikler/resuméer på mødet.

**Seminar om fundamenter til Havvindmøller
omfattende
Middelgrund, Rødsand, Horns Rev, andre steder, lastforhold,
hydrauliske forhold, VVM, operationelle forhold m.m.**

Tidspunkt: Onsdag den 17. januar 2001

Mødested: Seminar: Bygning 116, Auditorum 81, DTU, 2800 Lyngby

Deltagerliste:

Navn	Firma
1. Leif Runge Schmidt	ARCCON A/S
2. Andreas Roulund	E&R-DTU
3. Peter Hasbo	Hasbo as
4. Flemming Hey	Lesanco ApS
5. Kurt Lorenzen	NEG Micon A/S
6. Karl H. Svendsen	NEG Micon A/S
7. Henrik Lundorf	NEG Micon A/S
8. Steen K. Jensen	NEG Micon A/S
9. Jesper H. Schaarup	Risø
10. Egon T. D. Bjerregaard	Risø
11. Lars Chr. Gaarn-Larsen	Vestas Wind Systems A/S
12. Hanne Grinsted	Moe & Brødsgaard A/S
13. Bjarke Pedersen	LICengineering
14. Hans Jørgen Riber	LICengineering
15. Lars Peter Nielsen	LICengineering
16. René S. Lorenz	LICengineering
17. Karen Furbo Rasmussen	LICengineering
18. Martin S. Lohmann	LICengineering
19. Morten Rosbæk	Morten Rosbæk ApS
20. Jens Peter Andersen	Bladt Industries A/S
21. Mogens Ravn	Bladt Industries A/S
22. Jens Erik E. Nielsen	Vejle Kommune
23. Hans Havbro	Per Aarsleff A/S
24. Ejvind Bjerre	DANENA A/S
25. Hans Jørgen Kallehaug	NCC Danmark A/S
26. Gorm Andersen	NCC Danmark A/S
27. Niels Nonnebo	Rederiet Erik Høj A/S
28. Søren Høj	Rederiet Erik Høj A/S
29. Per Bjerregaard Hansen	GEO
30. Poul Larsen	GEO
31. John Madsen	Peter Madsen Rederi A/S
32. Jesper Petersen	Peter Madsen Rederi A/S

33.	Mogens Giersing	Giersing Rose A/S
34.	Ole Grinsted	NCC Danmark A/S Anlæg
35.	Henrik Lund Rasmussen	NCC Danmark A/S Anlæg
36.	Jørgen Pinholt	Elsamprojekt
37.	Erik Andersen	Elsamprojekt
38.	Ib B. Jensen	Unicon Beton A/S
39.	Frank Olsen	SEAS
40.	Steen Frandsen	Risø
41.	Vagner Jacobsen	DHI
42.	Morten Rubjerg	DHI
43.	Rene Zorn	DHI
44.	Jeppe Blak Nielsen	Carl Bro as
45.	H. C. Sørensen	EMU
46.	Carl Birch	Niras
47.	Uffe Jørgensen	Elsamprojekt
48.	Jan Pedersen	Elsamprojekt
49.	Jette Gaarde	Elsamprojekt
50.	Henning Grastrup	Elsamprojekt
51.	Per Vølund	SEAS
52.	Per Hjelmsted Pedersen	SEAS
53.	N. E. Ottesen Hansen	LICengineering
54.	Helge Gravesen	Carl Bro as
55.	Henrik Steen Hansen	Carl Bro as
56.	Erik Gregersen Dahl	Carl Bro as
57.	Frederik Knudsen	Carl Bro as
58.	Claus Michael Andersen	Carl Bro as
59.	Frands Haahr	Carl Bro as
60.	Christian Riis Petersen	ISC A/S
61.	Henning Enevoldsen	Vestas Wind Systems A/S
62.	Tue Hald	Aalborg Universitet
63.	Morten Kramer	Aalborg Universitet
64.	Michael Brorsen	Aalborg Universitet
65.	Einar Helgasson	Aalborg Universitet
66.	Jens Peter Kofoed	Aalborg Universitet
67.	Peter Frigaard	Aalborg Universitet
68.	Lars Rande	Per Aarsleff A/S
69.	Jørgen Lisby	Per Aarsleff A/S
70.	Johny Liebst	Per Aarsleff A/S
71.	Arne Buhl Petersen	Carl Bro as
72.	Anne Grethe Ragborg	Skov- og Naturstyrelsen
73.	Kjeld Dam Sørensen	Monberg & Thorsen
74.	Karsten Mangor	DHI - Water & Environment
75.	Ida Brøker	DHI - Water & Environment
76.	Thomas Mollerup	Højgaard & Schultz A/S
77.	Mogens Hansen	Højgaard & Schultz A/S
78.	Per Stenholt	NORDEX
79.	Torsten Fischer	NORDEX

80. Jesper West Eilersen	NORDEX
81. Michael Christensen	NORDEX
82. Leif Nielsen	NORDEX
83. Henrik Noppenau	Energi E2
84. Lars Woller	Energi E2
85. Birte Rodevang	Ingeniørhøjskolen i København
86. Morten Mørk	Densit A/S
87. Søren Juel Petersen	Rambøll
88. Tove Feld	Rambøll
89. Jørgen Lorin Rasmussen	Rambøll
90. Pia Hald Sørensen	Rambøll
91. Karen Furbo Rasmussen	Rambøll
92. Simon B. Leonhard	Bio/consult as
93. Kristian Nehring Madsen	Bio/consult as
94. Jørn Asmussen	Skanska DK
95. Poul Milling	Skanska DK
96. Niels Jeppesen	Skanska DK
97. Lars Hansson	GEO - Geoteknisk Institut
98. Jan Svenson	SEAS
99. Jørgen Birklund	DHI Institut for vand og miljø
100. Jan Almqvist	Boskalis Sweden AB
101. Claus Gormsen	Niras
102. Niels Bo Christensen	Højgaard & Schultz
103. Kim Smedegaard Andersen	Rambøll
104. Niels Esmann	Rambøll
105. Hugo Meister	DHI Institut for vand og miljø
106. Per Lykke Larsen	DHI Institut for vand og miljø
107. Anders Thomsen	ISC Rådgivende Ingeniører A/S
108. NN1	GEO
109. NN2	GEO
110. Erik Brenneche	Esbjerg Havn
111. Pedro da Silva Jørgensen	Højgaard & Schultz
112. Erling Horn	Højgaard & Schultz
113. Gunnar Haudrup	Per Aarsleff A/S
114. Henrik Rasmussen	Per Aarsleff A/S
115. Jens Hansen	SEAS
116. Friis Mathiassen	
Studerende Sanne Niemann	
Studerende Christoffer Truelsen	
Studerende Jannek Cederberg	

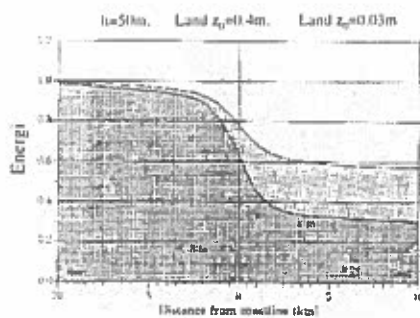
Onsdag d. 17.1.01
Vindlaster på havmøller

Sten Frandsen
Vindenergi Afdelingen
Forskningscenter Risø, 4000 Roskilde
sten.frandsen@risoe.dk

Emner:

- Vindressourcer
- Ekstremlaster
- Turbulenslast - udmattelse
- Lastkombination

Vindressourcer



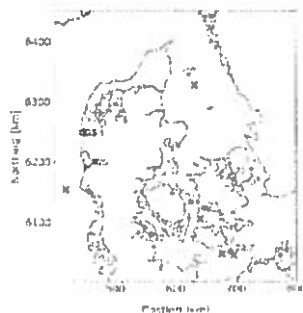
Årsmiddelvindhastighed,
relevant for udmattelse:

De angivne årsmiddelvindhastigheder kan kun anvendes til strukturelle beregninger (50 m højde). Extrapoleres efter DS 472 med $z_0 = 0.001\text{ m}$.

- Nordsøen, Horns Rev: 9.5 m/s
- De indre danske farvande: 8.5 m/s
- Eller beregning efter Wasp

Ekstreme vinde i DK

10 minutters middel U_{10} reduceret til $z = 10\text{ m}$, $z_0 = 0.05\text{ m}$
(Jensen & Franck 1970, Albre 1994, Kristensen et al. 1999)



Ekstremvinde fra undersøgelser:

- Basis ekstremvinde extrapoleres via geostrofie drag lod til genstrømvinden
- Horizontal extrapolation til havmøllepark
- Ekstrapolation ned til navhøjde
- Usikkerheder
- I Nordsøen gælder, at for afstande fra kysten større end 50 km skal basisvindhastigheden 31 m/s benyttes. For afstande fra kysten mellem 0 og 50 km kan basisvindhastigheden bestemmes ved en lineær interpolation mellem værdien 27 m/s ved kysten og værdien 31 m/s i en afstand af 50 km fra kysten.

• Heraf gust: $U_{2sec} = U_{10min}(1 + k_p I)$

- Horns Rev, 3. dec. 1999, $U_{2sec} = 60\text{m/s}$: 200 års hændelse

Turbulens - udmattelse

RISØ

Turbulens er hovedfaktor for udmattelses-generering
 Offshore: naturlig turbulens lav, men:
 Park genereret turbulens er høj pga. mange møller

The map shows a wind farm layout with turbines numbered 1-14. The graph plots Turbulensintensitet (0.00 to 1.60) against Vindretning (deg) (250 to 350). Two lines are shown: 'Turbulens' (higher, fluctuating) and 'Last' (lower, smoother).

Turbulens forts....

RISØ

$$I_{eff} = \left[(1 - N \cdot p_w) I_0^m + p_w \sum_{i=1}^N I_T^m(x_i) \right]^{\frac{1}{m}}$$

N - antal nabomøller
 $p_w = 0.06$
 I_0 - den fri turbulens
 I_T - forøget turbulens i wake
 m - SN kurve hældning

The diagram shows a grid of turbines with a central turbine's wake (indicated by arrows) affecting its neighbors.

Lastkombination

RISØ

Belastninger (kN/m²):
 $F(t) = \sum F_i(t) = \sum m_i(t) + \sum d_i(t)$

Regnings-Ekstrim:
 $M_{y,z} = \gamma_f \text{Max}\{R\{F(t)\}\}$

Styrke:
 R_{yk}

Ekstrim test:
 $F > \gamma_f \gamma_w M$

Response:
 $R\{F(t)\}$

Udmattelses test:
 $\frac{n_i}{n_{i0}(t_i)} \cdot n_i \approx \sum n_i$
 $x_{ik} > \gamma_f \gamma_w s_i$

Udspektrum:
 $(n_i, x_i) = S\{R\{F(t)\}\}$

S.N kurve:
 $n_{i0}(x_i)$

Lastkombination forts....

RISØ

$$P_{vindlast}(t) = \frac{1}{2} \rho \int_{A_{rotor}} C_T U^2 dA = \frac{1}{2} \rho C_T U_0^2 A_{rotor} + \rho C_T \int_{A_{rotor}} u^2(t) dA$$

Middel: $\frac{1}{2} \rho C_T U_0^2 A_{rotor}$
 Varierende: $\rho C_T \int_{A_{rotor}} u^2(t) dA$

The left graph shows C_T vs λ for 'Stall and pitch regulated' (stall, pitch, optimal) curves. The right graph shows C_T vs λ for 'Active stall regulated'.

Figure 1: Left panel: Thrust coefficients for a stall regulated (circle, measured) and a pitch regulated (diamond, numerically computed) machine, respectively. The unmarked line is a very simple approximation. Right panel: Thrust coefficient for an active stall regulated

Lastkombination forts....

RISØ

Kombination af vindlast og bølge/islast:

- Frekvens domæne model udvikles
- Fordele:
 - Velegnet til kalibrering af partiaalkoefficienter
 - Regner hurtigt
 - Giver umiddelbart ekstremer
 - Kan muligvis bruges også til design beregning af fundamenter
- Ulempe:
 - Misser rotor dynamikken samt eventuelle ulineariteter

The diagram shows a cross-section of a turbine tower and its foundation, with arrows indicating forces and dimensions.

Konklusion

RISØ

- Vindenergien 50-100% højere end på land
- Ekstremvindhastigheder i indre farvande regnes efter DS410/472
- I Nordsøen er ekstremvindhastigheden 5-10% højere
- Fri turbulens lavere men parkerturbulens større
- Vigtigt at anvende rationel metode til fastlæggelse af sikkerhedsniveau - frekvensdomæne model?

INTEGRATED FATIGUE LOADING FOR WIND TURBINES IN WIND FARMS BY COMBINING AMBIENT TURBULENCE AND WAKES

Sten Frandsen* and Morten L. Thøgersen

Risø National Laboratory
DK-4000 Roskilde
Denmark

e-mail: sten.frandsen@risoe.dk and morten.thoegersen@risoe.dk

ABSTRACT

A study is presented of an offshore application of a fatigue model for wind turbines operating partly in ambient turbulence and partly wakes. In order to limit the number of aeroelastic calculations in design verification, it is necessary to reduce the measured distribution of turbulence intensities into specific design turbulence. In this study, the observation that the fatigue loading is proportional to the turbulence is used. Thus, turbulence is used as primary design parameter, substantially describing the fatigue effects. The design turbulence is defined as the turbulence that gives an equal amount of fatigue damage as the combination of true distribution of ambient turbulence and turbulence generated from wake effects. The single most important parameter responsible for the increase in fatigue loading is very short distances between turbines.

KEYWORDS

Turbulence, fatigue analysis, wakes, offshore, added turbulence, ambient turbulence.

NOMENCLATURE

a	Slope parameter for the turbulence standard deviation model
a	Constant in model for added turbulence "over" wind farm
b	Constant in model for added turbulence "over" wind farm
b	Constant in expression for "effective" width of wake
C_T	Thrust coefficient of wind turbine rotor
c_d	Drag coefficient for wind farm, corresponding to drag-per-m ²
e	Equivalent stress range [N/m ²]
f	Coriolis parameter multiplied by e^4
$f(*)$	Normal distribution
f_0	Probability as function of wind direction
h	Hub-height [m]
$i_{\text{undwaf}}(y)$	Added turbulence intensity as function of downstream distance to wind turbine row
I	Turbulence intensity
I'	Spatially averaged turbulence in wind farm
I_{15}	Characteristic value of hub-height turbulence intensity at a wind speed of 15 m/s
I_m	Fatigue-weighted turbulence
I_0	Mean turbulence intensity
I_0'	Spatial average of turbulence in wind farm
I_{wf}	Turbulence intensity over wind farm
I_{undwaf}	Turbulence intensity "over" wind farm – added turbulence intensity
I_{eff}	Effective turbulence
κ	von Karman's constants (=0.4)
$-m$	Exponent of (exponential) Wöhler curve
M_{vertical}	Vertical momentum transport [kg m ⁻¹ s ⁻²]
N	Number of neighbouring wind turbines
p_w	Probability of wake condition
r	Coefficient of variation of turbulence (σ_u)

* Corresponding author.

s	Separation between wind turbine rows, divided by rotor diameter
s_1	Separation between wind turbines in the row, divided by rotor diameter
u	10 min average wind speed [m/s]
u_0	Ambient 10 min average wind speed [m/s]
u_h	Hub-height average wind speed in wind farm [m/s]
u^*	Friction velocity [m/s]
u^*_{a0}	Friction velocity above wind farm [m/s]
x	Perturbation in turbulence intensity
y	Distance downstream of wind turbine row, divided by rotor diameter
z_0	Terrain surface roughness [m]
z_{0a}	"Apparent" roughness of wind farm [m]
α	Constant in model of wake turbulence
β	Constant in model of wake turbulence
σ_u	Standard deviation over 10 min period of wind speed fluctuations [m/s]
σ_l	Standard deviation over 10 min period of wind speed fluctuations in along-wind direction [m/s]
$\bar{\sigma}_l$	mean of σ_l [m/s]
$\Delta\sigma_l$	Standard deviation of σ_l [m/s]
σ_l	Coefficient of variation in turbulence intensity [m/s]
σ_0	Standard deviation of wind speed fluctuations in ambient flow, hub-height [m/s]
σ_{wf}	Standard deviation of wind speed fluctuations "over" wind farm [m/s]
σ_{wake}	Standard deviation of wind speed fluctuations "over" wind farm – added turbulence [m/s]
$\phi_l(y)$	Total turbulence in terms of standard deviation of wind speed fluctuations – the distance y downstream [m/s]
$\phi_0 = \sigma_0$	Spatially averaged turbulence "over" wind farm [m/s]
$\phi_w(y)$	Perturbation in turbulence "over" wind farm [m/s]
θ	Wind direction [deg]

INTRODUCTION

The paper is focusing on the fatigue effects imposed on operating wind turbines by ambient and wake turbulence. Also, a few remarks are offered as to extreme loading in wake situations. 'Ambient, non-obstructed, turbulence' is defined as the 'normal' turbulence at the site that would be experienced by a single, stand-alone, turbine.

A model for an "effective" turbulence is devised. This model integrates load situations with ambient turbulence and load situations under wake conditions to give the total effective turbulence. When applying the effective turbulence, instead of the usual ambient turbulence for stand-alone wind turbines, no further actions have to taken to account for increased loading in wind farms due to increased turbulence from the other machines. Firstly, the effect of ambient turbulence on fatigue loading is evaluated, including the possible effect of the wind farm on the local climate. Next, the impact of individual wakes is considered. Finally, the combined action of wake and non-wake load cases is evaluated, and a proposal made for future standards' revisions.

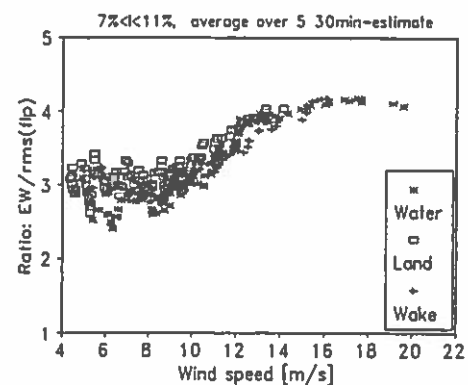


Figure 1: Ratio (non-dimensional) of measured equivalent stress range to standard deviation of wind speed as a function of the wind speed. Figure from Frandsen et. al (1996).

The response – in terms of cross-sectional forces or materials stress range - is known to be proportional in magnitude to the magnitude of wind speed fluctuations. The *equivalent* stress range¹ is proportional to the standard deviation of response fluctuations. I.e. for a fixed wind speed, the ratio between the equivalent stress range and the standard deviation of the load is constant. The validity of this statement is illustrated by the limited *scatter* of the ratio between the two quantities in Figure 1. Thus, it can be assumed that fatigue effects – in terms of equivalent stress range – is proportional to the standard deviation, σ_u , of wind speed, u :

$$e \propto \sigma_u \Rightarrow (\text{for fixed } u) \quad e \propto I. \quad (1)$$

Measurements show that also under wake or part-wake conditions, the proportionality holds. This is understood and *justified by the fact that in most cases, other possible "input variables", such as vertical shear and wake deficit in mean wind speed are strongly (negatively or positively) correlated with turbulence*, Frandsen and Thomsen (1997).

For the approach to be valid, also the response of different structural components (output) must be correlated with each other, and again experimental evidence supports the model, Frandsen and Thomsen (1997).

In this paper the turbulence at hub height is chosen as reference, but the validity of the approach does not depend on which height reference is used.

FATIGUE IN AMBIENT FLOW

Firstly, the model of the IEC61400-1 standard is reviewed. Hereafter, the implications of the non-linearity of fatigue are investigated, and this section is finalised with considerations as to the interaction between very large wind farms and the local climate, in terms of increased "ambient" turbulence.

Ambient Flow, no Wind Farm

In the IEC 61400-1, the turbulence, σ_1 , to apply in design calculations is given by the following expression (see symbols list for definitions and units of parameters):

$$\sigma_1 = I_{15}(15 + a \cdot u)/(a + 1) \quad (1)$$

Here I_{15} is a characteristic value of hub-height turbulence intensity at wind speed of 15 m/s, a is the slope parameter for the turbulence standard deviation model, and u is the unperturbed wind speed.

The IEC 61400-1 operates with two turbulence levels, where $(I_{15}; a) = (0.16; 3)$ for "low" turbulence and $(I_{15}; a) = (0.18; 2)$ for "high" turbulence. The expression presumably is the best estimate of the average turbulence, as experienced/measured in nature, plus one standard deviation. The standard deviation of σ_1 is specified as

$$\Delta\sigma_1 = 2I_{15} \quad (2)$$

Thus, the coefficient of variation for the turbulence is

$$r = \frac{\Delta\sigma_1}{\sigma_1 - \Delta\sigma_1} \quad (3)$$

The quantity is plotted in Figure 2, for the low turbulence case. Note that for $10 < u < 20$ m/s, the relative standard deviation decreases from approx. 20% to 10%.

Thus, the 'design turbulence' of the IEC standard is composed of a mean turbulence and one standard deviation:

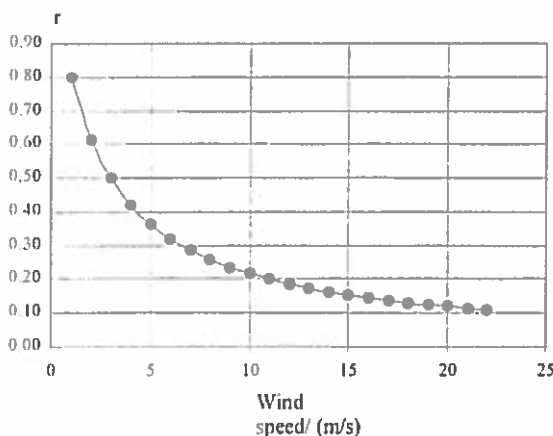


Figure 2 Coefficient of variation, r , of σ_1 as function of wind speed.

¹ The equivalent stress range is defined as the stress range amplitude at a fixed frequency that would cause the same fatigue damage as the real sequence of (random) variations, see e.g. Frandsen and Thomsen (1997).

$$\sigma_1 = \bar{\sigma}_1 + \Delta\sigma_1 \quad (4)$$

Assuming that the turbulence is normal distributed, the above value constitutes a percentile of approximately 80%, i.e. for a given wind speed and a given 10 min. period, there is 80% probability the turbulence is smaller than σ_1 .

Implication of the non-linearity of fatigue

As discussed above, ambient turbulence is, for a given wind speed and height, not constant, but varies due to terrain features and atmospheric stratification conditions. By introduction of the concept of equivalent stress range, sequences of dynamic turbulent loading of the structure can be added to estimate the integrated lifetime. Alternatively, the effective fixed turbulence intensity may be derived that gives the same fatigue life consumption as the real-life sequence of varying turbulence intensities, Frandsen and Thomsen (1997):

$$I_m = \left[\int_{-\infty}^{\infty} I^m f(I) dI \right]^{1/m} = \left[\int_{-\infty}^{\infty} (I_0 + x)^m f(x) dx \right]^{1/m}, \quad I = I_0 + x \quad (5)$$

where I_0 is the mean turbulence intensity (at the considered fixed wind speed), x the perturbation of turbulence intensity, $-m$ is the Wöhler² curve exponent of the materials of the structural component in question, and $f(x)$ is the Normal distribution,

$$f(x) = \frac{1}{\sigma_1 \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{x}{\sigma_1}\right)^2\right) \quad (6)$$

where $\sigma_1 = rms\{\sigma_1/n\}$ is the coefficient of variation of the turbulence intensity.

The integral of Eq. 5 is

$$I_m^m = I_0^m \left[1 + \binom{m}{1} \left[\frac{\sigma_1}{I_0}\right] + \binom{m}{2} \left[\frac{\sigma_1}{I_0}\right]^2 + \dots + \binom{m}{m} \left[\frac{\sigma_1}{I_0}\right]^m \right] \quad (7)$$

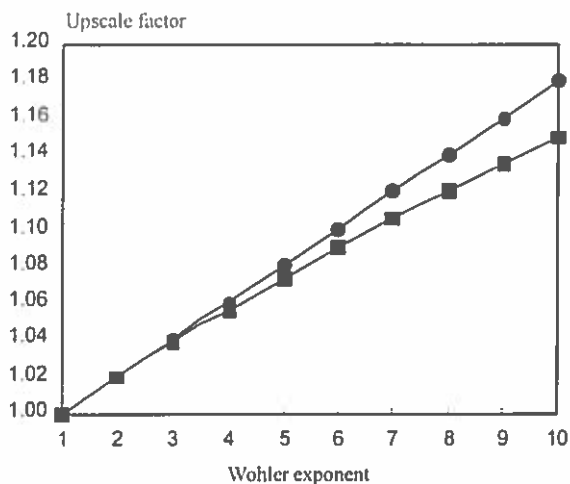


Figure 3 Effective turbulence for a coefficient of variation of turbulence intensity of 20%. The line with the circles is the approximation. Both abscissa and ordinate are non-dimensional.

Keeping only the first two terms of the expansion, the following approximation is obtained:

$$I_m^m \approx I_0^m \left[1 + \frac{1}{2} m(m-1) \left(\frac{\sigma_1}{I_0}\right)^2 \right] \Rightarrow$$

$$I_m \approx I_0 \left(1 + \frac{1}{2} (m-1) \left(\frac{\sigma_1}{I_0}\right)^2 \right) \quad (8)$$

The approximation is compared in Figure 3 with the exact solution as a function of the Wöhler exponent, for $\sigma_1/I_0 = 0.2$ (chosen as the typical value viz. the preceding section). The approximation is somewhat conservative for larger values of m .

² The Wöhler curve is the relation between the stress amplitude and the number of load cycles at which fatigue failure occur. Here, the simplification is applied that the curve is an exponential.

The following is noted:

- For $m \leq 10$ and $\sigma_I / I_0 \leq 0.2$, the effective turbulence intensity is lower than the percentile value applied for the extreme evaluation (IEC).
- A percentile value of I_m is linked to the certainty with which I_0 and σ_I have been determined, presumably by means of measurements. If e.g. 100 measurements of I_0 forms the basis and $\sigma_I / I_0 \approx 0.2$, then the relative standard deviation of I_0 is 2% - small compared to the 20%.
- For the free turbulence, the addition of one standard deviation already applied in the IEC-standard also accounts for fatigue type calculations.

“Ambient” Turbulence, within the Wind Farm

For “large wind farms” it will be necessary to re-evaluate the concept of *ambient turbulence*. Deep inside the wind farm, total turbulence will be composed by an average component, where the sources are reminiscences of the wakes, and turbulence generated by the ground friction, Templin (1974), Frandsen (1992), Emeis and Frandsen (1993). In addition, there is a component representing the well-defined nearer wakes, which is discussed later. Effectively, the wind turbines themselves will appear as roughness elements, and thus reduce the mean flow speed. In this respect, it is presently not well clarified how large is “large”, Crespo et al (1999).

However, there are indications, Frandsen and Christensen (1994) and Frandsen and Thomsen (1997), that turbulence quickly reaches a level of balance. As far as turbulence is concerned, this justifies that the *spatially average* of hub height turbulence is estimated by means of a model that simply considers the wind turbines as roughness elements.

Applying the geostrophic drag law, Frandsen (1992) and Emeis and Frandsen (1993), the spatially averaged vertical wind profile down to hub height in the wind farm can be described as

$$\frac{u_h}{u_{*0}} = \frac{1}{\kappa} \ln \left(\frac{h}{z_{00}} \right) \quad (9)$$

where the apparent, combined roughness of the ground and the wind turbines is

$$z_{00} = h \cdot \exp \left(- \frac{\kappa}{\sqrt{c_t + (\kappa / \ln(h/z_0))^2}} \right), \quad c_t = \frac{\pi C_T}{8 s s_1} \quad (10)$$

where h is hub height, z_0 is the roughness length of the ground, κ is von Karman’s constant (≈ 0.4), C_T is the wind speed-dependent thrust coefficient of the wind turbines, and s_1 and s are distances between the units in the rows and the separation between the rows, normalised with the rotor diameter³. The above-wind-farm friction velocity and the hub height wind speed are found as

$$u_{*0} = \frac{\kappa G}{\ln \left(\frac{G}{f' h} \right) + \frac{\kappa}{\sqrt{c_t + (\kappa / \ln(h/z_0))^2}}} \quad (11)$$

and

$$u_h = \frac{G}{1 + \ln \left(\frac{c_t}{f' h} \right) \frac{\sqrt{c_t + (\kappa / \ln(h/z_0))^2}}{\kappa}} \quad (12)$$

where G is the geostrophic wind speed and $f' \approx 1.2 \cdot 10^{-4} \cdot e^4 = 6.5 \cdot 10^{-3}$ at latitudes corresponding to Northern Europe. The friction velocity is assumed constant above hub height. Turbulence, σ_{I_0} , is assumed proportional to the friction velocity.

³ If the wind turbine units are located in an irregular way, then s and s_1 should be taken as averages in the wind farm.

In the ambient flow, at height h , turbulence σ_0 and turbulence intensity I_0 are:

$$\sigma_0 \approx \frac{u_0}{\ln(h/z_0)} = \frac{u_*}{\kappa}, \quad I_0 = \frac{\sigma_0}{u_0} \quad (13)$$

Similarly, turbulence “over” the wind farm can be estimated as

$$\sigma_{wf} = \frac{u_*0}{\kappa} \quad (14)$$

This expression may in general be assumed valid some distance above the wind farm. As an approximation, it is assumed that the expression is valid all the way down to hub height. In the following, the turbulence intensity in the wind farm is defined as (referring to ambient hub height wind speed, u_0):

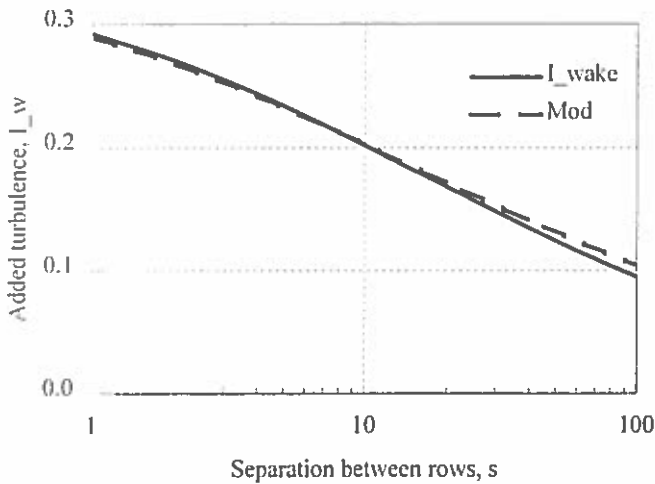
$$I_{wf} = \frac{\sigma_{wf}}{u_0} \quad (15)$$

The above-wind-farm turbulence is decomposed in a component from “ambient roughness” and component from wind turbines:

$$\sigma_{wf}^2 = \sigma_0^2 + \sigma_{addwf}^2, \quad I_{wf}^2 = I_0^2 + I_{addwf}^2 \Rightarrow I_{addwf} = \sqrt{I_{wf}^2 - I_0^2} \quad (16)$$

The above set of equations are fairly complex and a simplification is useful. It is found that the added wind farm turbulence, I_{addwf} , is well modelled by the expression:

$$I_{addwf} \approx \frac{a\sqrt{C_T}}{b\sqrt{C_T} + \sqrt{s_1 s}} = \frac{0.36}{1 + 0.2\sqrt{s_1 s}/C_T}, \quad \text{where } a = 1.8 \text{ and } b = 5 \quad (17)$$



(The constants a and b are empirical . The approximation is tested in Figure 4. As seen from Eq. (17), the model has a maximum value of 0.36 for the separation tending toward zero, which is – probably accidental – similar in magnitude to the maximum near-wake turbulence argued by Crespo and Hernandez (1996).

The average of wind-farm generated contribution to ambient turbulence between the below-rotor-turbulence level, I_0 , and the above-rotor-turbulence, Frandsen and Christensen (1994), is applied:

$$I' = \frac{1}{2}(\sqrt{I_{addwf}^2 + I_0^2} + I_0) \quad (18)$$

Figure 4: Horizontal average of added turbulence, as function of separation between rows. The solid is from basic equations, the red line corresponds to the proposed simplified model ($s_1=1.5$, $C_T=1$, $h=50m$, $z_0=0.01m$, $G=15m/s$). Both abscissa and ordinate are non-dimensional.

FATIGUE DUE TO NEAR-WAKE CONDITIONS

In an attempt to link the above model for the spatially-averaged turbulence to the near-wake turbulence, the case of wind turbines narrowly-spaced perpendicular to the wind direction is studied first.

Variation of turbulence between closely spaced machines

In the particular case of wind farms with narrowly spaced units in the rows facing the wind front, it is possible with few assumptions to deduct from the above global-flow considerations the variation of turbulence between the rows. Therefore, what is presented in this section applies for wind farms with machines closely spaced in the rows facing the wind, and larger spacing downwind between rows.

Turbulence varies between rows, being the largest immediately behind each wind turbine row. In that case it can be assumed that the wakes are significantly overlapping when reaching the next row, i.e. turbulence does not vary laterally at hub height just in front of each row. Assume next that vertical (downward) momentum transport is proportional to the variance of turbulence⁴:

$$M_{vertical} \propto u_*^2 \propto \sigma_u^2. \quad (19)$$

For that reason it seems reasonable to find the “effective” value of turbulence (σ_u) by averaging the variance of turbulence, which we denominate ϕ^2 . Thus, the variance of turbulence at distance y downstream of a row of turbines can be written as

$$\phi_T^2(y) = \phi_0^2 + \phi_w^2(y) = \sigma_0^2 + \phi_w^2(y) \quad (20)$$

The average of the variance is taken between two rows:

$$\sigma_T^2 = \left(\frac{1}{s}\right) \int_0^s \phi_T^2(y) dy = \sigma_0^2 + \left(\frac{1}{s}\right) \int_0^s \phi_w^2(y) dy \quad (21)$$

The last term on the right side of the equation corresponds to the added turbulence in the global considerations, Eq. 17:

$$a^2 C_T \frac{s}{(b\sqrt{C_T} + \sqrt{s_1 s})^2} = \int_0^s i_{addwf}^2(y) dy, \quad \text{where} \quad i_{addwf}(y) = \frac{\phi_w(y)}{u_0} \quad (22)$$

Differentiating with respect to s (s_1 is held constant) we get

$$i_{addwf}^2(s) = \frac{d}{ds} \left(a^2 C_T \frac{s}{(b\sqrt{C_T} + \sqrt{s_1 s})^2} \right) \Rightarrow \quad (23)$$

$$i_{addwf}^2(y) = \frac{a^2}{b^2} \cdot \left\{ \frac{b\sqrt{C_T}}{b\sqrt{C_T} + \sqrt{s_1 y}} \right\}^3 \quad 0 < y < s$$

Thus, an estimate of wake turbulence intensity as function of downstream distance from a row of wind turbines is

$$i_T(s) = \sqrt{\frac{a^2}{b^2} \cdot \left\{ \frac{b\sqrt{C_T}}{b\sqrt{C_T} + \sqrt{s_1 y}} \right\}^3 + I_0^2} \quad (24)$$

⁴ This is the usual assumption in the logarithmic boundary layer.

This result is applied in the following, adopting the *form* for a model of single-wake, added turbulence – as an alternative to the form proposed previously, Frandsen et al (1996) and Frandsen and Thomsen (1997).

Single (multiple) wake turbulence

In cases where the wind turbine units are sufficiently separated for the neighbouring units to experience definite wakes, the modelling presently applied is mostly empirical.

A “bell-shape” of turbulence has been observed and the following model for wake turbulence of one wake (or multiple-wake) is applied:

$$I = I_0(1 + \alpha) \exp\left(-\left[\frac{x}{\beta}\right]^2\right) \quad (25)$$

where I_0 is ambient turbulence⁵, x is the angle between the line from the wake-generating and the wake affected wind turbines and the wind direction. β is a characteristic wake width, found to be well described by:

$$\beta \cong \frac{1}{2} \left(\frac{180}{\pi} \cdot \tan^{-1}(1/s) + 10^\circ \right) \cong \frac{25}{s} \quad [\text{deg}] \quad (26)$$

where s is the distance between the wind turbines. The integrated effect of ambient turbulence and turbulence from one wake, assuming uniform distribution of wind direction and fixed wind speed, is

$$I_{eff} = \left[\int_{-180}^{180} f_0(\theta) I^m(\theta) d\theta \right]^{1/m} = \left[\int_{-180}^{180} \frac{1}{360} \left(I_0(1 + \alpha) \exp\left(-\left(\frac{\theta}{\beta}\right)^2\right) \right)^m d\theta \right]^{1/m} \quad (27)$$

where m is the Wöhler curve slope of the material under loading. Alternatively, the equation can be written as

$$I_{eff} = \left[\left(\frac{360 - 2b\beta}{360} \right) I_0^m + \frac{2b\beta}{360} I_T^m \right]^{1/m} \quad (28)$$

where I_T is maximum wake turbulence. Comparing the two expressions, it is found that the quantity b can be approximated by

$$b \cong \frac{\pi}{2} \frac{3 + \sqrt{m}\alpha^{1.25}}{3 + m\alpha^{1.25}} \quad (29)$$

The constant α can be expressed by the ambient turbulence and maximum added wake turbulence (note again that the turbulence intensities all refer to ambient wind speed):

$$I_T = I_0(1 + \alpha) = \sqrt{I_w^2 + I_0^2} \Rightarrow \alpha = \sqrt{\left(\frac{I_w}{I_0}\right)^2 + 1} - 1 \quad (30)$$

⁵ Or the deduced effective ambient turbulence, I_m .

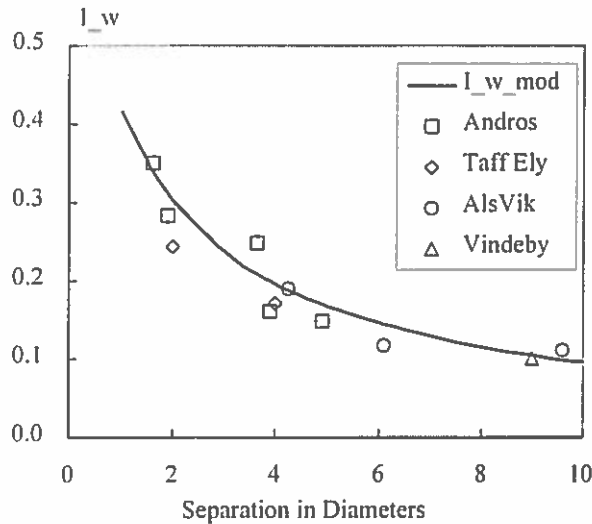


Figure 5: Maximum, additional wake turbulence I_w , measured at four site compared with the model. Both abscissa and ordinate are non-dimensional. The measurement results was compiled by S. Ghaie (1997).

As it turns out, the quality of the model for I_w is important for the quality of the result. The model is compared with data in the above Figure 5 and there is good agreement, with the majority of measurements below the model-curve.

It turns out that the probability of wake condition may, without significant loss of accuracy, be simplified:

$$p_w = \frac{2b\beta}{360} \cong 0.04, \quad \text{for any values of } s, l \text{ and } m \quad (33)$$

The proposed model (instead of the best fit) takes small separations more into account than the larger separations. For separations less than $4D$, for every data point above the line (20%), there are 4 data points (80%) under the line.

CONCLUSION: PROPOSAL FOR MODEL FOR EFFECTIVE TURBULENCE

The developed model framework is used for the following proposal of how to include increased fatigue loading in wind farms.

Fatigue loading

The formulas apply for fatigue load calculations under normal operating conditions.

Wake effects from neighbouring wind turbines may be taken into account the following way: if the smallest wind turbine separation is larger than 20 rotor diameters, wake effects do not have to be included in the load calculations. If the minimum wind turbine separation is less than 20 rotor diameters, wake effects may be taken into account solely by replacing relevant turbulence intensities with

$$I_{eff} = \left[(1 - N \cdot p_w) I_0^m + p_w \sum_{i=1}^N I_T^m(s_i) \right]^{1/m} \quad (34)$$

⁶ For the closely spaced wind turbines, the expression was raised to the power 3/2, and the constants were different. Here, the applied expression fits the data better.

The drag coefficient is modelled as

$$C_T = \frac{3.5(2u - 3.5)}{u^2} \approx \frac{7 \text{ m/s}}{u} \quad (31)$$

(C_T is non-dimensional)

Obviously, the approximation fits poorly at low wind speeds. However, loads at low wind speeds have little impact when summing up lifetime consumption and therefore the simple expression is acceptable. For the added turbulence, the following expression is adapted:

$$I_w = \frac{1}{1.5 + 0.1 \frac{s}{\sqrt{C_T}}} \approx \frac{1}{1.5 + 0.3 \cdot s \cdot \sqrt{u}} \quad (32)$$

The constants are chosen to best fit the data. The expression is similar in form to the model for spatially averaged turbulence and to the case of closely spaced wind turbines⁶.

where $p_w = 0.04$,

$$I_T = \sqrt{\frac{1}{(1.5 + 0.3 \cdot s_i \cdot \sqrt{u})^2} + I_0^2}$$
 is the maximum centre-wake, hub height turbulence,

s_i is the distance to neighbouring wind turbine no. i ,

I_0 (or I_0' , see below) is the ambient turbulence,

I_{eff} is the turbulence intensity to be employed instead of the turbulence used for non-wake conditions, IEC61400-1

N is the number of neighbouring wind turbines,

$-m$ is the Wöhler curve exponent corresponding to the material of the considered structural component, and u is mean ambient hub height wind speed.

Applying the formulas, no reduction in mean wind speed inside the wind farm can be assumed.

Wake effects from wind turbines "hidden" behind other machines need not be considered, e.g. in a row only wakes from the two units closest to the machine in question are to be taken into account.

Depending on the wind farm configuration, the number of nearest wind turbines to be included in the calculation of I_{eff} is given in the below table.

Wind farm configuration	N
2 wind turbines	1
1 row	2
2 rows	5
Inside a wind farm with more than 2 rows	8

The wind farm configurations are illustrated in the below Figure 6 for the case "Inside a wind farm with more than 2 rows".

Inside large wind farms, the wind turbines tend to generate their own ambient turbulence. Thus, when (1) the number of wind turbines from the considered unit to the "edge" of the wind farm is more than 5, or (2) the spacing in the rows perpendicular to the predominant wind direction is less than 3D, then the following ambient turbulence shall be assumed:

$$I_0' = \frac{1}{2} (\sqrt{I_{ultwf}^2 + I_0^2} + I_0) \quad (35)$$

where

$$I_{ultwf} = \frac{0.36}{1 + 0.2 \sqrt{s} \cdot s_1 / C_T}$$

In the above formulas circular distribution of wind direction is assumed. It is acceptable to adjust the formulas to other than circular distribution of wind direction.

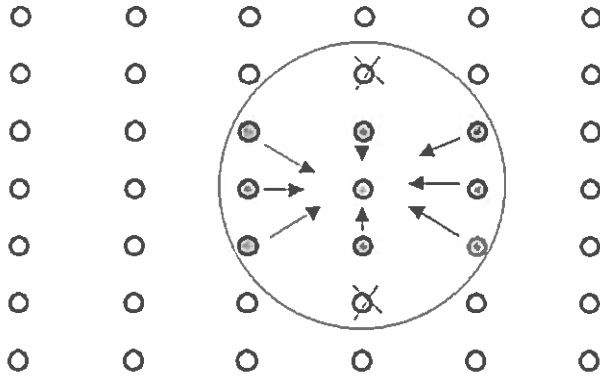


Figure 6: The situation within a wind farm.

Ultimate loads

Possible ultimate loads during normal operation should be investigated differently, depicting the load case with most severe wake condition or the load case where wake condition and ambient turbulence in combination constitute to most severe load condition.

ACKNOWLEDGEMENT

The research presented was co-sponsored by the Danish Energy Agency. The major content is also a presentation at the OWEMES 2000 Conference, ed Gaetano Gaudiosi.

REFERENCES

- Frandsen S. and J. C. Christensen, *Structural loads in large windfarm arrays* EWEC '94 Conference, Thessaloniki, Greece, October 1994
- Crespo, A and J. Hernández (1996) *Turbulence Characteristics in Wind Turbine Wakes*, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics.
- Crespo, A., R. Gomez-Elvira, S. Frandsen and S. Larsen (1999); *Modelization of Large Wind Farm, Considering the Modification of the Atmospheric Boundary Layer*, 1999 European Wind Energy Conference and Exhibition, Nice France, March 1999.
- Emeis, S. and Frandsen, S. (1993), *Reduction of Horizontal Wind Speed in a Boundary Layer with Obstacles*, Boundary Layer Meteorology 64: 297-305.
- Frandsen, S. (1992), *On the Wind Speed Reduction in the Center of Large Clusters of Wind Turbines*; Jour. of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 39, 251-265.
- Frandsen, S, L. Chacón, P. Enevoldsen, R. Gómez-Elvira, J. Hernández, J. Højstrup, F. Manuel, K. Thomsen & P. Sørensen, *Measurements on and Modelling of Offshore Wind Farms*, Risø-R-903 (EN), Risø National Laboratory, November 1996
- Frandsen, S. and K. Thomsen (1997); *Change in Fatigue and Extreme Loading when Moving Wind Farms Offshore*; Wind Engineering vol. 21 No. 3, p. 197-214.
- IEC 61400-1, Ed. 2 (1998); *Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements*, 88/98/FDIS, 1998-12-15 (draft).
- Ghaie, S. (1997); M.Sc. work/personal communication.

Templin, R.J. (1974); *An Estimation of the Interaction of Windmills in Widespread Arrays*, National Aeronautical Establishment, Laboratory Report LTR-LA-171. Ottawa, Canada.

**Dansk Vandbygningsteknisk Selskabs
Seminar om
FUNDAMENTER TIL HAVVINDMØLLER**

***HYDRAULISKE FORHOLD FOR
HAVVINDMØLLEPARKER
VED HORNS REV OG RØDSAND***
Vagner Jacobsen, Morten Rugbjerg, René Zorn
DHI - Institut for Vand og Miljø

Havvindmølleparkerne ved såvel Horns Rev som Rødsand placeres i relativt lavt-vandede områder, hvor der ikke tidligere er foretaget omfattende målinger af de hydrografiske parametre:

bølger, vandstand, strøm og is.

Udarbejdelse af værdier til brug for projektering af fundamentene, samt til statistisk vurdering af vejrvinduer/downtime perioder i forbindelse med installation og vedligehold, har derfor i udstrakt grad været baseret på resultater fra numeriske modeller.

Horns Rev er den mest udsatte lokalitet af de kendte opstillingsområder hvad angår bølger. Til vurdering af designværdier er DHI's Nordsødatabase for bølger anvendt. Specifikt er der anvendt resultater fra 15 års kontinuert simulering af bølger, hvor DHI's MIKE 21 OSW har været anvendt for hele Nordsoen. Data fra denne model har leveret randdata til en bølgemodel (MIKE 21 NSW), som regner i et finere net i området omkring den kommende havmøllepark. Vandstand og strømforhold er ligeledes analyseret baseret på numerisk modellering samt måledata for vandstand fra Esbjerg.

Rødsand lokaliteten ligger relativt beskyttet, og vinden har begrænset strækning at virke på fra de fleste retninger, hvilket giver begrænsninger på ekstremhændelserne. For bølger er derfor anvendt MIKE 21 NSW og vinddata målt ved området. Vandstand og strøm er simuleret med DHI's Fervandsmodel og suppleret med måledata fra nærtliggende stationer.

Isvintre forekommer relativt sjældent, men lasten fra is er en væsentlig faktor for designet af fundamentene. Vurdering af istykkelse og isstyrker er baseret på eksisterende måledata. Hyppigheden af forekomster af forskellige former for is er analyseret ud fra isobservationer og iskort, som i dag udsendes af Søværnets Operative Kommando.

Data fra de numeriske modeller samt måledata er behandlet statistisk med henblik på at give dels ekstremværdier til brug for bestemmelse af design last, dels statistisk information om vejrvinduer og downtime, dvs perioder i hvilke en given marin operation kan gennemføres eller må udskydes/afbrydes.

Da det for nogle af de hydrografiske parametre ikke har været muligt at foretage kalibrering af modeller mod målinger fra de respektive lokaliteter, er der hvor muligt valgt forsigtigt konservative tolkninger af data. Analyser fra de omfattende måleprogrammer vil kunne danne grundlag for mulige revisioner af de foreliggende statistikker.

Når man kommer til installations- og vedligholdsfasen, vil det i den givne situation mere være den aktuelle vandudsigt end statistikken, der har betydning. De omtalte numeriske modeller (koblet med on-line målinger og andre teknologier, bl.a. 'artificial neural network') kan anvendes til varsling af de hydrografiske forhold.

Seminar om fundamenter til havvindmøller



Hydrauliske forhold
for havvindmølleparker ved
Horns Rev (for Tech-wise) og
Rødsand (for SEAS)



Vagner Jacobsen, Morten Rugbjerg og René Zorn,
DHI - Institut for Vand og Miljø

Havvindmølleparker



Formål

Designforhold

- til fundamentdesign (50 år)

Operationelle forhold

- i byggeperioden
- i forbindelse med vedligehold



Parametre

- bølger, strøm, vandstand og is

Bølgeforhold

Datagrundlag

- få / ingen målinger
- numeriske bølgemodeller:
 - Horns Rev:
 - MIKE 21 OSW, 15 år kontinuert baseret på vinddata fra ECMWF
 - lokaleffekter inkluderet vha MIKE 21 NSW i bølgetidsserie
 - Rødsand:
 - 'nearshore'-simulering MIKE 21 NSW
 - bølgetidsserie baseret på vinddata 1983-1999



Bølgeforshold

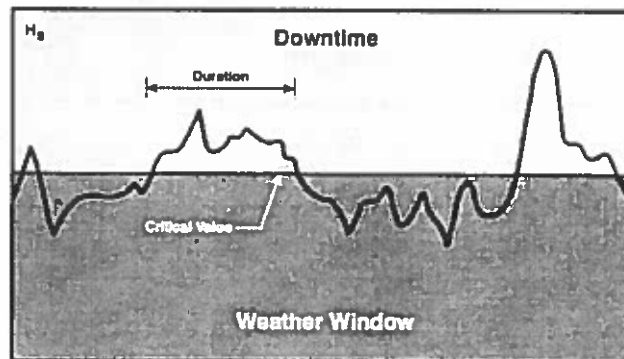
Designforshold

Retning	Horns Rev	Rødsand
Nord	3,8	1,3
Nordøst	3,0	1,7
Øst	2,8	2,4
Sydøst	4,0	2,6
Syd	5,3	2,7
Sydvest	5,3	3,6
Vest	5,3	3,0
Nordvest	4,7	2,0
Alle retninger	5,3	3,6

$H_{s,3hrs}$ 50 års returperiode

Bølgeforshold

Operationelle forholds



Vandstandsforhold

Designforhold

	Horns Rev	Rødsand
Højvande (m DNN)	3,5	1,65
Lavvande (m DNN)	-2,4	-2,1

50 års returperiode

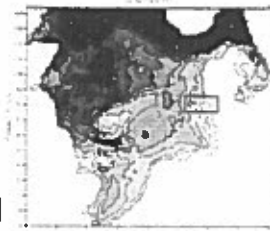
Operationelle forhold (kun Rødsand)

- vandstand bestemt som funktion af vindhastighed for vinde
 - fra N til SØ
 - fra S til NV

Strømforhold

Datagrundlag

- Horns Rev
 - numeriske simuleringer fra DHI's Nordsømodel
 - observationer fra E.R. og Vyl
- Rødsand
 - observationer fra Gedser Rev Fyrskib
 - numeriske simuleringer fra DHI's Farvandsmodel



Anvendelsesområder

Bølge-, strøm-, vandstands- og isforhold

- designlast
- vejrvinduer / downtime
- erosionsvurdering
- VVM-undersøgelse



Varsling

Bølge-, strøm- og vandstandsforhold

- prognoser i forbindelse med installation og vedligeholdelse
- anvendelse af samme numeriske modeller som ved design
- kombineres med målinger og 'Artificial Neural Networks'



Isforhold

• Udsendes dagligt i perioden med havis

ØSTERSØKODEN (ASTK)

Første del i koden

A. Anvendelsesområde

- 0 Isfri
- 1 Åbent vand - mindre end 1/10
- 2 Spædt drivs - 1/10 til mindre end 4/10
- 3 Åben drivs - 4/10 til 6/10
- 4 Tæt drivs - 7/10 til 8/10
- 5 Tæt og dækket drivs - 9/10 til 97/100
- 6 Knapkædet drivs, inklusive sammensættet drivs - sammensættet 10/10
- 7 Færdig med drivs udvælt
- 8 Færdig
- 9 Åben vand i meget tæt eller knapkædet drivs eller vandet har en høj iskant
- X Ukendt

* 7/10 betyder 10/10 gennemgængsel med blæsnings

Anden del i koden

- 7 Isens størrelse, fugtindsat eller afspjættet
- 0 Tålbare, udkædet, enkelte knuder - mindre end 20 m i størrelse
- 1 Islagre 20 til 100 m i størrelse - end alleger
- 2 Islagre 100 til 200 m i størrelse - sammensatte alleger
- 3 Islagre 200 til 2000 m i størrelse - store alleger
- 4 Knapke alleger - mere end 2000 m i størrelse eller jerns
- 5 Overgængende is (jæde)
- 6 Knapkædet smeltende eller knapkædet brudende
- 7 Blæst eller afspjættet
- 8 Splinesplinesplines (våger) eller mange smeltende partier på overfladen
- 9 Blæst
- X Ukendt

Tredje del i koden

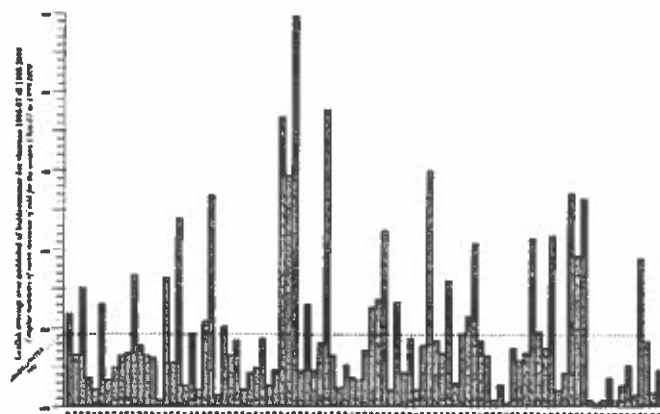
- 5 Isfælle og art
- 0 Is mindre end 5 cm tyk - sne eller mørk vand
- 1 Is 5 til 10 cm tyk - Is tynde eller mørke
- 2 Is 10 til 25 cm tyk
- 3 Is 25 til 50 cm tyk
- 4 Is 50 til 100 cm tyk
- 5 Is 100 til 200 cm tyk
- 6 Is 200 til 300 cm tyk
- 7 Is overgængende tyndere end 15 cm med fremspring af isblokke
- 8 Is overgængende (1-10 cm tyk) med fremspring af 15-100 cm og 20 cm
- 9 Is overgængende tykkere end 20 cm med fremspring af tyndere
- X Ukendt

Fjerde del i koden

- 0 Isforholdet
- 1 Isforholdet uændret
- 2 Isforholdet ændret eller forringet for størrelse eller udførelse
- 3 Isforholdet ændret eller forringet for tykkelse, eller er meget tykkere eller har meget små isblokke
- 4 Isforholdet ændret eller forringet for tykkelse, eller er meget tykkere eller har meget små isblokke i et og med god mængde is
- 5 Isforholdet ændret eller forringet for tykkelse, eller er meget tykkere eller har meget små isblokke i et og med stor mængde is
- 6 Isforholdet ændret eller forringet for tykkelse, eller er meget tykkere eller har meget små isblokke i et og med stor mængde is
- 7 Isforholdet ændret eller forringet for tykkelse, eller er meget tykkere eller har meget små isblokke i et og med stor mængde is
- 8 Isforholdet ændret eller forringet for tykkelse, eller er meget tykkere eller har meget små isblokke i et og med stor mængde is
- 9 Isforholdet ændret eller forringet for tykkelse, eller er meget tykkere eller har meget små isblokke i et og med stor mængde is
- X Ukendt

* Isforholdet er i Isforholdets definition som den grænse mellem Is og Sne

Isforhold



Kuldesommer 1906/07 - 1999/00 (> 100 ~ "Isvinter")

Isforhold

Returperiode (år)	50
Kuldesum, K_{max}	410
Trykstyrken (σ_u) MPa	1,9
Bøjningsstyrke (σ_f) MPa	0,5
Istykkelse (e) m	0,57

Kuldesum, isstyrke og istykkelse for 50 års returperiode

Isforhold

Rødsand

	Rødby havn	Nysted	Gedser
Tallerkenis (meget små flager) < 20 m	100	93	56
Små isflager 20-100 m	72	28	30
Mellemstore isflager 100-500 m	30	24	9
Store isflager 500-2000 m	22	83	10
Kæmpe isflager > 2000 m	8	166	10
Overlappende is (pakis)	12	3	27
Kompakt snesjap eller isklumper	4	0	20
Skrueis eller skrueisvolde	1	29	0

Antal dage i perioden 1983/84 - 1998/99 med is

Dansk Vandbygningsteknisk Selskab

Seminar om fundamenter til Havvindmøller
omfattende
Middelgrund, Rødsand, Horns Rev, andre steder, lastforhold,
hydrauliske forhold, VVM, operationelle forhold m.m.

17. januar 2001

Middelgrunden Havmøllepark, Fundamenter, Designgrundlag og Projektering

af

Jeppe Blak-Nielsen
Koordinator for offshore vindmølle aktiviteter

Carl Bro as

Indholdsfortegnelse:

	Side
1. Indledning	1
2. Middelgrundens Havmøllepark i korte træk	1
3. Forløbet hos Carl Bro as	1
4. Designgrundlaget	2
5. Design af gravitationsfundament i beton/komposit	3
6. Afslutning	4

Bilag :

1. Kopi af overheads fra præsentation 17.01.01



1. Indledning

Nærværende notat indeholder en kortfattet oversigt vedr. projektet for Middelgrundens Havmøllepark. Enkelte specielle forhold, som de er oplevet og behandlet i forbindelse med udarbejdelse af Designgrundlag og projektmateriale for fundamenter til Middelgrundens Havmøllepark, behandles oversigtsmæssigt.

Der henvises generelt til vedlagte kopi af overheads med figurer.

2. Middelgrundens Havmøllepark i korte træk

Middelgrundens Havmøllepark er verdens foreløbig største havvindmøllepark med i alt 20 møller á 2,0 MW. De 40 MW udgør en del af det danske program for etableringen af storskala offshore vindmølleparker med en total på 750 MW inden for en kort årrække.

Udnyttelsen af Middelgrunden, der tidligere gennem mange år har været brugt som klappads for havneslam og fyldplads for forskellige former for byggeaffald, krævede speciel bevågenhed i forbindelse med forundersøgelser og udførelse. Det viste sig dog, at fyldmængden over intakte og bæredygtige lag af moræne og kalk, var begrænset og i de fleste tilfælde ikke oversteg den krævede udgravningsdybde af hensyn til gennemstrømningsforholdene. De lettere forurenede aflejringer er herefter bortskrabt fra møllepositionerne, mens intakte aflejringer kunne opgraves og klappes.

Nærheden til København og Amagerværket har begrænset omkostningerne til nettilslutning, men samtidig øget fokus på den visuelle indflydelse fra mølleparken. I forbindelse med udarbejdelsen af Dispositionsforslag i 1997 og Projektforslag i 1998 (ved Carl Bro as) blev resultatet af en visualisering anvendt til at skifte layout af parken fra 27 møller i 3 rækker til 20 møller i en buet enkeltrække.

Placeringen af parken på Middelgrunden gav kort transportafstand til faciliteter på land. På trods af dette, eller måske netop på grund af dette, var det Carl Bro as' holdning, at arbejder til vands skulle søges minimeret og simplificeret så meget som muligt.

3. Forløbet hos Carl Bro as

Carl Bro as blev involveret i projektet for Middelgrundens Havmøllepark i starten af 1997, hvilket resulterede i et Dispositionsforslag i oktober 1997. I forbindelse hermed blev flere forskellige koncepter overvejet, bl.a. en spunsvægsløsning samt det senere udførte gravitationsfundament i beton/komposit.

Gravitationsløsningen blev yderligere behandlet i et Projektforslag i september 1998 sammen med et forslag om en monopæl. Monopælen blev vurderet ikke at være konkurrencedygtig, hvorefter blev besluttet at udbyde en gravitationsløsning i hhv. beton og stål. Carl Bro as udførte herefter projektdokumentation til et udbudsmateriale for beton/kompositløsningen baseret på foreløbige forundersøgelser og vindmøllelaster.

Udbudsprojektet blev sendt ud i oktober 1999. Efter evaluering af indkomne tilbud inkl. en sammenligning med udbudt gravitationsløsning i stål og indkomne alternativer, herunder monopæle, blev i december 1999 skrevet kontrakt med entreprenør for udførelsen af gravitationsfundamentet i beton/komposit.

Samtidig med entreprenørkontrakt for betonfundamentet blev mølleleverandørens kontrakt også fastlagt. I den forbindelse blev møllelasterne endeligt fastlagt på et væsentligt forøget niveau, herunder specielt udmattelseslasterne, hvilket betød en væsentlig omprojektering med deraf følgende konsekvenser.

Detailprojekt-tegninger kunne færdiggøres i foråret 2000 og sideløbende med udførelsen blev myndighedsbehandling hos godkendende myndighed afklaret således at endelig typegodkendelse blev modtaget i december 2000.

4. Designgrundlaget

Retningslinier i normer og rekommandationer var ret begrænsede for så vidt angår fastlæggelsen af et egentligt designgrundlag for offshore vindmølleparker. Normrevisionen er endnu ikke kommet til DS 472 "Last og sikkerhed for vindmøllekonstruktioner" og det blev vedtaget, at designe fundamenterne i henhold til det "gamle" normsæt. Der skulle således anvendes en partialkoefficient på 1,3 for naturlaster, mens den reviderede basisvindhastighed på 24 m/s for indre danske farvande dermed ikke kunne udnyttes.

De eksisterende "Teknisk grundlag for typegodkendelse og certificering af vindmøller i Danmark" af 15. april 2000 og "Reccomendation to Comply with the Requirements in the Technical Criteria for the Danish Approval Scheme for Wind Turbines" af 10. august 1998 indeholder ikke konkrete retningslinier specielt for design af vindmøllefundamenter offshore. Som basis for at optimere et gravitationsfundament blev herefter udarbejdet et Designgrundlag, som efter godkendelse hos den godkendende myndighed, Det norske Veritas (DNV) kom til at indeholde væsentlig nytænkning vedrørende :

- Fastlæggelse af bølgest
- Fastlæggelse af islast
- Definition af lastscenarier og -kombinationer
- Revurdering af partialkoefficienter for kombinationslaster
- Partialkoefficient for egenvægt

Disse forhold er senere videreudviklet og under indarbejdelse som en væsentlig del af oplæg til en ny "Rekommandation for teknisk godkendelse af vindmøller på havet".

5. Design af gravitationsfundament i beton/komposit

Udviklingen af det endelige design af et gravitationsfundament i beton/komposit er baseret på erfaringer fra havneprojekter og forskellige typer offshoreprojekter. Hovedidéen var, at den økonomisk mest fordelagtige løsning kunne opnås ved, at modificere et optimeret landbaseret design og begrænse arbejderne på vand mest muligt.

I kombination med relativt gode funderingsforhold i højtliggende moræne og/eller kalk kunne herefter vælges et direkte funderet gravitationsfundament i beton/komposit udført på land. Dermed blev arbejderne på vand begrænset til bortskrabning/opgravning og klappning af ikke-bæredygtige lag samt etablering af et afretningslag.

Den bærende bundplade er herefter suppleret med en overbygning, der både fungerer som arbejdsplatform omkring mølletårnet og som iskraft-reducerende konus. Hældningen på denne konus er fastlagt således at belastningen fra is og bølger er af samme størrelse for dermed at minimere den dimensionsgivende belastning.

Konstruktionens skaft er givet ud fra dimensionen på mølletårnet, men den slanke konstruktion giver også en begrænset strømningsmodstand således, at kompensationsafgravning kunne undgås. Bundpladens dimension er bestemt af konstruktionens bæreevne, idet det bemærkes at den store pladetykkelse gjorde det muligt at undvære en vanskelig og dyr forskydningsarmering mellem øverste og nederste armeringslag.

Dimensioneringen af konstruktionen blev foretaget i flere tempi, idet det efter revisionen af lasterne ikke var entydigt om designet var bestemt af ekstremlast eller udmattelseslast. I brudgrænsetilfældet er eftervist, at stålrøret alene kan føre kræfterne ned til bundpladen, der herefter kan fordele kraften ud på funderingsfladen.

Kompositvirkning mellem stålrør og omkringliggende beton gav dog anledning til overførelse af kræfter fra stålrøret til den svagt armerede betonkonus, der blot skulle fungere som isbryder, serviceplatform og egenvægt. For at undersøge effekten heraf blev udført en FEM-modellering af fundamentet, idet der måtte tages hensyn til effekten af revnet armeret beton for at kompositvirkningen kunne modelleres bedst muligt. Det kunne dokumenteres, at den meget begrænsede armering i konussen var tilstrækkelig i såvel anvendelsestilstand som overfor udmattelseslast.

Supplerende blev effekten af gennemgående lodrette revner i betonen fra top af konus til overside bundplade undersøgt, men dette viste kun meget små variationer i forhold til en beregning med intakt beton.

Derudover kunne der, efter entreprenørens valg af udskibningsmetode og -udstyr, foretages en beregning af behovet for lokale og globale forstærkninger omkring i alt 4 løftepunkter i bundpladen.

6. Afslutning

I forbindelse med udarbejdelsen af Designgrundlag og den efterfølgende projektering, er opnået en række erfaringer. En del af disse anvendes som basis for udviklingen af et nyt normgrundlag samt rekommandationer for design af offshore vindmølleparker.

En vigtig erfaring er at de meget store udmattelses- og driftslaster har vist sig at være dimensionsgivende for en række af konstruktionens dele, mens andre dele er ekstremtlast-bestemt. Dette gælder for såvel konstruktion som for funderingsfladen.

I forbindelse med licitationen på fundamenterne til Middelgrundens Havmøllepark, viste der sig ikke konkurrencedygtige alternativer, men med udnyttelsen af den opnåede erfaring og ekspertise søger Carl Bro as videre efter optimeringer og mulige alternativer.

Middelgrunden Havmøllepark



Fundamenter, Designgrundlag og Projektering

Jeppe Blak-Nielsen

Koordinator for offshore
vindmølle-aktiviteter, Carl Bro as



BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark



Oversigt :

- Verdens foreløbig største park : 20 møller á 2 MW i buet enkelt-række
- Gammel losseplads over moræne / kalk
- Miljøhensyn
- Blot 3,5 km til nettilslutning
- Tæt på eksisterende sites
- Relativt beskyttet farvand
- 50 års levetid af fundamenter

BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark



Designgrundlag :

- Normgrundlag :
 - "Gamle" normer (DS 472 ikke opdateret)
 - Teknisk grundlag for typegodkendelse samt Rekommandation
 - Præciseringer som angivet i Designgrundlag
- Fastlæggelse af laster
 - Vindlast fra mølle (BONUS)
 - Andre klimalaster: Bølger / Strøm / Is / Vandstand
 - Skibsstød
- Lastkombination og partialkoefficienter
- Geologi og geoteknik

BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark

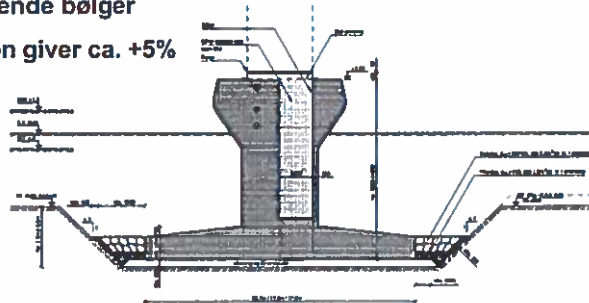


Bølgeklima :

- Bølger fra N : Begrænset af brydning $H_{max} = 3,8 \text{ m}$ ($H_s = 2,6 \text{ m}$)
- Bølger fra NV : Begrænset af frit stræk $H_{max} = 2,3 \text{ m}$ ($H_s = 1,2 \text{ m}$)
- Stejle, nærved (top-) brydende bølger
- Shoaling pga. konstruktion giver ca. +5%

Bølgelaster :

- Erosionsbeskyttelse
- Fundament med konus



BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark



Bølgelast på cylinder med konus

- Vanskelig (uprøvet) geometri
- Stejle, top-brydende bølger på cylindere (Svendsen & Justesen, 1984)
- Dragkraft:
 - Ubetydelig da $D_{\text{fundament}}/L_{\text{bølge}}$ er stor
- Inertikraft (Lundgren, 1972):
 - Trykforskel i afstand $1,8 \cdot$ radius
 - Endelig bølgehøjde afgørende, idet H_b/h stor
 - Effektiv diameter antages og tryk hhv. sug pr. areal bestemmes
 - Konservatisme : Faseforskydning (konus/skaft) ikke medtaget

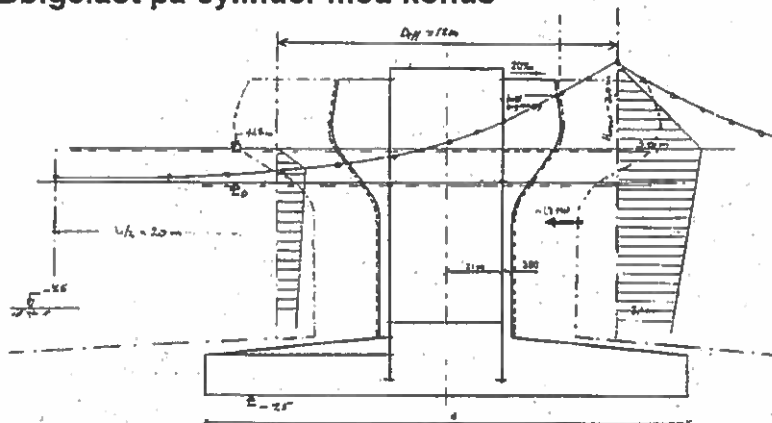
BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark



Bølgelast på cylinder med konus



BYG-ANLÆG

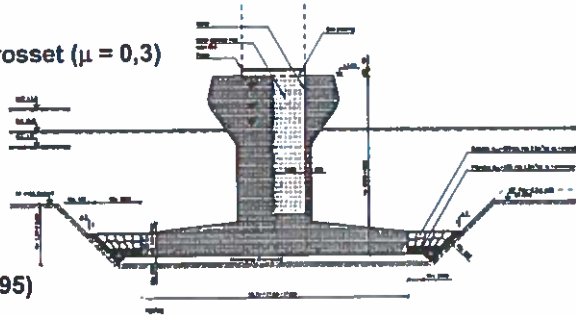
Carl Bro
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark



Isklima :

- Som Øresund / Storebælt : $t = 0,6 \text{ m}$ $r_c = 1.900 \text{ kN/m}^2$ $r_c = 500 \text{ kN/m}^2$
- Drivende flage ($\mu = 0,2$)
- Opbrudssituation fra fastfrosset ($\mu = 0,3$)



Islaster :

- Ekspertgruppe :
 - Brug Ralston, jf. API (1995)
 - Begrænset konus under isdække

BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark



Lastkombination og partialkoefficienter :

• Vind og bølger:

- Scenarie : $1,3 \times (V_{\text{vind, ekstrem}} + B_{\text{ølge, ekstrem}})$

- Statistisk sammensætningsmodel for snitkraft (simuleringer) :

$$\text{Væltende moment (vind): } M_{\text{tot, max}} = ((M_{\text{vind, max}})^2 + (M_{\text{ølger, max}})^2)^{0,5}$$

$$\text{Horisontalkraft (bølge): } F_{\text{tot, max}} = ((F_{\text{vind, max}})^n + (F_{\text{ølger, max}})^n)^{1/n}, n=2^{0,5}$$

- Konservativt anvendes $M_{\text{tot, max}}$ og $F_{\text{tot, max}}$ samtidig.

- Regningsmæssig M og F reduceret 10-15% ift. DS410

BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark



Lastkombination og partialkoefficienter :

• Vind og is :

Scenarier :

- Fastfrosset isdække : $1,3 \times I_{s_{ekstrem}} + 0,6 \times V_{ind_{ekstrem}}$
- Flage i bevægelse : $1,3 \times I_{s_{ekstrem}} + 1,0 \times V_{ind_{max,drift}}$

• Størrelsesorden af karakteristiske kræfter :

Ekstremlast	Horisontalkraft	Angrebskote	Moment i - 8,0 m
Vind	650 kN	+ 60 m	44 MNm
Bølge/Strøm	1 800 kN	- 1,4 m	12 MNm
Is	1 200 kN	+ 1,3 m	11 MNm
Vind+Bølge	2 050 kN	+ 14 m	45 MNm

BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark



Lastkombination og partialkoefficienter :

Lastkombination	Anv. (1.1)	Statiske laster						Dynamisk Udmattelse 5.1
		Brud			Brud			
Dominerende last		a	2.1 b	c	a	2.2 b	c	
Egenvægt	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
- Konstruktion	1,0	1,0	1,0	1,0	0,85	0,85	0,85	1,0
- Ballast	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Opdrift	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Sammensat vind og bølge/strøm	0	1,3	0	0	1,3	0	0	0
Is, Fastfrosset	0	0	1,3	0	0	1,3	0	0
Vind, ekstrem last	0	0	0,6	0	0	0,6	0	0
Is, Flage i bevægelse	0	0	0	1,3	0	0	1,3	0
Vind, max. driftlast	0,6 ^{b)}	0	0	1,0	0	0	1,0	0
Bølge/Strøm, Udmattelse	0	0	0	0	0	0	0	1,0
Vind, Udmattelse	0	0	0	0	0	0	0	1,0

BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark



Projektering

Overordnet forløb:

Okt. 1997 Dispositionsforslag

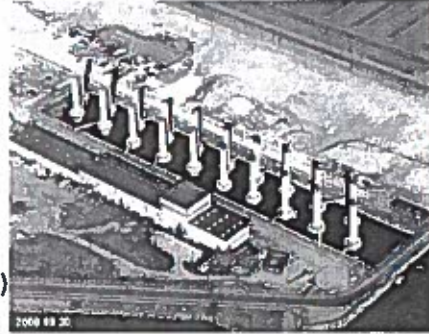
Sep. 1998 Projektforslag

Nov. 1999 Udbudsprojekt
(foreløbig vindlast og geoteknik)

Dec. 1999 Entreprenørkontrakter
(betonfundament, mølle og nettilslutning)

Mar. 2000 Detailprojekt-tegninger for betonfundamentet

Dec. 2000 Endelig typegodkendelse fra DNV



BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark



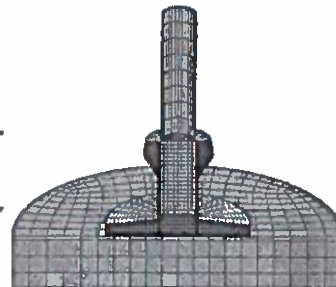
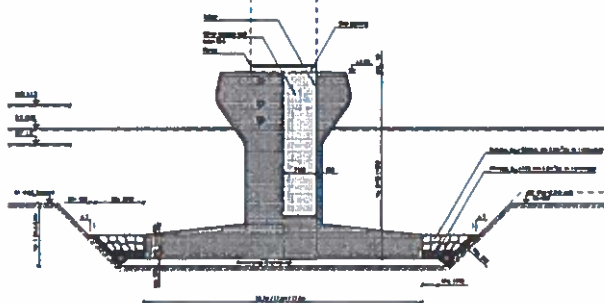
Projektering

Idéen :

- Kendt koncept fra land flyttes offshore
- Arbejde på vand begrænses mest muligt

Resultat :

- Gravitationsfundament i beton / komposit
- Direkte funderet



BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

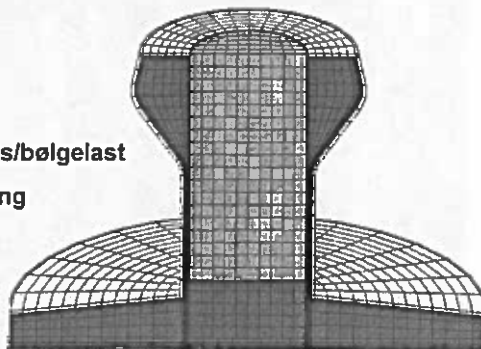
Middelgrunden Havmøllepark



Design :

Ydre geometri :

- Konus, Æstetik, Balance mellem is/bølgelast
- Skaft, Slankt aht. gennemstrømning
- Bundplade, Bæreevneberegning



Dimensionering :

- Ekstrem last : Stålrør alene
- Anvendelse og udmattelse : Kompositvirkning påvirker betonkonus

BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

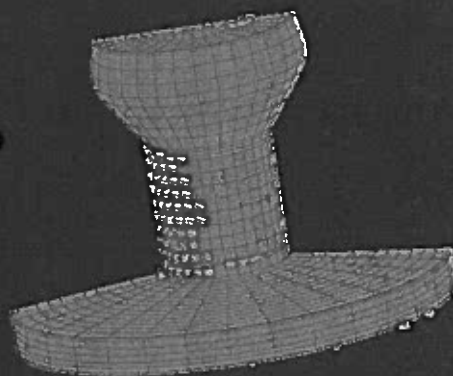
Middelgrunden Havmøllepark



FEM-Modellering :

Revnet (armeret) beton

- Revne-omfang og størrelse
- vurdering af holdbarhed



BYG-ANLÆG

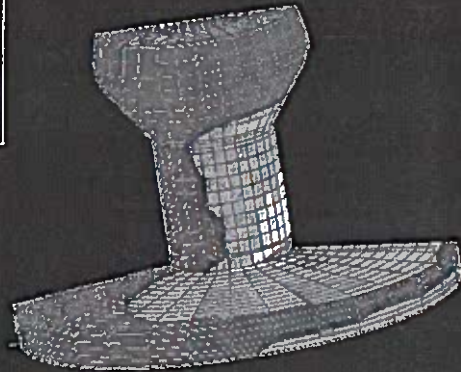
Carl Bro
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark



FEM-Modellering :

- Kompositvirkning/dybler
- Armering, Beton, Stålrør
- Gennemgående revner



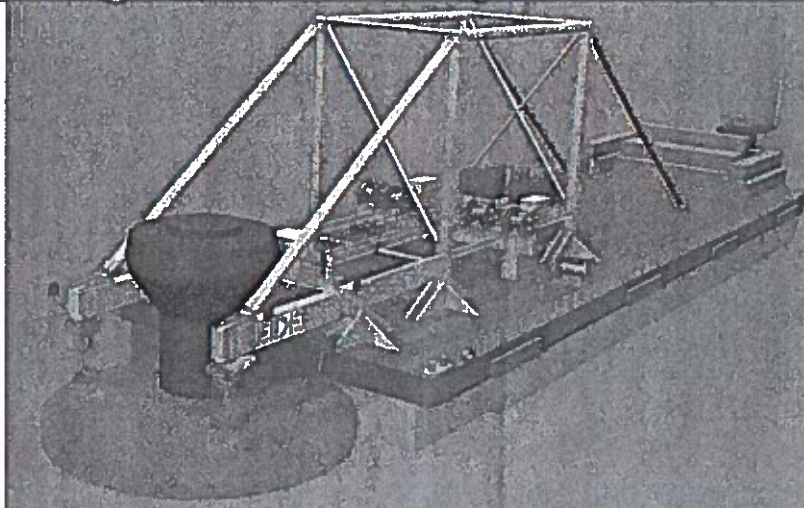
Mulige konstruktive ændringer :

- Sandfyldt centerrør
- Uden dybler

BYG-ANLÆG

Carl Bro 
Intelligent Solutions

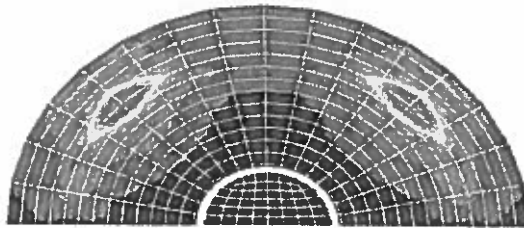
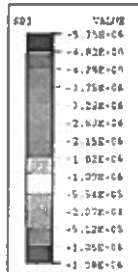
Middelgrunden Havmøllepark



BYG-ANLÆG

Carl Bro 
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark



Entreprenørvalgt udskibningsmetode og udstyr :

- Global styrkeeftersynning
- Lokal forstærkning

BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

Middelgrunden Havmøllepark



Tankevækkere efter Middelgrundsprojektet :

- Normgrundlag under udvikling
- Teknisk grundlag gældende for offshore vindmølle udvikles
- Dokumentation overfor godkendende myndighed
- Udmattelseslaster afgørende (dele af konstruktion og geoteknik)
- Driftslast som den største last
- Konkurrencedygtige alternativer ?
- Nu skal vi bruge den opnåede erfaring og ekspertise !

BYG-ANLÆG

Carl Bro
Intelligent Solutions

OFFSHORE WIND FARMS.

Danish Experiences By Helge Gravesen, David Taylor and Arne Petersen , Carl Bro Group

1.0 ABSTRACT

Denmark has extensive plans for offshore wind farms, and by 2030 parks to generate some 5,500 MW of power will be constructed. Out of this 4,000 MW will be offshore and to date 15 sites have been identified.

Carl Bro Group are currently involved in the programme carrying out basic and detailed design, including EIA for 5 sites where construction is planned to take place before 2005. The first phase consists of the installation of 150MW wind farms. On Middelgrunden, off shore from Copenhagen, a scheme is well advanced to install 20 windmills generating approximately 40MW of power. This project is the largest offshore wind farm in the world and illustrates Denmark's commitment to sustainability.

The paper gives an overview of the plans for offshore wind farms in Denmark and includes a detailed description of the farm at Middelgrunden, with emphasis on environmental, aesthetic, safety, design, construction and installation aspects.

2.0 OFFSHORE WIND FARMS IN DENMARK

2.1 Action plan

In 1996 the Danish power companies (Elsam and Elkraft) were requested by the Environmental and Energy Minister to produce an action plan, requiring the development of 4,000 Mega watts of offshore wind energy before the year 2030.

The following text is a resume of the action plan (Elkraft & Elsam, 1997). It concentrates on the site selection and the design aspects of the wind farms.

An aspect highlighted and having serious consequences to the stability of the power production system in Denmark is the fact that the present power net is undersized at many of the locations where the offshore wind farms will be connected. Separate detailed investigations are underway.

2.2 Screening of potential locations

The potential locations in all Danish waters were screened on the basis of an initial study in 1995 and the following environmental and nature conservation aspects were considered:

- Landscape (including visual aspects)
- Biological (birds, mammals, marine biology)
- Others (including marine archaeology, sand resources, other site restrictions)

The Reference conditions applied to allow the studies to proceed were:

- Power: 1.5 MW
- Rotor: 3-bladed, upwind
- Effect control: pitch, semi-stall, rpm
- Diameter of rotor: 64 m
- Height of hub: 55 m
- Tower: Conical painted steel.

It should be noted relative to land based windmills the height of the hub has been slightly reduced to obtain savings in the foundations. In addition due to economical considerations only water depths of up to 10-15 m were considered.

The evaluation led to the following main conclusions:

- The winds farms should preferably be located at a minimum of 7-10 km from the shoreline to minimise the visual impact
- The investigations on birds and mammals have up till now shown that in general they are less sensitive than initially feared (EU-protected areas are avoided)
- The impact on the marine biology is minimal
- Detailed marine archaeology investigations are required to avoid the most sensitive sites i.e. wrecks and stone age villages
- Construction should take place in a few concentrated offshore wind parks

2.3 Selection of sites

The study led to the selection of primary and secondary areas detailed overleaf, Fig 1 & 2.

The power production potential of the various selected sites are detailed in Table 1 below.

Table 1 Theoretical and realistic power production potential

Primary Areas	Sub-Areas	0-10m water depth		0-15m water depth	
		Theoretical MW	Realistic MW	Theoretical MW	Realistic MW
Horns Rev		1,000	700	1,000	1,000
Læsø Syd		3,600	1,800	3,000	2,700
Omø		1,200	300	2,400	600
Stalsgranø					
Røsnæs/Gæster	Røsnæs	1,000	600	1,200	750
	Gæster Rev	200	150	600	450
	East of Syd-Palster	0	50	700	350
Total		7,000	3,600	12,900	7,350
Secondary Area	Sub-Areas				
Kattegat	Djursland-Læsø	700	450	7,500	2,000
	Opposite Limfjorden	2,800	1,400	7,000	1,800
	NW of Sjælland (Green)	0	50	300	150
Lolland	South-West of Lolland	200	120	650	300
Østjylland	West of Limfjorden	0	0	0	0
Årøsund	South of Årøsund	0	0	80	80
Total		3,700	1,920	15,570	4,370

The theoretical potential applied in Table 1 means that the complete site is utilised with an effect of 7.5 MW/km². However the realistic values should be considered giving due cognisance to distance between mills, scheme economics and visual aspects.

Fig. 1 Primary areas for offshore wind farms



Fig. 2 Secondary areas for offshore wind farms

2.4 Construction scenario

The construction scenario in the first 15 years of the 30 years development period is indicated in Table 2 below.

Table 2 Development scenario until year 2014

Year	Development MW	Accumulated MW	Location Name	ELSAM's System	ELKRAFT's System
Previous	10	10			
2000	40	50			
2001	150	200	Horns Rev 1	150	
2002	150	350	Rønde 1		150
2003	150	500	Læsø 1	150	
2004	150	650	Øst 1		150
2005	150	800	Horns Rev 2	150	
2006	150	950	Guldborg 1		150
2007	150	1100	Læsø 2	150	
2008	150	1250	Rønde 2		150
2009	150	1400	Horns Rev 3	150	
2010	150	1550	Øst 2		150
2011	150	1700	Læsø 3	150	
2012	150	1850	Rønde 3		150
2013	150	2000	Horns Rev 4	150	
2014	150	2150	Rønde 4		150
2015	150	2300	Læsø 4	150	

Assumed environmental conditions and main key data for the initial 5 sites are presented in Annex 1.

2.5 Recent development

The most important recent development is that the windmills are growing in size and production capacity. The first offshore wind farm will be supplied with 1.65-2.0 MW mills, whereas the future wind farms probably will be supplied with wind mills in excess of 3.0 MW.

3.0 MIDDELGRUNDEN WIND FARM

3.1 Denmark's first large wind farm

The wind farm on Middelgrunden will be the front runner for the development of Danish offshore wind farms. The project on Middelgrunden at the time it is constructed, will be the largest offshore wind farm in the world (until the next and larger Danish offshore wind farm is constructed, probably in year 2002). The construction of the offshore wind farm on Middelgrunden can be considered a significant demonstration project. Being just outside the City of Copenhagen it illustrates Denmark's stated commitment that, by the year 2030, 35% of the total Danish energy consumption will be by sustainable sources. The location is shown in Fig 3. with a potential configuration and a concrete gravity type structure shown in Fig 4.

3.2 Site conditions

The site is an old disposal area for dredged materials from the Port of Copenhagen. It may be argued that there is an environmental benefit in the reuse of a contaminated area for the wind park. The sea bed is rather uneven with local hard remains from previously dumped materials. The current in the area has caused the softer materials to be eroded from Middelgrunden. The older disposal materials include some contaminated soft materials (gytja) which are not now permitted. A geo-environmental survey was carried out. The resulting concentrations of contaminants are detailed in Table 3. In total 18 % of the samples were contaminated and 6% were heavily contaminated. However contamination levels have proved less than initially feared due

to erosion with limited additional measures being required.

Table 3 Examples of contamination concentration on Middelgrunden

Various Position No.	Depth, Cm	Ignition Loss % of dry material	Lead mg/kg dry material	Cadmium mg/kg dry material	Chrom. mg/kg dry material	C. mg/kg dry material	Nickel mg/kg dry material	Zinc mg/kg dry material	Mercury mg/kg dry material
A2	05	3.8	28		36	50		84	2,700
A2	30	10.2	160			120		650	
A5	00	0.6	130						0.53
A6	30	1.4	26						0.26
A7	00	0.7							0.52
A8	30	0.7							
B4	30	1.7	41	2.0	130	380	97		
B5	00					31			
B5	30	1.4	19			210			
B7	30	3.0	21						0.51
B8	30	0.7							0.49
C5	11	0.8	60			25		170	12,000
C5	30	3.0	83			34		190	1,500
Uncontaminated			<20	<2	<20	<20	<40	<75	<0.25
Contaminated			20-50	2-3	20-50	20-40		75-100	0.25-0.5
Heavy contaminated			>50	>3	>50	>40		>100	>0.5

The typical water depth is approximately 4.5 metres. Solid foundation layers are stiff clay till and limestone, situated approximately at elevation -6.5 m. Due to these generally favourable conditions less solid seabed materials require to be excavated for reforming around the foundations.

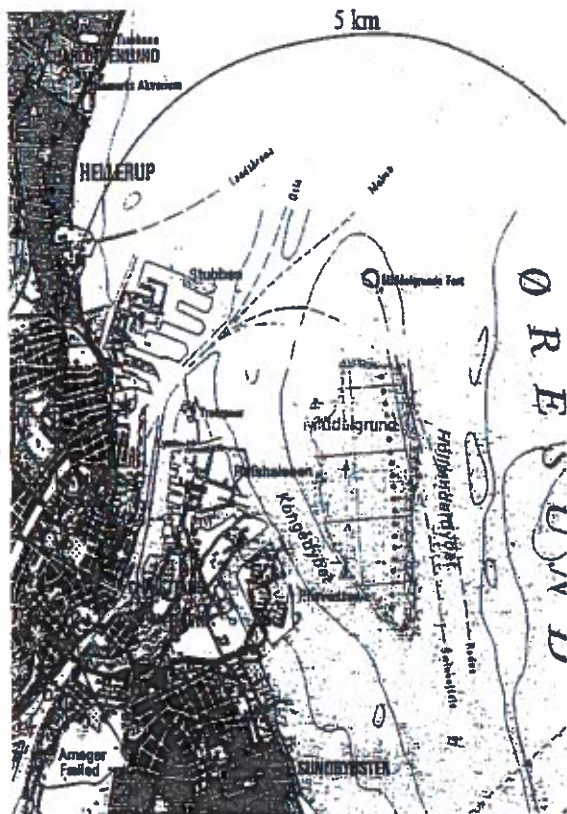


Fig 3 Middlegrunden wind farm off Copenhagen in Oresund

3.3 Aesthetic considerations

As a result of aesthetic considerations evaluated on the basis of detailed visual simulations the project has been revised quite extensively from a configuration with 3 rows, each consisting of 10 windmills to one curved row of 20 windmills. The curved configuration will locate the windmills in a perspective corresponding to curved landscape features on land in the Copenhagen City area.

It is now unanimously accepted that the one row system is much more pleasing than the 3 row system. A complicating factor is an existing land wind farm of 7 No. pieces 0.65 MW mills on a coastal revetment which even though being much smaller, interacts with the visual picture of the new wind farm. It may be concluded that wind parks must be planned in an entirety not on an individual basis so a minor project does not spoil the visual picture of a future larger park. Visual representations are given in figures 5, 6 & 7.

3.4 Design requirements and risk

The design had to consider forces from waves and ice as well as considering the risk of impact from ships passing close by the wind farm area.

The overall design forces are dominated by the overturning moment from the extreme wind forces. The forces from extreme waves and ice in combination with the associated simultaneous wind forces are currently under evaluation.

To reduce the effect of the ice forces and avoid this being the governing design parameter for the foundation, the structure is expected to include an ice force reducing cone. For the current project it will be down-sloping as this results in lower forces and gives a more favourable approach platform.

The wave (and current) design forces are dominated by the inertia forces from steep nearly breaking waves.

The site is located close to the main navigation channel in Øresund named Drogden channel. Even though the water depth is limited to 8 m, very heavy ship traffic is present connecting Kattegat with the Baltic sea. Approximately

30,000 vessels pass each year and Drogden has a rather high risk level for grounding equal to approximately 0.1% per passing vessel due to the narrow and complicated topography. Improvements are expected after recent straightening of the navigation channel. The wind mills cannot be protected against impacting vessels within reasonable costs. Located in approximately 4.5 m water depth they are exposed to smaller vessels and interim size vessels in ballast. The risk for a collision with a wind mill has been quantified to be approximately 8 % per year. This can be translated to 1-2 collisions during a 20 year life which gives acceptable levels with regard to project insurance. A benefit however is that the risk for oil pollution is expected to be lowered due to the fact that the wind mills should sharpen the awareness to the shallow grounds where previously so many groundings have occurred.

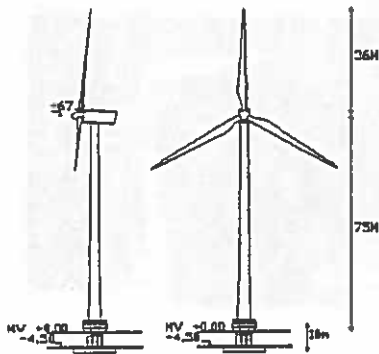


Fig 4 Potential wind mill configuration

3.5 Alternative foundations

With respect to the foundations a concrete solution, a steel solution as well as a monopile have been considered.

The low construction cost for steel in Eastern Europe has made the steel alternative more competitive. The monopile is not an ideal solution for Middelgrunden due to the presence of clay till including boulders and limestone (including hard flint layers). However the competitiveness of a monopile solution will depend very much on how the expected large mobilisation costs are dealt with. These alternatives are illustrated as figures 8 – 10.

3.6 Free water flow through Øresund

The construction of the windfarm will affect the water regime through Øresund and an

evaluation of the consequences for the free water flow has been made. This follows the detailed analysis carried out in connection with the nearly completed Link (tunnel - artificial island - bridge) between Denmark and Sweden. Here the "blocking-question" was a very serious design consideration as a zero-solution with respect to water flow and salinity relative to the Baltic sea was a requirement. On the basis of the related modelling it is possible to estimate the theoretical effect of minor structures like the foundations of the wind farm. Due to the shallow location of Middelgrunden the current is rather weak so the effect of the wind mills is minimal corresponding to a change in the free water flow of 0.001 %. Even though this appears small the required compensation dredging to be carried out if mathematically zero change is a requirement has been calculated. In this case 6,000 m³ of compensation dredging would be required. It has not been decided yet if this small blocking, much less than the estimated accuracy of the applied models (0.5 %) has to be compensated for. Most probably only larger blocking in excess of 0.5 % will be an issue. This aspect is further complicated by the curved configuration of the windpark which results in quite a large uncertainty in the blocking estimate due to the shading effect.

4.0 REFERENCES

Elkraft & Elsam (1997): Havmøllehandlingsplan for de danske farvande (Action plan for offshore windparks in Danish waters)

Carl Bro (1998): Windpark on Middelgrunden. Design concept for foundations. Report to Københavns Belysningsvæsen and Middelgrundens Vindmøllelaug

Niras (1998): Windpark on Middelgrunden. Design concept for foundations. Report to SEAS.

Rambøll and Møller & Grønborg (1997): Vindmøllepark på Middelgrunden. Æstetisk vurdering og visualisering (Windpark on Middelgrunden. Aesthetic evaluation and visualisation)



Fig 5 Visualisation of Middelgrunden wind park (in the background Copenhagen city)

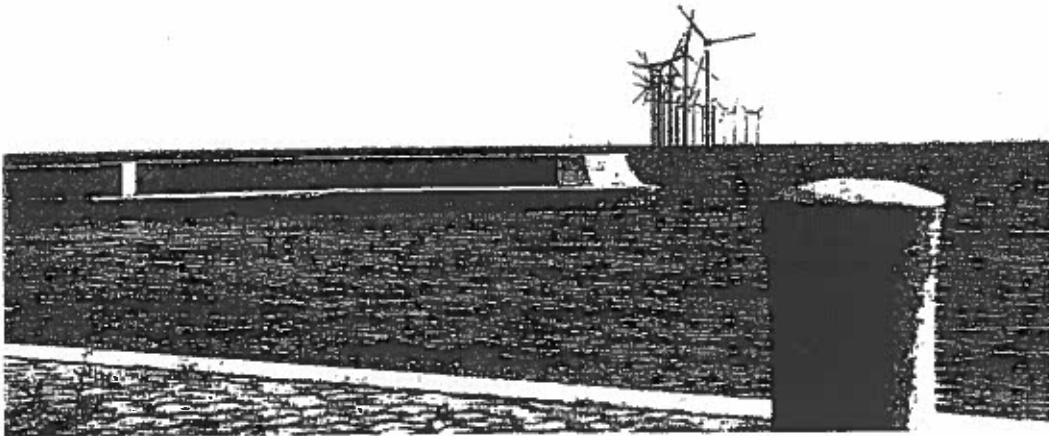


Fig 6 Present curved one row configuration

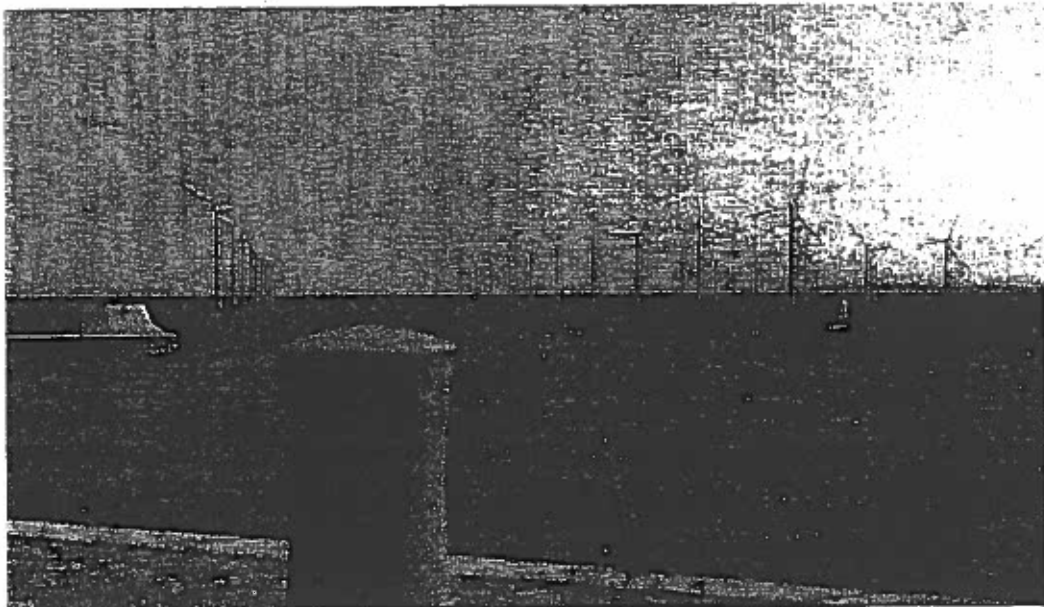
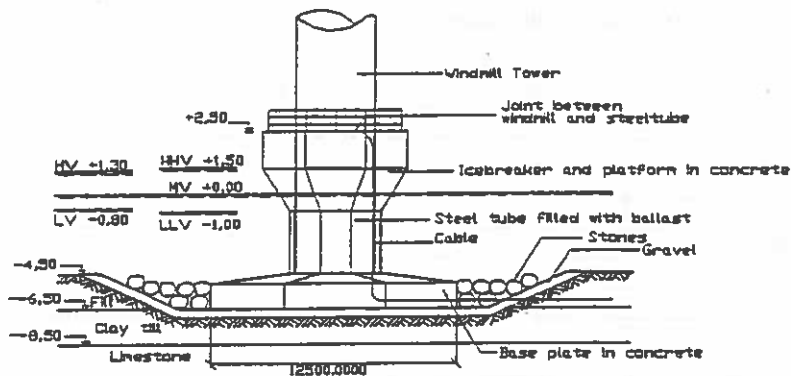
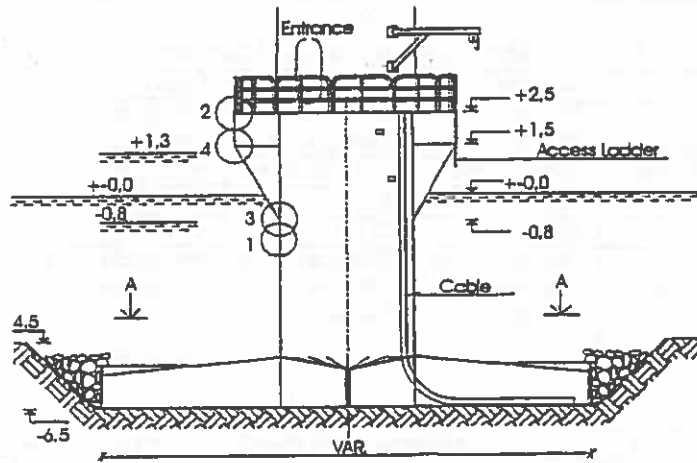


Fig 7 Initial three row configuration



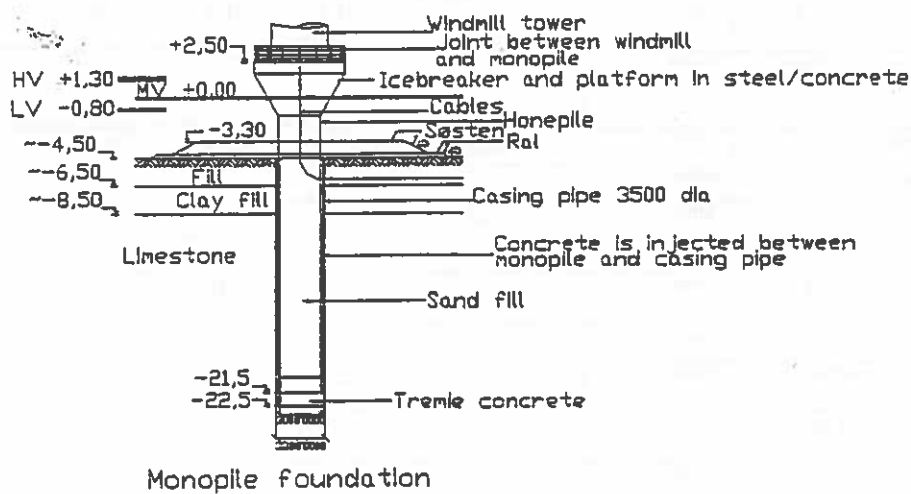
Foundation with a concrete gravity structure (for hub height 65m)

Fig 8 Foundation with a concrete gravity structure (for hub height 65m)



Alternative foundation - steel gravity

Fig 9 Alternative foundation – steel gravity



Monopile foundation

Fig 10 Monopile foundation

Annex 1: Assumed environmental conditions and key data for 5 sites

Table A1 Wind conditions

	All areas					Unit
Extreme wind						
Max. 10 min average wind			41.2			m/sec.
max. 2 sec. Average wind			54.1			m/sec.
Turbulence intensity			10.5			m/sec.
Usual wind						
Turbulence intensity (average)			9.2			%
	Gedser	Rødsand	Oms	Læsø	Horns Rev	
Normal wind						
Year average velocity	9.0	9.0	8.7	9.1	9.2	m/sec
All values refer to 55 m above sea						

Table A2 Wave, current, ice and foundation conditions

	Gedser	Rødsand	Oms	Læsø	Horns Rev
Waves	3.9-7.6 m	3.9-7.6 m	3.9-7.6 m	3.9-8.0 m	3.9-8.6 m
Breaking waves	Breaking waves	Breaking waves	Breaking waves	Breaking waves	Breaking waves
Water level	+1.65/-1.20 m	+1.65/-1.20 m	+1.65/-1.20 m	+/-1.45 m	+/-3.8 m
Current	1.3 m/s	1.3 m/s	1.3 m/s	2.2 m/s	1.5 m/s
Ice	55 cm	55 cm	55 cm	60 cm	No ice
Foundation conditions	Sand Stiff clay till	Thin sand cover Stiff clay till Peat (gytja)	Thin sand cover Stiff clay till Limestone	Post glacial sand Post glacial clay	Post glacial sand, stones and pebbles Migrating sand waves Peat

Table A3 Key data

		Gedser 1	Rødsand 1	Oms 1	Læsø 1	Horns Rev 1
Installed effect	MW	144	144	144	117	120
Net full load hours	hours/year	3287	3330	3014	3380	3530
Investment per MW	Million £	1.24	1.15	1.10	1.17	1.17
Capital costs per kWh	Pence	3	2.8	2.9	2.8	2.7
Operation & Maintenance per kWh	Pence	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Total costs per kWh (cost basis 1997, lifetime 20 years, interest 5%)	Pence	3.8	3.6	3.7	3.6	3.5
Net production	GWh	473	479	434	396	423
Foundations	Million £	27	27	27	22	22.5
Windmills	Million £	85	85	85	70	72
Power Systems	Million £	7.5	7.5	7.5	6.5	6.5
Off Shore Transformer Station	Million £	3	3	30	2.5	2.5
Net Connection	Million £	44	31	23	24	25
Operation and maintenance facilities	Million £	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Design, supervision and handling of authorities	Million £	6	6	6	5.5	5.5
Miscellaneous	Million £	4	4	4	3.5	3.5
Total (cost basis 1997)	Million £	179	166	158	136	140
Total per installed MW	Million £	1.24	1.15	1.10	1.17	1.17

Disposition

- Korte planlægnings tid, hvad det betød
- Hvordan får man et kabel op til møllen?
- Fordele ved at tage tårn sektion med ud
- Kort fra byggefasen
- Arbejdet på havet med dykker
- Arbejde dag og nat
- Hvad har vi lært?
- Er vi så klar?





SPOK ApS & EMU

- Projektledelse F&U projekter
 - Bølgeenergi, Off shore vind
 - Byfornyelse
 - Talegenkendelse som aflastning ved musearbejde
- Evaluering
 - EU og EFP projekter, Biomasse F&U
 - Byggeriets produkt- & procesudvikling
- Rådgivning
 - SeSME for EuroCenter om EU støtte

•Den korte planlægningsstid

- Udbud modtaget november 1999
- Godkendelse ENS 13. december 1999
- Underskrift kontrakter 21. december 1999
- Byggestart februar 2000
- Første fundament på plads 14. oktober 2000
- Første mølle på plads 5. november 2000
- Sidste mølle 12. december 2000
- Første mølle i produktion 28. december 2000

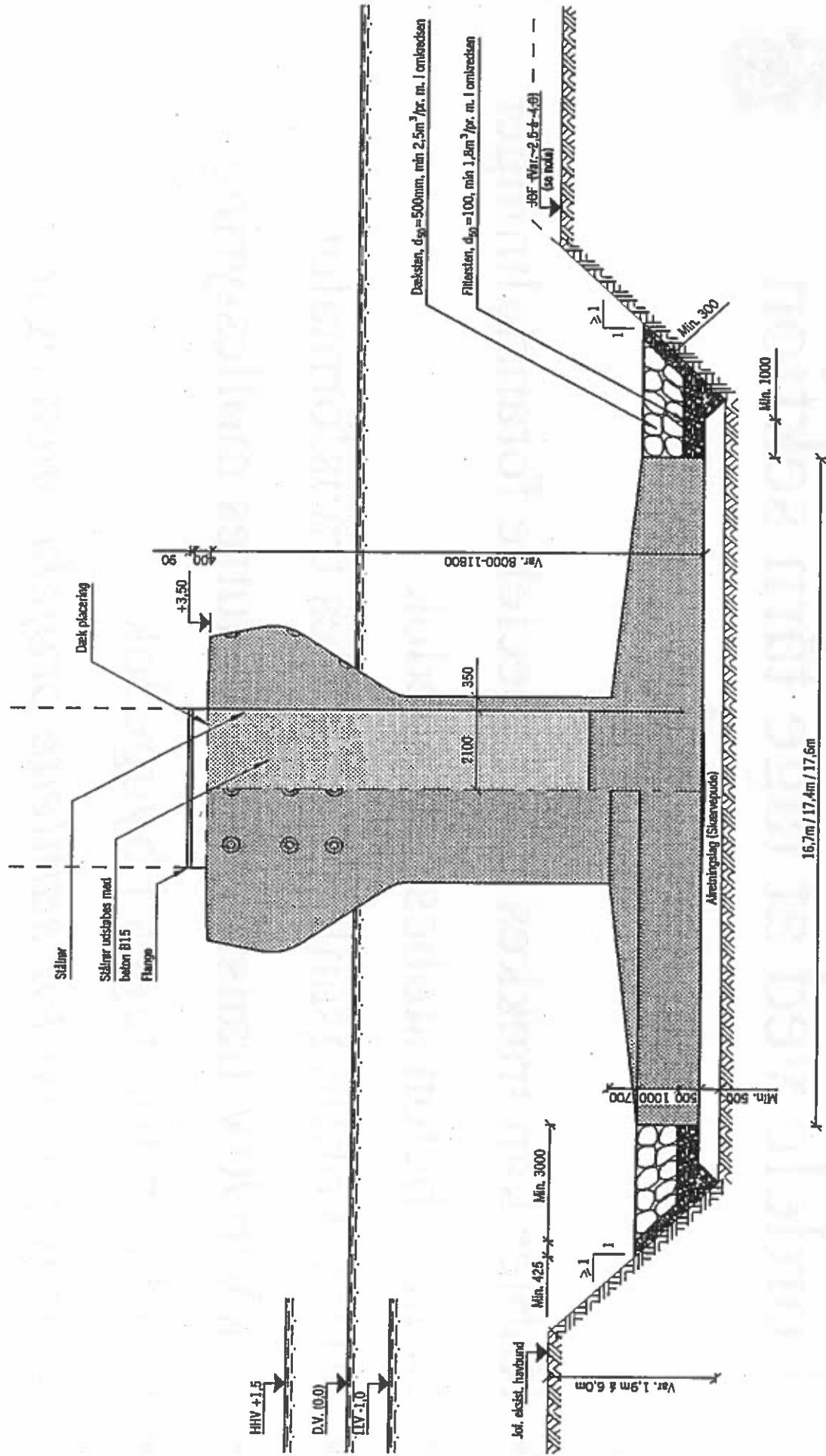


Konsekvenser af presset tidsplan



- Fundamenter detailprojekteres efter udbud
- Beton i stålsvøb i stedet for sand
- Kran til udsejling må ændres
- Stenpude skal komprimeres (lejringsstæthed 0.6)
- To sæt støbeforme må anskaffes
- Vi kommer længere hen i efteråret

Snit af fundament



Bortskrabning / afgravning og afrætningslag

Fordele ved at tage tårn sektion med ud



- Kabler kan trækkes uden specielle foranstaltninger
- Ballast beton støbes i byggedok
- 30 kV koblingsanlæg forbindes transformator
- 30kV/690V transformator tilsluttes møllestyring
- Kold test foretages i byggedok

⇒ tidsgevinst for samlede projekt, men også ulemper ved overlapning af entrepriser og større bindinger mellem entreprenører

Hvad lærte vi?



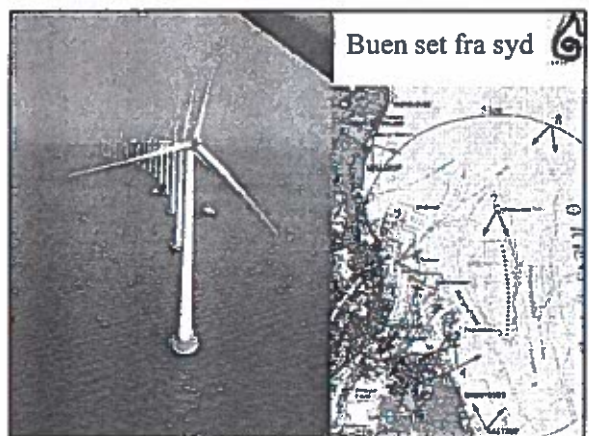
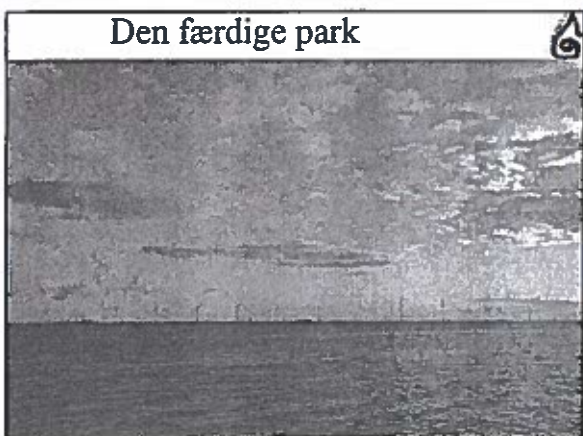
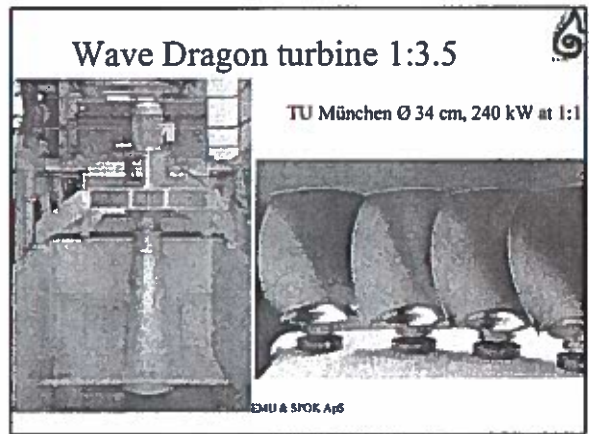
- Udbud af møller skal afsluttes før fundamentter vælges for at undgå ændringer i detailprojekt
- Alle operationer skal så vidt muligt testes forud - også dem der ser simple ud
- Entreprenører inden for byggeri & anlæg tænker meget anderledes end leverandører af maskinleverancer
- Så mange operationer på land som muligt
- Logistikplaner er afgørende for tidsplanen
- Alle operationer, der banale på land, bliver komplicerede på vandet



SPOK ApS & EMU

- Projektledelse F&U projekter
 - Bølgeenergi, Off shore vind
 - Byformyelse
 - Talegenkendelse som aflastning ved musearbejde
- Evaluering
 - EU og EFP projekter, Biomasse F&U
 - Byggeriets produkt- & procesudvikling
- Rådgivning
 - SeSME for EuroCenter om EU støtte

EMU & SPOK ApS



Disposition

- Korte planlægningstid, hvad det betød
- Hvordan får man et kabel op til møllen?
- Fordele ved at tage tårn sektion med ud
- Kort fra byggefasen
- Arbejdet på havet med dykker
- Arbejde dag og nat
- Hvad har vi lært?
- Er vi så klar?

DMU & SPOK ApS

•Den korte planlægningstid

- Udbud modtaget november 1999
- Godkendelse ENS 13. december 1999
- Underskrift kontrakter 21. december 1999
- Byggestart februar 2000
- Første fundament på plads 14. oktober 2000
- Første mølle på plads 5. november 2000
- Sidste mølle 12. december 2000
- Første mølle i produktion 28. december 2000

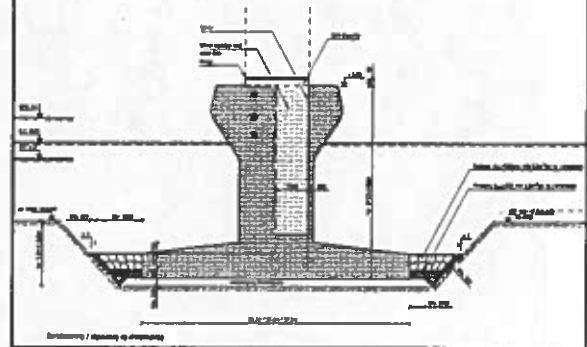
DMU & SPOK ApS

Konsekvenser af presset tidsplan

- Fundamenter detailprojekteres efter udbud
- Beton i stålsvøb i stedet for sand
- Kran til udsejling må ændres
- Stenpude skal komprimeres (lejringsstæthed 0.6)
- To sæt støbeforme må anskaffes
- Vi kommer længere hen i efteråret

DMU & SPOK ApS

Snit af fundament



Er der mon plads?



Test hos Bonus



DMU & SPOK ApS

Fordele ved at tage tårn sektion med ud

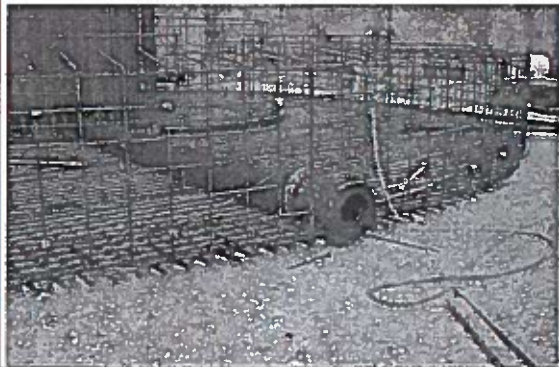
- Kabler kan trækkes uden specielle foranstaltninger
 - Ballast beton støbes i byggedok
 - 30 kV koblingsanlæg forbindes transformator
 - 30kV/690V transformator tilsluttes møllestyring
 - Kold test foretages i byggedok
- ⇒ tidsgevinst for samlede projekt, men også ulemper ved overlappning af entrepriser og større bindinger mellem entreprenører

EMU & SPØK A/S

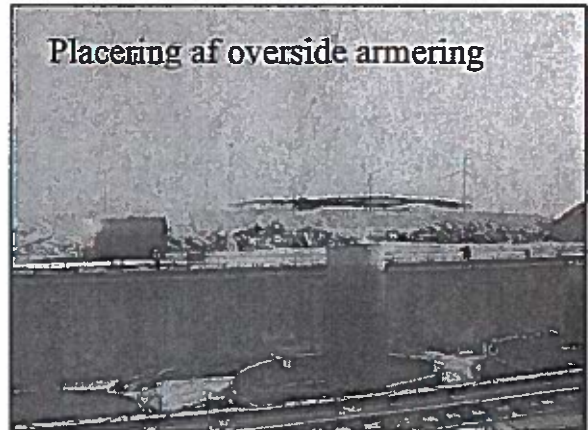
Bunden af dokken april 2000



Indføring af kabel



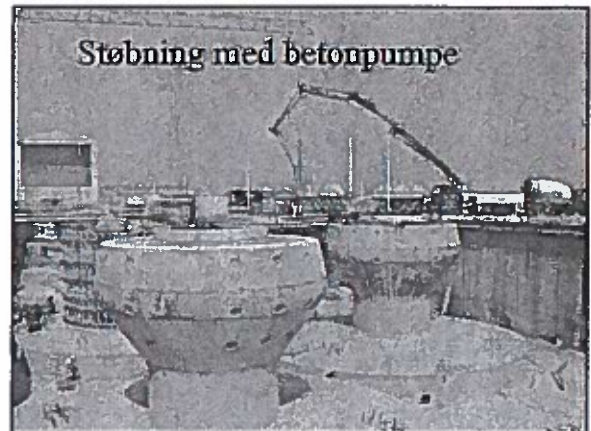
Placering af overside armering

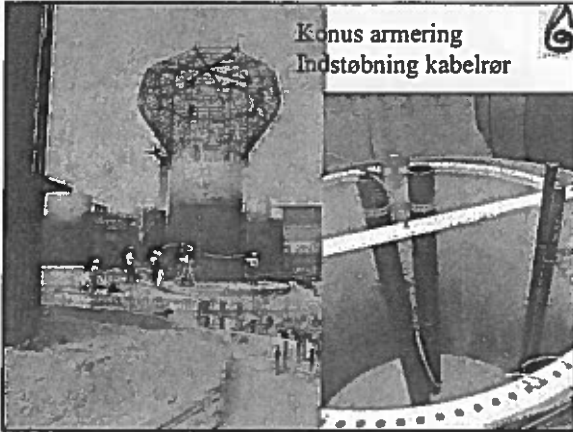


Afdækning nødvendig p.g.a. risiko for temperatur revner

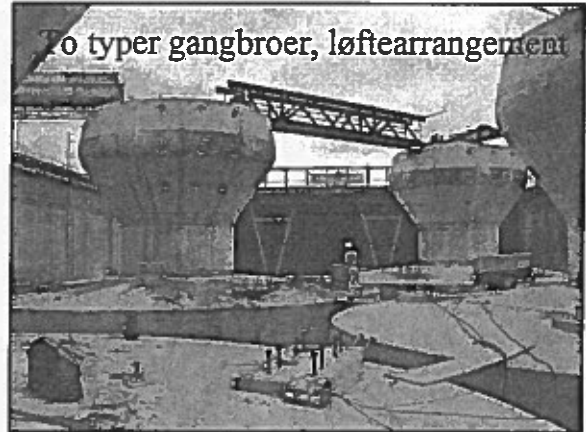


Støbning med betonpumpe

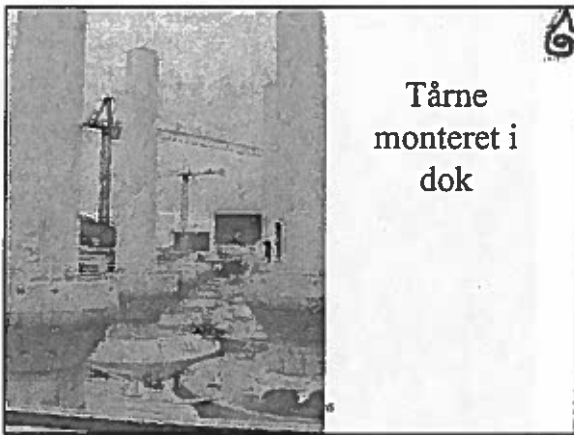




Konus armering
Indstøbning kabelrør



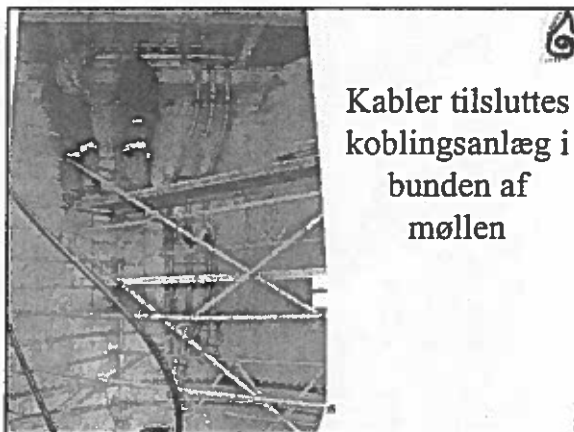
To typer gangbroer, løftearrangement



Tårne
monteret i
dok



Almindelig spand sikrer trækline

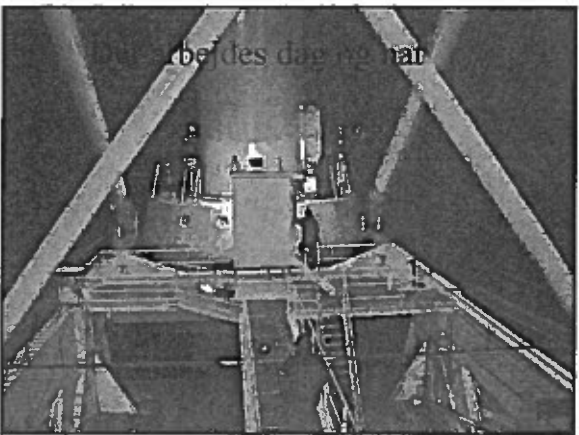
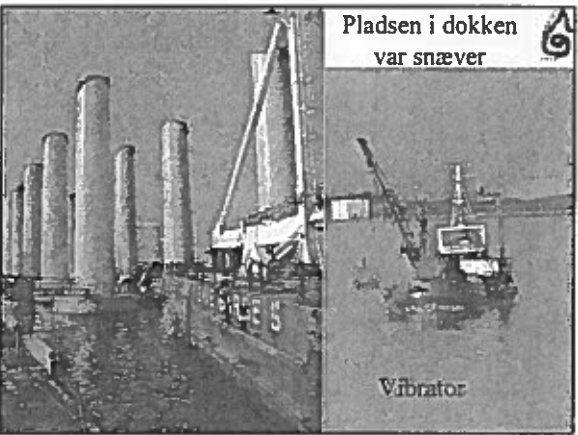
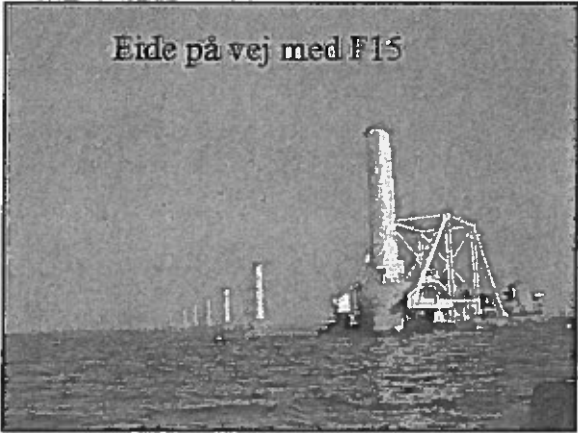


Kabler tilsluttes
koblingsanlæg i
bunden af
møllen



Grab over vandet var undtagelsen





Verdens største havmøllepark starter produktionen



Vindmølleparken på Middelgrunden i Øresund ud for København er nu ved at være færdig. I disse dage opsættes de sidste møller, og produktionen er gået i gang på de første møller.

Hans Chr. Sørensen

Middelgrundens vindmøllepark er foreløbig verdens største havvindmøllepark med en effekt på 40 MW. Parken er det første skridt på vejen mod de næste parker i danske farvande, der hver bliver på 150 MW. Andre steder i Europa er man også på vej mod opførelsen af havmølleparker (se boks). Allerede næste år vil hollænderne overhale Danmark, hvorefter vi igen overtager førerstillingen i 2002.

EU har etableret en arbejdsgruppe, der i 2002 skal komme med forslag til indsatsområder inden for teknik, planlægning etc. for at fremme udbygningen af vindmøller til havs. Fra dansk side deltager ud over forfatteren også Risø i dette arbejde.

Middelgrundens vindmøllepark er speciel i forhold til alle andre havmølleparker ved at 50% af parken er ejet af mere end 8.500 ganske almindelige mennesker organiseret i et traditionelt dansk vindmøllelaug. Finanslovsforliget for 2001 giver mulighed for, at der

vil komme yderligere laugsdannelse til havs, idet der er stillet i udsigt, at der kan etableres 100 MW havvindmøller ejet af laug.

Specielle anlægsforhold ved havvindmøller

Havvindmøller adskiller sig fra traditionelle møller, der opstilles på land, primært ved, at alle installationer om muligt placeres inden i tårnet. På land vil man normalt anbringe transformere og koblingsanlæg til nettet i et lille skur adskilt fra møllen. Da pladsen på havvindmøllernes fundamenter er kostbar, vil disse installationer derfor med fordel blive anbragt inden i tårnet.

For at reducere spændingstab gennem transmissionsledningen vil man ved transmission af strømmen til land med fordel anvende så højt et spændingsniveau som muligt. Dette forhold sammenholdt med, at instal-

lationen skal være inde i tårnet betyder, at man vil anvende 10-30.000 V som spændingsniveau, når afstanden er mindre end 10 km.

Et andet forhold, der adskiller møllerne på vandet fra møller på land er netop deres placering langt fra alle hjælpemidler så som kraner og normale transportmidler. Det betyder, at alt skal planlægges meget nøje, hvis unødigt spildtid skal undgås. Hvis der pludseligt skal anvendes et bår, man ikke har været forberedt på at anvende, vil det typisk tage mere end en time at få fat i udstyret, idet man ikke tager mere udstyr med, end man forventer at få brug for.

Et tredje forhold er, at fundamentene skal fabrikeres på land og udsejles til placeringen, hvilket dels kræver klargøring af havbunden og dels kræver specielt kranudstyr.

Endeligt kommer det forhold, at strøm, vandstand, bølge- og vindforhold er helt afgørende for, om der kan arbejdes optimalt på vandet. På Middelfrunden kunne de fleste gravefar-tøjer kun arbejde i vindhastigheder op til 10-12 m/sek. lidt afhængigt af vindretningen, udsejlingen af fundamenter var afhængig af både vandstand og bølgehøjde, mens opsætningen af møllerne kun kan ske ved vindhastigheder mindre end 8 m/sek. ved vandoverfladen. Yderligere kommer,

at man ved de fleste operationer arbejder med dykker. Dette indebærer, at når man f.eks. er i gang med komprimering af skærvepuderne under fundamentene ikke samtidigt ved nordgående strøm kan foretage udgravning direkte syd herfor. Tilsvarende vil de forskellige flydekraner og kabeludlægningskibet være fastholdt af ankre, der betyder, at der skal være mindst 350 meter imellem hvert fartøj (se boks om samtidige aktiviteter).

Planlægning vigtig for succes

Logistik og planlægning bliver hurtigt en afgørende faktor for projektets succes. De gode dage på vandet skal udnyttes optimalt, så der sker koordinering hver morgen mellem de forskellige entreprenører, for at man ikke går i vejen for hinanden. Flere møller blev således opsat kort før midnat, og der tages ikke hensyn til normale arbejdstider, når man arbejder på vandet. Sikkerheden bliver ligeledes et vigtigt punkt, når der arbejdes op til 40 personer på forskellige møller hver dag og nogle af dem skal flyttes rundt mellem møllerne i løbet af dagen.

Ved Middelfrundsprojektet har fundamentsentreprenøren haft fortrinnsret i planlægningen, da hvert fundament er forskelligt og de kun kan anbringes i den rækkefølge, som

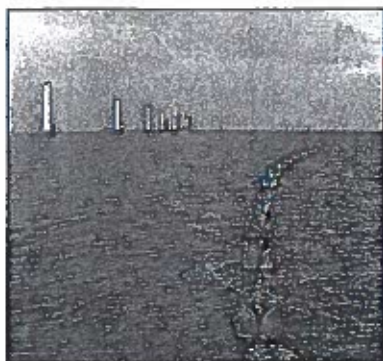
de er anbragt i dokken på det gamle B&W skibsværft.

Planlægningen af møllernes idriftagen har herefter haft den næsthøjeste prioritet, idet kablet til Amagerværket udgår fra den midterste mølle. Det betyder, at de midterste møller, hvis ellers strømforhold etc. har tilladt det, er blevet sat op først. På den måde har det været muligt successivt at tilslutte møllerne ud fra den midterste mølle. For at undgå en konflikt om, hvilke møller der skulle tilsluttes først, er det besluttet, at al produktion under byggefasen fordeles ligeligt mellem parterne.

Levetid

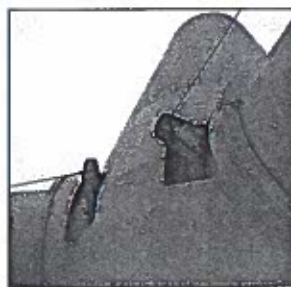
Møllerne er dimensioneret ud fra en levetid på 25 år, hvilket svarer til den koncession, der er givet fra Energistyrelsen og den tekniske levetid for teknologien. Fundamentene derimod er dimensioneret for 50 års levetid.

Hans Chr. Sørensen driver virksomhederne EMU og SPOK ApS og er ansat af SEAS's Vindkraftafdeling som projektleder for opførelsen af fundamenteme. Hans Chr. Sørensen har endvidere været blandt initiativtagerne til dannelsen af laugget og har forestået en stor del af forundersøgelserne, herunder VVM redegørelsen. E-mail: hcs@spok.dk



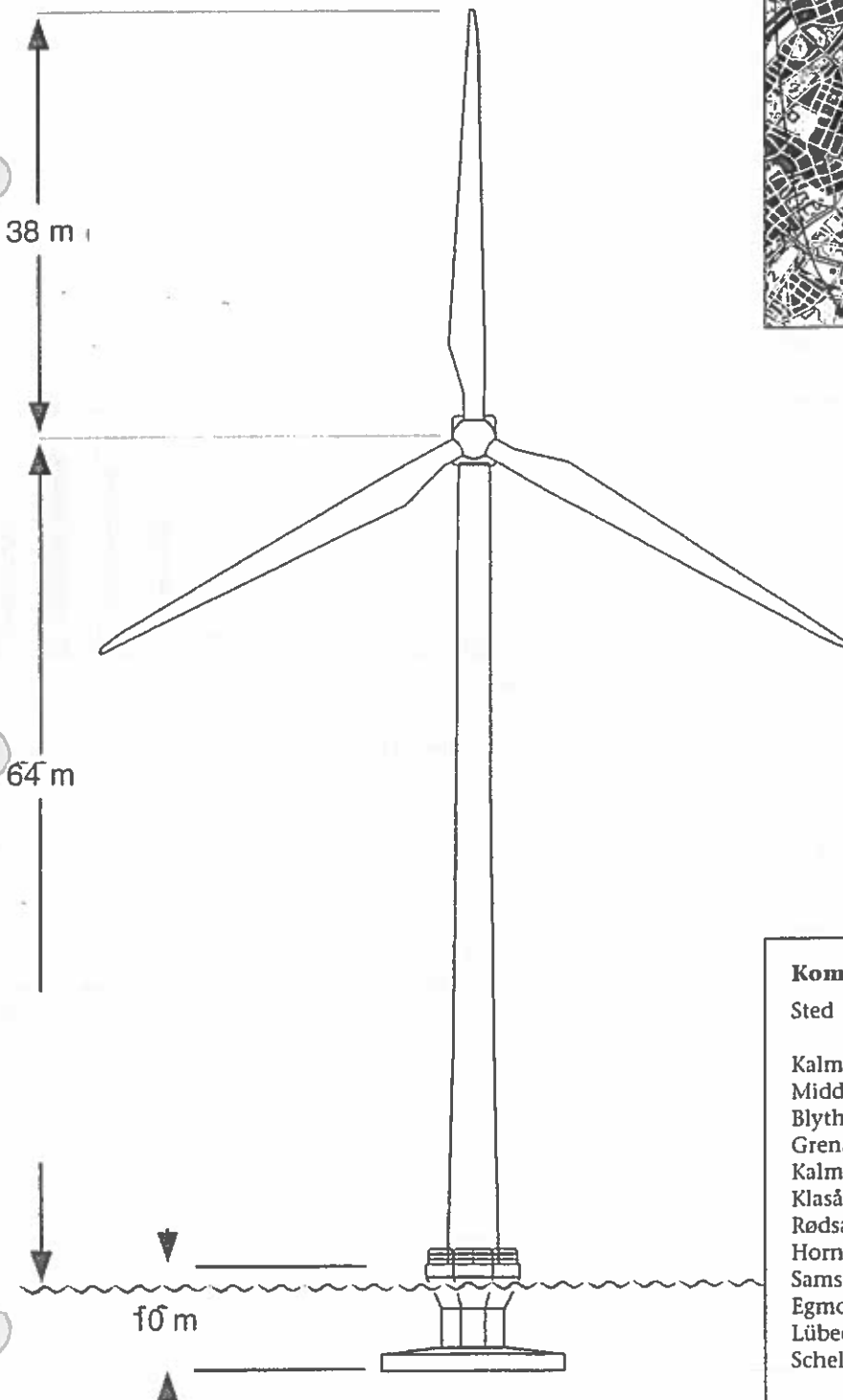
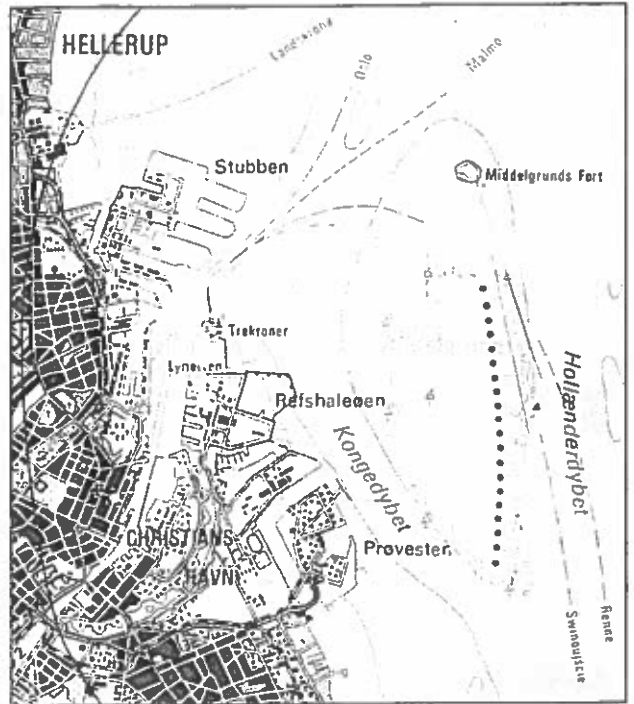
Aktiviteter, der foregår samtidigt på vandet

- Gravning af render til kabler med dykker
- Udlægning af kabel mellem to møller samt optrækning af kabel i mølle med dykker
- Udgravning af fundamenter med dykker
- Udlægning af skærver til stenpude med dykker
- Komprimering af stenpuder med dykker
- Afretning af komprimeret stenpude med dykker
- Udsætning af fundament med dykker
- Opsætning af mølle
- Afprøvning af mølleautomatik
- Tilslutning af søkabel og lyslederkabel
- Afprøvning af relæer og andet koblingsudstyr.



Data for Middelgrundens Havmøllepark

Bygherrer: Middelgrundens Vindmøllelaug I/S og Københavns Energi
 SEAS er forretningsfører for de to bygherrer
 Carl Bro a/s er rådgiver for fundamenterne
 Monberg & Thorsen / Pihl & Søn er entreprenører for fundamenterne
 Bonus Energy leverer møllerne
 NKT Cable og Siemens står for nettilslutning og transformator
 Byggeriet koster for alle 20 møller ca. 350 mil. kr.
 Forventet produktion 90-95.000.000 kWh/år
 Nærmere oplysninger om projektet fås på www.middelgrunden.dk



Kommende havvindmølleparker i Europa:			
Sted	År	Effekt	Land
Kalmarsund	2000	11 MW	SE
Middelgrunden	2000	40 MW	DK
Blyth	2000	4 MW	UK
Grenå	2001	18 MW	DK
Kalmarsund	2001	10 MW	SE
Klasården	2001	42 MW	SE
Rødsand	2002	150 MW	DK
Horns Rev	2002	150 MW	DK
Samsø	2002	22 MW	DK
Egmond	2002	100 MW	NL
Lübeck	2002	100 MW	GE
Schelde	2002	100 MW	BE

MIDDELGRUNDEN 40 MW OFFSHORE WIND FARM, A PRESTUDY FOR THE DANISH OFFSHORE 750 MW WIND PROGRAM.

Soerensen, H. C.¹, Larsen, J. H.², Olsen, F. A.³, Svenson, J.³, and Hansen S. R.¹

¹ EMU, Energy & Environment Consultancy
Blegdamsvej 4-1.tv DK-2200 Copenhagen N Denmark, Tel. +45 3536 0219, Mob. +45 2811 0219, Fax +45 3537 4537
E-mail: emu@emu-consult.dk, Web: http://www.emu-consult.dk.

² Copenhagen Environment and Energy Office, KMEK
Blegdamsvej 4-B, DK-2200 Copenhagen N Denmark, Tel. +45 3537 3636, Fax +45 3537 3676
E-mail: kmek@sek.dk.

³ SEAS
Slagterivej 25, DK-4690 Haslev, Denmark, Tel. +45 5631 2700, Fax +45 5631 5042
E-mail: Frank.A.Olsen@seas.dk, Jan.M.Svenson@seas.dk.

ABSTRACT

The Middelgrunden project is an offshore wind farm with a rated power capacity of 40 MW. The contracts have been signed December 1999, and the park will be operational in the autumn 2000. The project consisting of 20 wind turbines at each 2 MW, will be situated just 2 km outside the Copenhagen harbor on shallow water (3-5 meter depth). The use of the area is restricted due to its former use as a dumpsite for harbor sludge. The wind farm is owned fifty/fifty by a wind energy cooperative and the Copenhagen Utility. This article summarizes the experiences from the planning of the project, and draws the perspectives for the future development of offshore wind power in Europe.

Key words: wind, energy, offshore, foundation, renewable, Danish, cooperation.

INTRODUCTION

Today more than 100,000 Danish families are members of wind energy cooperatives and such owners have installed 80% of all Danish wind turbines. Until recently, the cooperatives were a very important and dominant factor in the development of the Danish wind energy sector (see figure 1). Since then, single person ownership has by far superseded the importance of the cooperatives. In the coming years the utilities are expected to play an increasing role in the establishment of large-scale offshore wind farms. The program of the Danish utilities alone has a total power of 750 MW within the next 8 years (The Offshore Wind-farm Working Group, 1997; Svenson et al., 1999).

The Middelgrunden project has obtained planning permissions in May 1999 and formal political approval from the Danish Energy Agency in December 1999. Contracts with the turbine manufacturer and the foundations and grid contractors have been signed in December 1999.

A long-term contract governing the wholesale price of the energy production of the farm, as well as grid connection costs are currently

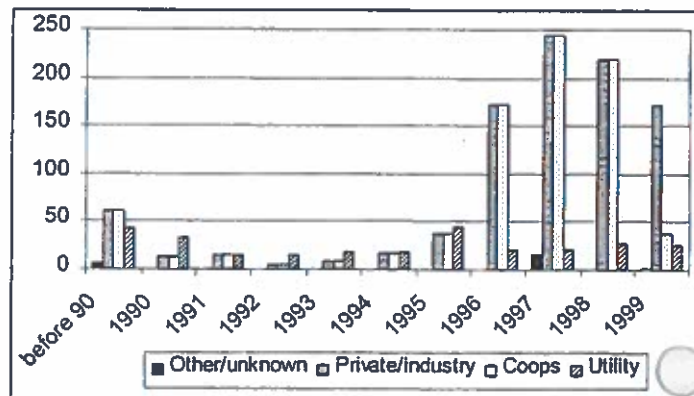


Figure 1 Development in ownership of wind farms in Denmark MW installed power each year. (Nielsen, 1999).

being negotiated with the Danish Energy Agency. An ongoing restructuring and liberalization of the Danish energy market including new regulation mechanisms for the renewable energy sector have complicated the negotiations.

PRESENTATION OF THE PROJECT

The proximity of the site to Copenhagen has right from the beginning of the planning process in 1997 called for investigations concerning the visual and environmental impacts.

In order to initiate such investigations 5.1 million DKK (680,000 EUR) from the Danish Energy Agency was granted. The purpose of the grant was to investigate the technical and environmental aspects

of offshore wind power, on the specific site near Copenhagen. Furthermore, the grant covered an analysis of the organizational and economic aspects of the cooperatively owned part of the project, since cooperatives by nature do not possess any financial means at the early planning stages.

THE UTILITY

Also in 1996 the Copenhagen Utility took the first step to investigate the feasibility of an offshore farm at Middelgrunden.

The Municipality of Copenhagen owns¹ the Copenhagen Utility. After 2 years of negotiation and overcoming political differences, a contract between the cooperative and utility was established.

The department of wind power at the utility SEAS, acts as consultant for the Copenhagen Utility, and is heading the project organization for the establishment of the wind farm.

THE FINANCING OF THE COOPERATIVE

The cooperative's part will consist of 40,500 shares. One share represents a production of 1,000 kWh/year, and is sold for 4,250 DKK (567 EUR).

All shares have to be paid up front in order to follow the constitution of the cooperative.

By now, more than 8,000 persons, primarily in the local area, have joined the cooperative. The cooperative will be the world's largest wind energy cooperative, and the project will be the largest wind farm worldwide based on dual ownership, and the largest offshore wind farm in the world.



Figure 2. Visualization of the layout of the wind farm east of Copenhagen Harbor (Moeller & Groenborg, 1998)

THE OWNERSHIP AND ORGANIZATION

In Denmark (particularly in the Copenhagen area) it is necessary to look for alternative sites for wind farms, if the policy goal of concerning future utilization of renewable energy sources in Denmark, is to be fulfilled. The involvement of large-scale cooperatives in this process is essential to legitimate the process and gain public support with a site located this close to a city.

THE COOPERATIVE

In 1996, the Copenhagen Environment and Energy Office and the Copenhagen Utility, each with their own background, took the initiative to propose the project. It was agreed that the project was to be owned fifty-fifty by the utility and a cooperative founded for the purpose.

At the Copenhagen Environment and Energy Office, a working group on a grass roots level was formed. It consisted of citizens from the Copenhagen area with all kinds of personal and educational backgrounds, sharing a common interest in wind power.

This grass root initiative resulted in the establishment of the wind energy cooperative Middelgrundens Vindmoellelaug I/S, hosted by the Copenhagen Environment and Energy Office, with the consultant EMU serving as secretary for the cooperative.

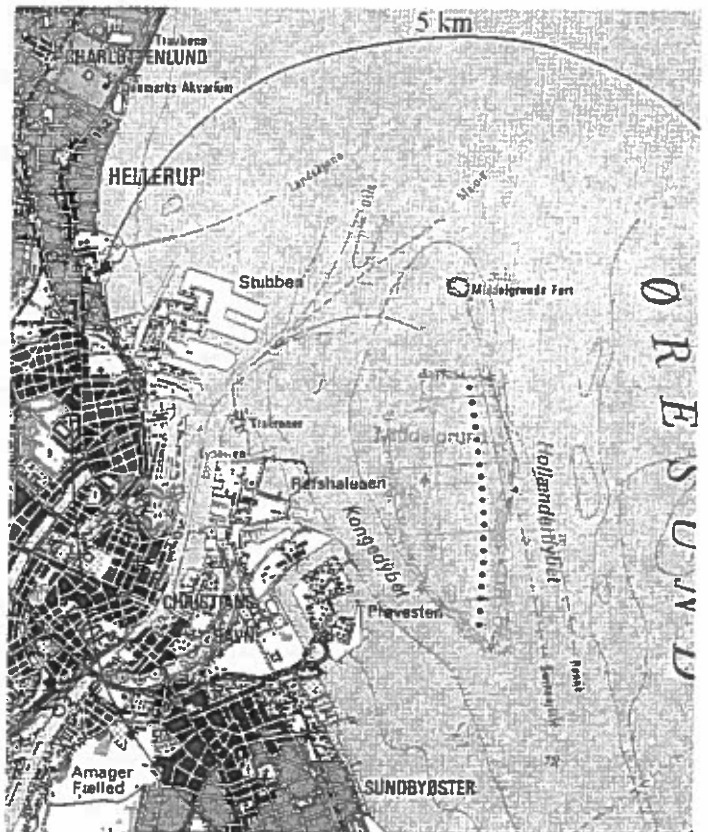


Figure 3 The location of the Middelgrunden wind farm (Soerensen et. al., 1999 p.23)

¹ Recently the Copenhagen Utility has merged with SK-Energi covering most of the energy production in the eastern part of Denmark.

THE TIME SCHEDULE

The restructuring of the electricity sector and the introduction of a new regulation mechanism governing the wholesale price of renewable energy resulted in a very narrow timetable for the decisions connected to the project. The new regulations meant, that the contracts with the turbine manufacturer and the foundations and grid contractors had to be signed before the end of 1999, to allow optimal grants from the Renewable Energy Scheme.

To achieve this was not an easy task, due to the three public hearings the project had to pass, before it could be realized.

First, the project had to pass a public hearing in 1997. Because of general public resistance, especially regarding the visual impression of the project, the size of the farm had to be downgraded from the originally proposed 27 turbines, to 20.

Secondly, this new modified project was exposed to a new mandatory hearing, focusing on the visual impression, which it passed.

Thirdly, the project had to pass a public hearing based on the careful environmental impact analyses carried out during the summer of 1999. In accordance with the ESPOO Convention, hearings were held in Denmark as well as in Sweden.

After this procedure, an official permission could not be expected before the end of November. The limited time from the final decision to the upstart has asked for large flexibility and cooperation from all partners involved in the project.

The contractors could not start working at sea before in April 2000, because of risk of ice on the sea, and the wind turbines have to be put in place before the usual autumn storms are expected in October November 2000.

First by the end of the project we will know about potential savings which could have been obtained without this strict timetable.

Table 1 Timetable for the establishment of Middelgrundens wind farm

First public hearing (visual impact)	June - September 1997
Second public hearing (visual impact)	June - September 1998
Third public hearing (environment)	July - October 1999
EU pre-qualification	February - August 1999
Public tender turbines, foundations and grid	October 1999
Signing of contract	December 1999
Casting concrete	April - July 2000
Work on sea bed	May - June 2000
Placing caissons	August - September 2000
Placing turbines	September - October 2000
Placing grid connection	September - October 2000
Upstart production	November 2000

THE PUBLIC AWARENESS

The public attitude towards wind power in Denmark is to some extent self-contradictory. In general there is a very positive attitude, but there are signs that people are unwilling to accept turbines in their own neighborhood. In realizing this project it has therefore been of utmost importance to establish a fruitful dialogue with individuals and NGOs, sharing this attitude. Especially it has been a challenge to convince them that a large-scale exploitation of wind power necessarily implies changes in the landscape.

In depth analyses have been undertaken in order to visualize the impact of 20 turbines (Jessien & Larsen, 1999). This has been important due to the controversial site selected for the project. Furthermore, the visualizations have been widely used as comprehensive illustrations to be used in the public hearings, which have been organized throughout the planning period. Several reports and brochures about the visual impact have been published (Moeller & Groenborg & Ramboell, 1997; Moeller & Groenborg, 1998; Jessien & Larsen, 1999; Soerensen et. al., 1999).

The original project dating back to 1997 consisted of 27 turbines (each 1.5 MW) placed in three rows. After the public hearing in 1997 the layout of the park was changed to a slightly curved line chosen in accordance with the historical development of the Copenhagen defense system around the City. At the same time, the number of turbines had to be decreased to 20. But as the technological development of wind turbines in the mean time had produced new larger turbines, the reduction in the number of turbines could be fully compensated by using larger turbines. The changes could therefore be implemented without decreasing the installed power of the park.

THE ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS

With respect to the environmental impact, independent consultants have analyzed the following subjects:

- The risk of leaking debris and heavy metal contamination from the former dumpsite.
- Noise propagation.
- Influence on the free flow of water in Oeresund.
- Risk of collisions with vessels.
- Impact on flora and fauna.
- Risk of finding shipwrecks and deposits from the Stone Age archaeological interest.

In accordance with the EU directive governing environmental impact assessment (EU, 1997), such investigations have to be completed before a project of this type can be started. The results have been published in several reports, and are summarized in an environmental impact study (Soerensen et. al., 1999).

The conclusion regarding pollution from harbor sludge was, that 3-4 sites was contaminated by heavy metals (mercury and copper) (Soerensen & Naef, 1999; Miljoekontrollen, 1997). The most environmentally friendly method to overcome this problem is to treat the sediment as little as possible during the dredging work. Computer simulations have been carried out in order to optimize the working condition regarding dispersion of sediment to the sea.

The establishment of the wind farm will only reduce the water flow in the belt between Denmark and Sweden with 0.0012% (LIC Engineering, 1999). It has been necessary to investigate this matter, as the change in flow can influence the breeding of codfish in the Baltic Sea. In order to compensate the decrease of water flow in the Belt caused by the foundations it has been discussed to remove some 4,000 m³ of deposits from an optimal place on the ocean floor. The accuracy of the theoretical calculation of a reduction of the water flow does however not justify compensation treatment when talking about this small amount of deposits to be removed.

Noise propagation has been calculated, but it is not supposed to yield any problems, as the distance to populated areas is more than 2 km (Soerensen et. al., 1999).

In order to establish the influence on fauna and flora, video inspection has been performed before the upstart (Hedeselskabet, 2000). Similar inspections will be carried out just after the finalizing of the project and 3 years the establishment of the wind farm.

THE WIND PARAMETERS

Meteorological measurements have been collected on a 45-meter mast at Middelgrunden from October 1997 to the end of 1999. The characteristics of these data, including wind speed profiles, turbulence intensity, directional variability and stability, have been described (Barthelmie, 1999).

The data has been extrapolated to the turbine height of 64 meter, by comparison to wind data obtained at a height of 77 meters from the Risoe mast, using an amended version of the Weibull correction method and correlation/linear regression. WASP has also been employed with standardized wind climatology for Denmark and with the actual measurements at the site.

Using these techniques, 'best' estimates of the average wind parameters at the mast location can be calculated (see table 2).

Table 2 Wind parameters at Middelgrunden

Wind speed at 48-m height	7.2 - 7.4 m/s
Weibull scale parameter at 48-m height	8.2 - 8.3 m/s
Weibull shape parameter at 48-m height	2.2 - 2.5
Energy density at 48-m height	370-420 W/m ²
Turbulence intensity at 48-m height	0.10-0.12
Estimated power output (64-m hub-height)	4.1-4.5 GWh/year

(Barthelmie, 1999)

THE WIND TURBINES

The turbines installed on Middelgrunden will be the first 2 MW turbines to be demonstrated offshore. The turbines will set new standards in terms of economic performance for wind energy technology. Larger turbines than 2 MW could have been chosen, but a decision, that the turbines had to have at least some months proven track record, limited the maximum size to 2 MW.

The turbine manufacturer chosen after the tender was Bonus Energy. The turbine data is shown in table 3.

To avoid very high maintenance costs, the turbines are constructed in a way that the main components can be changed without using an external crane.

Table 3 Key data for the 2 MW wind turbine from Bonus Energy.

Hub height	64 meter
Rotor diameter	76 meter
Total height	102 meter
Estimated power output	88 GWh

THE LOAD ASSUMPTION

Only little experience is available about how to establish the load combination with respect to wind, waves and ice loads.

Parallel to the design of the foundations several working groups have been active in order to establish a future norm for load assumption for offshore wind turbines (Carl Bro et. al., 2000; Thøgersen and Larsen, 1999).

It is evident that the construction of two big bridges in the Danish seas during the last 5 years has given a good basis for establishing a discussion about the load conditions. But as the combinations of wind and wave loads to be taken into account are of significantly different importance for bridges and wind turbines, a new set of construction norms has to be developed.

Special considerations have been given to:

- The fatigue strength.
- The combination of waves and wind.
- The turbulence caused by the relatively short distance (2.5 times the rotor diameter) between the wind turbines.
- The ice load combined with the maximum wind load.

50 years has been chosen as live length of the construction. Even the life span of the turbines itself usually is assumed to be 20 years.

The extreme wind velocity is assumed to be 55 m/sec and the mean wind velocity under service is 25 m/sec at the hub-height.

The extreme wave parameters are height 3,8 m, period 6.0 sec, and length 40 m.

The design moment is about 60 MNm from the wind and the 12 MNm from the waves.

The relatively bad soil on 13 sites causes that the horizontal forces from waves and twisting of the tower at some of the sites have been deciding for the dimension of the concrete slab.

THE SOIL

The seabed is situated between 2.5 and 5 meter under sea level.

The deposit was situated almost randomly on the 3.4-km long line where the turbine will be placed. There was at the sites to the north in general more waste - up to several meters - than to the south.

The original subsurface consists of limestone with large agglomerates of flint stone. The surface is destroyed in the upper surface by the passages of the glaciers 10-15,000 years ago. At some sites the thickness of glacial sand and clay was up to 4 meters. At other places there was only 20 cm of sand.

At 7 sites the foundation could be placed directly on the glacial deposits with shear strength of 300 kPa. At 13 sites the deposits including glacial deposits have to be removed to obtain sufficient shear strength, 150 kPa.

THE FOUNDATION

One very important technical issue has been to develop the most appropriate foundations. Through optimization it has been possible to gain substantial savings.

From the pre-investigations made by the independent consultant engineers Carl Bro and Niras, two types of foundations were initially analyzed:

- A standard gravity caisson foundation used for wind turbines on land based on steel or concrete.
- A monopile solution.

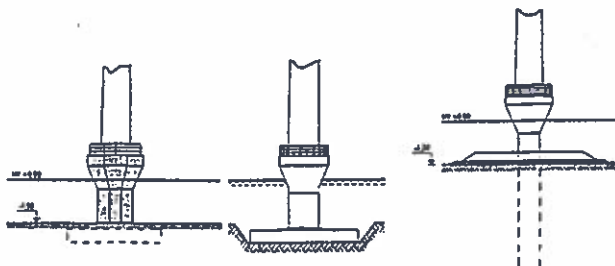


Figure 4 Two types of gravity foundations and a monopile solution were investigated. Ice protection percussion causes the shape of the upper part. (Carl Bro, 1998; Niras, 1998)

To find the most cost-effective solution the international tender included both concrete and steel design of the gravity foundation. Possibilities were left open to bids based on alternative solutions e.g. a monopile. The results for the different options are shown in table 4

The tender was won by the internationally well know contractor Monberg & Thorsen.

During the evaluation of the bids for the foundations, it was concluded that:

- The monopile was not feasible for the actual site, due to the presence of a special type of limestone. The shallow water and the relatively protected sea (waves and current) favored a gravity type of foundation.
- The steel caisson type can not compete in shallow water with concrete, even with very low prices of steelwork. At a larger water depth (>10 m) other types of steel foundation will be more competitive than the standard gravity solution (Elsamprojekt et. al., 1997; and personal communication with the bidders).
- At larger wind farms (in number of turbines) located in shallow waters (<10 meters depth), rationalization can be expected especially with respect to the placement of the foundation, but concrete is still expected to be the cheapest solution.

Table 4 Price comparison for different types of foundations (price a piece)

Concrete	Steel	Monopile
2.35 mill DDK	2.83 mill DDK	3.11 mill DDK
0.315 mill EUR	0.38 mill EUR	0.42 mill EUR

(Based on the tender result)

A foundation hanging between sheet piling has been developed in order to avoid possible difficulties posed by the polluted deposits. In the end the pollution turned out to be less than expected, why the solution will not be actualized.

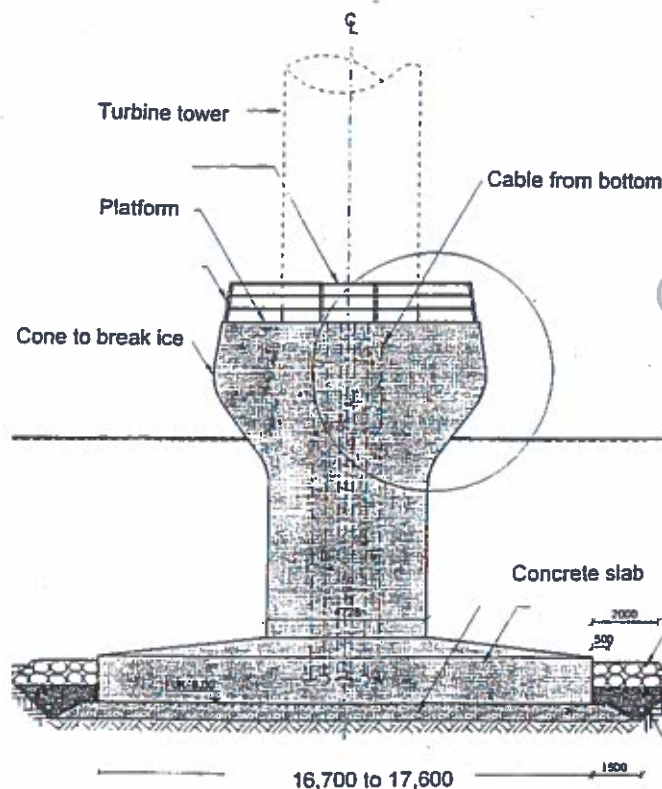


Figure 5 The actual design of the concrete gravity foundation. Ice protection percussion causes the shape of the upper part. Measures in mm. (Carl Bro, 1999)

THE GRID CONNECTION.

The wind park is connected from its center to the shore with two 20 MVA cables at a distance of 15 meters. The distance to the 30/132/400 kV transformer at the Copenhagen Utility (Amager-vaerket) on shore is 3.5 km. Between the turbines 20MVA cables are used. The transformer on the bottom of the tower at the wind turbine is a 30 kV dry transformer produced by Siemens. NKT Cables won the contract on the grid connection.

THE LOGISTIC

During the contract negotiation and the following period, considerable efforts have been used to reduce the period of work at the sea. In order to minimize the necessary time at the sea it has been agreed to change the originally foreseen sequence of operations as shown in table 5.

The mentioned sequence of operations demands a larger barge and crane than originally foreseen to enable the transport out of the dry dock. The advantage is that also the transformer and the control equipment can be placed on shore. The total lifting capacity is 1,700 to 1,800 tons dry weight.

Table 5 Sequence of operations at the sea.

Placement of gravity foundations including the first 30 m section of the tower	September
Placement of the sea cables between the turbines	End of September
Placement of the upper part of the turbine including rotor	September - October
Filling of the steel shaft in the concrete foundation with up to 300 tons of heavy sand at sea	September
Establishment of the erosion protection	In between

(Based on the discussion after the contracts was signed)

Special precautions have been made in order to allow regulation in the inclination of the combined tower and foundation if it turns out that the maximum tolerances ($\pm 1/2^\circ$) not have been met, after placement at the sea bottom. Inspiration of the practical solution came from Monberg & Thorsen from their work with establishment of light towers.

COMBINED TENDER FOR FOUNDATION AND TURBINES.

A result of the tender which deserves considerations in future projects is, whether further savings can be obtained by making a combined tender for turbines and foundations.

The actual tender procedure showed that a rationalization in some situations could be expected, especially if common use of crane equipment could be established.

The possibility of using this opportunity is strongly dependent on the access to lifting capacity, and thereby on the way the gravity foundation is produced (lever arm of the crane to move the caissons from a quay), and on the water depth at the site.

The basic crane requirement for the gravity foundation is a lifting capacity of about 1,200-1,500 dry tons. The lift requirement for placing the turbines is only 200 tons.

In the actual project a combined tender was possible, but the cheapest solution was a combination of two separate tenders.

At the coming large wind farms this combined tender solution has to be considered further, especially if the time schedule for the work on sea is of importance.

THE ECONOMY

The Danish Renewable Energy Scheme yields the following prices for electricity delivered to the grid:

Table 6 Sales price of electricity delivered to the grid from the wind farm (www.ens.dk)

Year	Fixed		Added price for ren. energy	
	DKK/kWh	EUR/kWh	DKK/kWh	EUR/kWh
0-6	0.33	0.044	0.27	0.036
6-10	0.33	0.044	0.10 to 0.27	0.013 to 0.036
10-25	Market price		Green label certificate to be traded	

The green label certificates have to be sold on the free market, where consumers have to buy a certain (typically 20%) amount of their electricity as green labeled certificate electricity

The total investment in the project is as shown in table 7 and 8.

Table 7 Key figures after the tender

Production price of electricity	0.34 DKK/kWh	0.045 EUR/kWh
Investment/kW	8.8 DKK/kW	1.18 EUR/kW
Yearly production	88,000,000 kWh	

(own calculations)

Table 8 Budget of the wind farm after the tender

The total investment in the project	EUR (mill)	DKK (mill)
Wind turbines	24.13	181
Foundations including changes after the tender to reduce the time on sea	7.87	59
Grid connection, installation	0.27	2
Grid connection, investment	11.20	84
Design	1.07	8
Legal advice	0.27	2
Marketing including cooperative	0.67	5
Other costs	1.20	9
Total	46.95	352

(Middelgrundens Vindmoellelaug I/S, 1999)

In the original budget, a production price of 0.4 DKK/kWh was anticipated. As it can be seen in table 7, this figure has decreased tremendously, primarily because of the unexpectedly low prices of wind turbines and foundations obtained at the tender.

PERSPECTIVES FOR THE DANISH OFFSHORE WIND PROGRAM

Together with Vindeby (established 1991) and Tunoe (established 1995) the Middelgrunden offshore wind farm represents the first step in a planned large-scale extension of the electricity production from offshore wind turbines in Denmark. Within the next 5-8 years, 5 even larger offshore wind farms will be established. The total power of each of these farms will be 150 MW. A smaller offshore wind farm outside the island Samsøe with a power of 22 MW is planned for 2001-2002 (www.samsøe.com).

For this purpose studies on foundations in water depths of up to 10-15 meters have been performed (Elsamprojekt, 1997).

The potential for offshore wind farms in Danish waters have been estimated to 2,250 MW in the period 2000-2015, and additional 1,750 MW for the proceeding 15 years (The Offshore Wind-farm Working Group, 1997). These estimates are based on the wind power technologies, which were known a few years ago.

In 1997 the estimated average production price for electricity (including maintenance costs) was 0.35 DKK/kWh (0.04-0.05 EUR/kWh) (The Offshore Wind-farm Working Group, 1997). But the continuing development of wind turbines, foundation techniques, and transmission techniques, has meant that even lower production prices can be expected, as shown by the Middelgrunden project.

The production of wind energy already exceeds the targets in the present Danish Energy Plan (Danish Ministry of Environment and Energy, 1996). The power to be established offshore during the coming years will result in 50% of the Danish electricity consumption being produced by offshore wind power parks by 2030 (Danish Ministry of Environment and Energy, 1996; The offshore Wind-farm Working Group, 1997)

In this sense the Middelgrunden project has been a pilot project, from which great many experiences can be of considerable value, in the coming large-scale extension of the Danish offshore wind power production.

OTHER OFFSHORE WIND PROGRAMS - PERSPECTIVES

Until now offshore wind farms have only been a negligible part of the wind power sector, which can be seen from table 9. But several independent institutions expects that the market for offshore wind power will experience a major growth in the coming years (BTM Consult, 1999a; EU, 1998; Greenpeace International, 1998; Kühn et al., 1998).

Presently the Danish development plan is by far the most prestigious, but in several other European countries large scale offshore parks are underway.

Difficult planing procedures are limiting the public information on all projects within the EU, but the following plans outside Denmark are known: Sweden 180 MW, Germany 100 MW, The Netherlands 100 MW and UK 150 MW.

In all, the next few years will bring the establishment of new large offshore projects increasing the installed power in Europe with several hundreds of MW. This poses tremendous challenges to consulting engineers, contractors, turbine manufactures, and future owners. To those parties the lessons from the Middelgrunden project, might be valuable.

Table 9 The Global installed offshore capacity by the end of 1998.

Location	Units	Size kW	MW	Year	Country
Nogersund	1	220	0.22	1990	S
Vindeby	11	450	4.95	1991	DK
Lely	4	40-500	2.0	1994	NL
Tunoe	10	500	5.0	1995	DK
Dronten	19	600	11.4	1996	NL
Bockstigen	5	550	2.75	1997	SE
Total	50		26.3		

(Svenson et al., 1999)

ACKNOWLEDGMENT

The extensive pre-study of the Middelgrunden wind farm project has only been possible because of support from the Danish Energy Agency under the special scheme supporting private cooperatives to participate in the development of offshore wind farms.

REFERENCES

- Barthelmie, R.J. (1999): "The Wind resource at Middelgrunden", Risøe National Laboratory - Risøe.
- BMT Consult (1998): "Ten Percent of the World's Electricity Consumption from Wind Energy! - is that target achievable? - A Scenario Approach", BTM Consult - Ringkjøbing
- BTM Consult (1999a): "International Wind Energy development World Market Update 1998 & Forecast 1998-2002", BTM Consult - Ringkjøbing.
- BTM Consult (1999b): "Wind force 10: How wind can produce 10% of world power by 2020", *Renewable Energy World*, Vol 2 No 6, pp. 40-61
- Carl Bro (1998): "Vindmoeller paa Middelgrunden - Fundamenter" ("Wind Park at Middelgrunden - Foundations"), Carl Bro - Glostrup (In Danish).
- Carl Bro (1999): "Middelgrundens Havmoellepark - Udbudsbetingelser for Fundamenter" ("Middelgrunden Offshore Wind Park - Tender Documents Foundation"), Carl Bro - Glostrup (In Danish).
- Carl Bro (2000): "Middelgrundens Havmoellepark - Fundament Designgrundlag" ("Middelgrunden Offshore Wind Park - Foundation - Design Basis"), Carl Bro - Glostrup (partly in Danish).
- Danish Ministry of Environment and Energy (1996): *Energy 21. The Danish Government's Action Plan for Energy*, Danish Energy Agency - Copenhagen.
- Elsamprojekt et al. (1997): "Vindmoellefundamenter i havet" ("Wind turbine foundations at sea"), Elsamprojekt - Fredericia (Partly in Danish).
- Energistyrelsen (1998): "Wind Power in Denmark - Technology, Policies and Results". Risøe National Laboratory - Risøe
- EU (1997): "Directive 97/11/EC of 3 March 1997 amending Directive 85/337/EEC on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment", *The Amended EIA Directive*, Brussels - The European Commission.

EU (1998): White Paper on Renewable Energy, Energy for the Future: Renewable Energy, *EU White Paper concerning a strategy and action plan at European Community level*, Brussels - The European Union.

Greenpeace International (1998): "Danish Wind Energy. An Industrial Success Story", Greenpeace International

Greenpeace International (1998): "Offshore Wind Energy Resources in Europe", Greenpeace International

Hedeselskabet (2000): "Status for flora og fauna paa Middelgrundene" ("Status for flora and fauna on Middelgrundene"), (In printing) Hedeselskabet - Roskilde (In Danish).

Jessien, S. & Larsen, J.H. (1999): "Offshore wind farm at the bank Middelgrundene near Copenhagen Harbour". *Paper submitted to the EWEC held in March 1999 in Nice*

Kühn, M. et al. (1998): "Opti-OWECS. Structural and Economic Optimisation of Bottom-Mounted Offshore Wind Energy Converters", *Final report from the EU Joule III Project JOR3-CT95-0087*, Delft University - Delft

LIC Engineering (1999): "Vindmoeller paa Middelgrundene. Paa-virkning af vandstroemningsforhold. Revideret type af vindmoellefundament" ("Wind Turbines at Middelgrundene. Influence on Water Flow. Revised Type of Foundation"), LIC Engineering - Copenhagen (In Danish).

Middelgrundens Vindmoellelaug I/S (1999): "Tegningsmateriale for Middelgrundens Vindmoellelaug I/S", Oktober 1999 ("Prospect for Middelgrundens Vindmoellelaug I/S", October 1999), Middelgrundens Vindmoellelaug - Copenhagen (In Danish).

Miljøkontrollen, (1997): "Middelgrundene en statusbeskrivelse" ("Middelgrundene a status report"), Miljøkontrollen i Københavns Kommune - Copenhagen (In Danish).

Moeller & Groenborg & Ramboell (1997): "Vindmoellepark paa Middelgrundene - Aestetisk vurdering og visualisering" ("Wind Park at Middelgrundene - Aesthetic Estimation and Visualization"), Moeller & Groenborg - Aarhus (In Danish).

Moeller & Groenborg (1998): "Vindmoellepark paa Middelgrundene II - Aestetisk vurdering og visualisering" ("Wind Park at Middelgrundene II - Aesthetic Estimation and Visualization"), Moeller & Groenborg - Aarhus (In Danish).

Nielsen, P. (1999): Personal communication, Energi- & Miljø Data.

Nielsen, B. et al. (1996): "Wind Turbines & the Landscape", Birk Niensens Tegnestue - Aarhus.

Niras (1998): "Vindmoellepark paa Middelgrundene - Fundamenter" ("Wind Park at Middelgrundene - Foundations"). Niras - Allerød (In Danish).

The Offshore Wind-farm Working Group (1997): "Action Plan for the Offshore Wind Farms in Danish Waters", *The offshore Wind-Farm Working Group of the Danish Electricity Companies and the Danish Energy Agency* - Haslev.

Soerensen et al. (1999): "VVM redegørelse for vindmoellepark paa Middelgrundene" ("Environmental Impact Assessment of the Wind Farm Middelgrundene"), Copenhagen Utility and Middelgrundens Vindmoellelaug - Copenhagen. (In Danish, with English summary).

Soerensen, H. C. & Naef, S. (1999): "Forurening af sediment paa Middelgrundene" ("Pollution of sediment on Middelgrundene"), EMU - Copenhagen. (In Danish).

Svenson, J et al. (1999): "Cost Optimizing of Large-scale Offshore Wind Farms", *Paper delivered to the EWEC conference held in Nice March 1999*.

Thøgersen, M. L. & Larsen, T. J. (1999): "Load Reduction Factors for an Offshore Wind Turbine Subjected to Wind and Wave Loading". *First draft*, Risø National Laboratory, Risø.

Internet addresses:

The cooperative Middelgrundene: www.middelgrundene.dk

The Utilities: www.ke.dk and www.seas.dk

The Danish wind industry: www.windpower.dk

The Danish Energy Agency: www.ens.dk

The Samsø offshore wind farm: www.samsøe.com or

www.emu-consult.dk/wind

The turbine manufacturer: www.bonus.dk

The foundation contractor: www.monthor.dk

The grid connection: contractor. www.nkt.dk

**Carl Bro
 att. Helge Gravesen
 Granskoven 8
 2600 Glostrup**

Carl Bro Anlæg AS	
Sag nr.	
Mod- taget	2001 -01- 08
PL / SI	
Kont. til	
Best. id	af

5. januar 2001/foredragvandbygningselskabet

Vedr. Mødet den 17. januar 2001 i Vandbygningsteknisk Selskab.

Hej Helge.

Godt nytår. Du har bedt om materiale til mødet.

Jeg foreslår:

1. Populære udgave af VVM redegørelsen. Jeg har 80 eksemplarer i format A4, 8 sider.
2. Seneste hvervebrochurer for Lauget inkl. budget. A3 foldet to gange, så det er A4 på højkant.
3. Min artikel (medforfatter bl.a. Frank Olsen) til ISOPE 2000 Konferencen i Seattle, vedlagt. 8 sider.
4. Min artikel netop publiceret i Energi og Planlægning, nr. 6, 2000, side 4-6. Den siger noget om de specielle forhold ved havvindmøller i forhold til landvindmøller med udgangspunkt i projektet på Middelgrunden. Jeg har ikke 80 tryk i farver, så det må blive sort-hvid. Der er også et skema om de kommende parker i Europa.
5. Et sides firma præsentation (EMU/SPOK), hvis det er tilladt.

Jeg vedlægger ovennævnte, og vil sende de 80 eks. af pkt. 1 og 2, hvis du er enig.

Jeg vil lave mit foredrag i MS PowerPoint – evt. kombineret med overheads, hvis MS PowerPoint kan anvendes i salen. Kan det lade sig gøre?

Der vil nok komme et par overhead yderligere, der kan være relevante, men de sidste kommer nok først på dagen, da jeg i de to forudgående dage deltager i et EU møde om havvindmøller (*Concerted Action Offshore Wind Energy in Europe*, hvor jeg er task leder på områderne *Public Social Acceptance, Environmental Impact and Politics*. Fra det møde vil jeg givetvis være opdateret om de fleste nye planer i EU).

Jeg vedhæfter en pressemeddelelse, der er udarbejdet om dette projekt. Den kan anvendes f.eks. i forbindelse med mit sidste indlæg.

Hvis jeg får nye idéer inden den 10. januar, får du også dem. Har du overvejet Energistyrelsens vejledning for udarbejdelse af VVM redegørelser?

Med venlig hilsen

Hans Chr. Sørensen



- **SPOK Consult** yder konsulentbistand til forskellige udviklingsprojekter inden for eksempelvis energi og miljø. Afdelingen ledes af Hans Christian Sørensen, der også driver EMU.
 - *Vindenergi*: EMU er projektleder for opførelsen af fundamenterne til verdens største havvindmøllepark på Middelgrunden, 40 MW.
 - *Vindenergi*: EMU deltager som task leder i EU's samordnede analyser for større udnyttelse af off shore vindenergi.
 - *Bølgeenergi*: EMU er projektleder for udviklingen af Wave Dragon et EU støttet projekt til udnyttelse af bølgenes energi, 4 MW pr. enhed.
 - *Bølgeenergi*: EMU deltager som task leder i EU's samordnede analyser om de fremtidige muligheder for udnyttelse af bølgeenergi.
 - *Biomasse*: EMU har gennemført analyser af forskningsbehovet for Energistyrelsen og evaluering af projekter for EU.
 - *Byfornyelse*: EMU deltager i udviklingen af et nyt renoveringssystem med støtte af Energistyrelsen og By- og Boligministeriet.
 - *Evaluering*: EMU og SPOK Consult gennemfører evaluering af forskning og udviklingsprojekter inden for områderne energi, miljø og byggeri.
 - SPOK Consult er ansvarlig for udvikling af en vandturbine til Wave Dragon støttet af Energistyrelsen.
 - SPOK Consult bistår EuroCenter ved rådgivning om ansøgning til EU.
- **SPOK System** beskæftiger sig med forebyggelse af computerskader, dvs. muse-, tastatur- og taleskader. SPOK System importerer og supporterer bl.a. Dragon®- software til talegenkendelse (disse programmer gør det muligt f.eks. at indtale tekst direkte på computeren). Afdelingen ledes af Ole H. Sørensen.
 - Taleprojekt: SPOK System er ansvarlig for et større forskningsprojekt, hvor det undersøges om og i hvor høj grad talegenkendelse kan forebygge museskader. Projektet støttes af Arbejdstilsynet og udføres i samarbejde mellem SPOK ApS, Teknologisk Institut, Arbejds miljøinstituttet og Bispebjerg Hospital.

MIDDELGRUNDEN 40 MW OFFSHORE WIND FARM, A PRESTUDY FOR THE DANISH OFFSHORE 750 MW WIND PROGRAM.

Soerensen, H. C.¹, Larsen, J. H.², Olsen, F. A.³, Svenson, J.³, and Hansen S. R.¹

¹ EMU, Energy & Environment Consultancy
Blegdamsvej 4-1.tv DK-2200 Copenhagen N Denmark, Tel. +45 3536 0219, Mob. +45 2811 0219, Fax +45 3537 4537
E-mail: emu@emu-consult.dk, Web: http://www.emu-consult.dk.

² Copenhagen Environment and Energy Office, KMEK
Blegdamsvej 4-B, DK-2200 Copenhagen N Denmark, Tel. +45 3537 3636, Fax +45 3537 3676
E-mail: kmek@sek.dk.

³ SEAS
Slagterivej 25, DK-4690 Haslev, Denmark, Tel. +45 5631 2700, Fax +45 5631 5042
E-mail: Frank.A.Olsen@seas.dk, Jan.M.Svenson@seas.dk.

ABSTRACT

The Middelgrunden project is an offshore wind farm with a rated power capacity of 40 MW. The contracts have been signed December 1999, and the park will be operational in the autumn 2000. The project consisting of 20 wind turbines at each 2 MW, will be situated just 2 km outside the Copenhagen harbor on shallow water (3-5 meter depth). The use of the area is restricted due to its former use as a dumpsite for harbor sludge. The wind farm is owned fifty/fifty by a wind energy cooperative and the Copenhagen Utility. This article summarizes the experiences from the planning of the project, and draws the perspectives for the future development of offshore wind power in Europe.

Key words: wind, energy, offshore, foundation, renewable, Danish, cooperation.

INTRODUCTION

Today more than 100,000 Danish families are members of wind energy cooperatives and such owners have installed 80% of all Danish wind turbines. Until recently, the cooperatives were a very important and dominant factor in the development of the Danish wind energy sector (see figure 1). Since then, single person ownership has by far superseded the importance of the cooperatives. In the coming years the utilities are expected to play an increasing role in the establishment of large-scale offshore wind farms. The program of the Danish utilities alone has a total power of 750 MW within the next 8 years (The Offshore Wind-farm Working Group, 1997; Svenson et al., 1999).

The Middelgrunden project has obtained planning permissions in May 1999 and formal political approval from the Danish Energy Agency in December 1999. Contracts with the turbine manufacturer and the foundations and grid contractors have been signed in December 1999.

A long-term contract governing the wholesale price of the energy production of the farm, as well as grid connection costs are currently

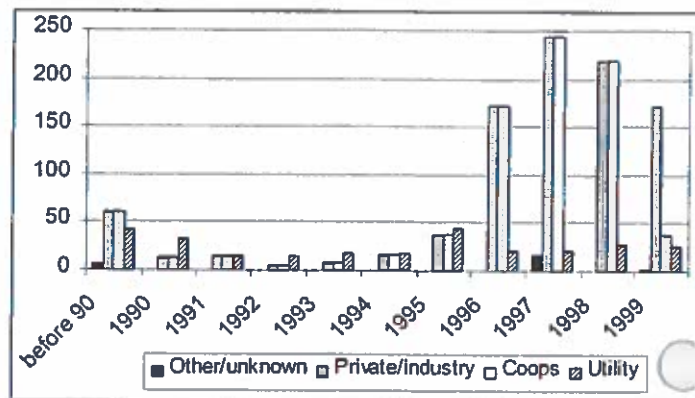


Figure 1 Development in ownership of wind farms in Denmark MW installed power each year. (Nielsen, 1999).

being negotiated with the Danish Energy Agency. An ongoing restructuring and liberalization of the Danish energy market including new regulation mechanisms for the renewable energy sector have complicated the negotiations.

PRESENTATION OF THE PROJECT

The proximity of the site to Copenhagen has right from the beginning of the planning process in 1997 called for investigations concerning the visual and environmental impacts.

In order to initiate such investigations 5.1 million DKK (680,000 EUR) from the Danish Energy Agency was granted. The purpose of the grant was to investigate the technical and environmental aspects

of offshore wind power, on the specific site near Copenhagen. Furthermore, the grant covered an analysis of the organizational and economic aspects of the cooperatively owned part of the project, since cooperatives by nature do not possess any financial means at the early planning stages.

THE UTILITY

Also in 1996 the Copenhagen Utility took the first step to investigate the feasibility of an offshore farm at Middelgrunden.

The Municipality of Copenhagen owns¹ the Copenhagen Utility. After 2 years of negotiation and overcoming political differences, a contract between the cooperative and utility was established.

The department of wind power at the utility SEAS, acts as consultant for the Copenhagen Utility, and is heading the project organization for the establishment of the wind farm.

THE FINANCING OF THE COOPERATIVE

The cooperative's part will consist of 40,500 shares. One share represents a production of 1,000 kWh/year, and is sold for 4,250 DKK (567 EUR).

All shares have to be paid up front in order to follow the constitution of the cooperative.

By now, more than 8,000 persons, primarily in the local area, have joined the cooperative. The cooperative will be the world's largest wind energy cooperative, and the project will be the largest wind farm worldwide based on dual ownership, and the largest offshore wind farm in the world.



Figure 2. Visualization of the layout of the wind farm east of Copenhagen Harbor (Moeller & Groenborg, 1998)

THE OWNERSHIP AND ORGANIZATION

In Denmark (particularly in the Copenhagen area) it is necessary to look for alternative sites for wind farms, if the policy goal of concerning future utilization of renewable energy sources in Denmark, is to be fulfilled. The involvement of large-scale cooperatives in this process is essential to legitimate the process and gain public support with a site located this close to a city.

THE COOPERATIVE

In 1996, the Copenhagen Environment and Energy Office and the Copenhagen Utility, each with their own background, took the initiative to propose the project. It was agreed that the project was to be owned fifty-fifty by the utility and a cooperative founded for the purpose.

At the Copenhagen Environment and Energy Office, a working group on a grass roots level was formed. It consisted of citizens from the Copenhagen area with all kinds of personal and educational backgrounds, sharing a common interest in wind power.

This grass root initiative resulted in the establishment of the wind energy cooperative Middelgrundens Vindmoellelaug I/S, hosted by the Copenhagen Environment and Energy Office, with the consultant EMU serving as secretary for the cooperative.

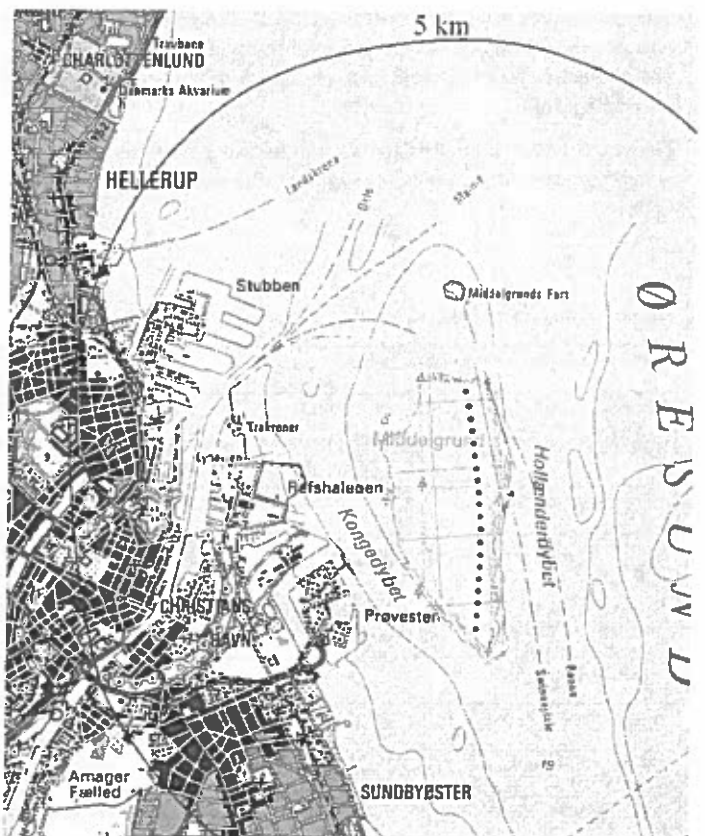


Figure 3 The location of the Middelgrunden wind farm (Soerensen et al., 1999 p.23)

¹ Recently the Copenhagen Utility has merged with SK-Energi covering most of the energy production in the eastern part of Denmark.

THE TIME SCHEDULE

The restructuring of the electricity sector and the introduction of a new regulation mechanism governing the wholesale price of renewable energy resulted in a very narrow timetable for the decisions connected to the project. The new regulations meant, that the contracts with the turbine manufacturer and the foundations and grid contractors had to be signed before the end of 1999, to allow optimal grants from the Renewable Energy Scheme.

To achieve this was not an easy task, due to the three public hearings the project had to pass, before it could be realized.

First, the project had to pass a public hearing in 1997. Because of general public resistance, especially regarding the visual impression of the project, the size of the farm had to be downgraded from the originally proposed 27 turbines, to 20.

Secondly, this new modified project was exposed to a new mandatory hearing, focusing on the visual impression, which it passed.

Thirdly, the project had to pass a public hearing based on the careful environmental impact analyses carried out during the summer of 1999. In accordance with the ESPOO Convention, hearings were held in Denmark as well as in Sweden.

After this procedure, an official permission could not be expected before the end of November. The limited time from the final decision to the upstart has asked for large flexibility and cooperation from all partners involved in the project.

The contractors could not start working at sea before in April 2000, because of risk of ice on the sea, and the wind turbines have to be put in place before the usual autumn storms are expected in October November 2000.

First by the end of the project we will know about potential savings which could have been obtained without this strict timetable.

Table 1 Timetable for the establishment of Middelgrunden wind farm

First public hearing (visual impact)	June - September 1997
Second public hearing (visual impact)	June - September 1998
Third public hearing (environment)	July - October 1999
EU pre-qualification	February - August 1999
Public tender turbines, foundations and grid	October 1999
Signing of contract	December 1999
Casting concrete	April - July 2000
Work on sea bed	May - June 2000
Placing caissons	August - September 2000
Placing turbines	September - October 2000
Placing grid connection	September - October 2000
Upstart production	November 2000

THE PUBLIC AWARENESS

The public attitude towards wind power in Denmark is to some extent self-contradictory. In general there is a very positive attitude, but there are signs that people are unwilling to accept turbines in their own neighborhood. In realizing this project it has therefore been of utmost importance to establish a fruitful dialogue with individuals and NGOs, sharing this attitude. Especially it has been a challenge to convince them that a large-scale exploitation of wind power necessarily implies changes in the landscape.

In depth analyses have been undertaken in order to visualize the impact of 20 turbines (Jessien & Larsen, 1999). This has been important due to the controversial site selected for the project. Furthermore, the visualizations have been widely used as comprehensive illustrations to be used in the public hearings, which have been organized throughout the planning period. Several reports and brochures about the visual impact have been published (Moeller & Groenborg & Ramboell, 1997; Moeller & Groenborg, 1998; Jessien & Larsen, 1999; Soerensen et. al., 1999).

The original project dating back to 1997 consisted of 27 turbines (each 1.5 MW) placed in three rows. After the public hearing in 1997 the layout of the park was changed to a slightly curved line chosen in accordance with the historically development of the Copenhagen defense system around the City. At the same time, a number of turbines had to be decreased to 20. But as the technological development of wind turbines in the mean time had produced new larger turbines, the reduction in the number of turbines could be fully compensated by using larger turbines. The changes could therefore be implemented without decreasing the installed power of the park.

THE ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS

With respect to the environmental impact, independent consultants have analyzed the following subjects:

- The risk of leaking debris and heavy metal contamination from the former dumpsite.
- Noise propagation.
- Influence on the free flow of water in Oeresund.
- Risk of collisions with vessels.
- Impact on flora and fauna.
- Risk of finding shipwrecks and deposits from the Stone Age archaeological interest.

In accordance with the EU directive governing environmental impact assessment (EU, 1997), such investigations have to be completed before a project of this type can be started. The results have been published in several reports, and are summarized in an environmental impact study (Soerensen et. al., 1999).

The conclusion regarding pollution from harbor sludge was, that 3-4 sites was contaminated by heavy metals (mercury and copper) (Soerensen & Naef, 1999; Miljoekontrollen, 1997). The most environmentally friendly method to overcome this problem is to treat the sediment as little as possible during the dredging work. Computer simulations have been carried out in order to optimize the working condition regarding dispersion of sediment to the sea.

The establishment of the wind farm will only reduce the water flow in the belt between Denmark and Sweden with 0.0012% (LIC Engineering, 1999). It has been necessary to investigate this matter, as the change in flow can influence the breeding of codfish in the Baltic Sea. In order to compensate the decrease of water flow in the Belt caused by the foundations it has been discussed to remove some 4,000 m³ of deposits from an optimal place on the ocean floor. The accuracy of the theoretical calculation of a reduction of the water flow does however not justify compensation treatment when talking about this small amount of deposits to be removed.

Noise propagation has been calculated, but it is not supposed to yield any problems, as the distance to populated areas is more than 2 km (Soerensen et. al., 1999).

In order to establish the influence on fauna and flora, video inspection has been performed before the upstart (Hedeselskabet, 2000). Similar inspections will be carried out just after the finalizing of the project and 3 years the establishment of the wind farm.

THE WIND PARAMETERS

Meteorological measurements have been collected on a 45-meter mast at Middelgrunden from October 1997 to the end of 1999. The characteristics of these data, including wind speed profiles, turbulence intensity, directional variability and stability, have been described (Barthelmie, 1999).

The data has been extrapolated to the turbine height of 64 meter, by comparison to wind data obtained at a height of 77 meters from the Risoe mast, using an amended version of the Weibull correction method and correlation/linear regression. WASP has also been employed with standardized wind climatology for Denmark and with the actual measurements at the site.

Using these techniques, 'best' estimates of the average wind parameters at the mast location can be calculated (see table 2).

Table 2 Wind parameters at Middelgrunden

Wind speed at 48-m height	7.2 - 7.4 m/s
Weibull scale parameter at 48-m height	8.2 - 8.3 m/s
Weibull shape parameter at 48-m height	2.2 - 2.5
Energy density at 48-m height	370-420 W/m ²
Turbulence intensity at 48-m height	0.10-0.12
Estimated power output (64-m hub-height)	4.1-4.5 GWh/year

(Barthelmie, 1999)

THE WIND TURBINES

The turbines installed on Middelgrunden will be the first 2 MW turbines to be demonstrated offshore. The turbines will set new standards in terms of economic performance for wind energy technology. Larger turbines than 2 MW could have been chosen, but a decision, that the turbines had to have at least some months proven track record, limited the maximum size to 2 MW.

The turbine manufacturer chosen after the tender was Bonus Energy. The turbine data is shown in table 3.

To avoid very high maintenance costs, the turbines are constructed in a way that the main components can be changed without using an external crane.

Table 3 Key data for the 2 MW wind turbine from Bonus Energy.

Hub height	64 meter
Rotor diameter	76 meter
Total height	102 meter
Estimated power output	88 GWh

THE LOAD ASSUMPTION

Only little experience is available about how to establish the load combination with respect to wind, waves and ice loads.

Parallel to the design of the foundations several working groups have been active in order to establish a future norm for load assumption for offshore wind turbines (Carl Bro et. al., 2000; Thøgersen and Larsen, 1999).

It is evident that the construction of two big bridges in the Danish seas during the last 5 years has given a good basis for establishing a discussion about the load conditions. But as the combinations of wind and wave loads to be taken into account are of significantly different importance for bridges and wind turbines, a new set of construction norms has to be developed.

Special considerations have been given to:

- The fatigue strength.
- The combination of waves and wind.
- The turbulence caused by the relatively short distance (2.5 times the rotor diameter) between the wind turbines.
- The ice load combined with the maximum wind load.

50 years has been chosen as live length of the construction. Even the life span of the turbines itself usually is assumed to be 20 years.

The extreme wind velocity is assumed to be 55 m/sec and the mean wind velocity under service is 25 m/sec at the hub-height.

The extreme wave parameters are height 3,8 m, period 6.0 sec, and length 40 m.

The design moment is about 60 MNm from the wind and the 12 MNm from the waves.

The relatively bad soil on 13 sites causes that the horizontal forces from waves and twisting of the tower at some of the sites have been deciding for the dimension of the concrete slab.

THE SOIL

The seabed is situated between 2.5 and 5 meter under sea level.

The deposit was situated almost randomly on the 3.4-km long line where the turbine will be placed. There was at the sites to the north in general more waste - up to several meters - than to the south.

The original subsurface consists of limestone with large agglomerates of flint stone. The surface is destroyed in the upper surface by the passages of the glaciers 10-15,000 years ago. At some sites the thickness of glacial sand and clay was up to 4 meters. At other places there was only 20 cm of sand.

At 7 sites the foundation could be placed directly on the glacial deposits with shear strength of 300 kPa. At 13 sites the deposits including glacial deposits have to be removed to obtain sufficient shear strength, 150 kPa.

THE FOUNDATION

One very important technical issue has been to develop the most appropriate foundations. Through optimization it has been possible to gain substantial savings.

From the pre-investigations made by the independent consultant engineers Carl Bro and Niras, two types of foundations were initially analyzed:

- A standard gravity caisson foundation used for wind turbines on land based on steel or concrete.
- A monopile solution.

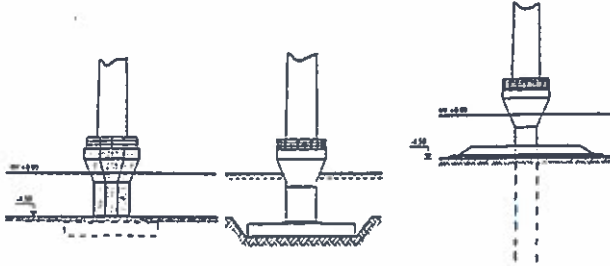


Figure 4 Two types of gravity foundations and a monopile solution were investigated. Ice protection percussion causes the shape of the upper part. (Carl Bro, 1998; Niras, 1998)

To find the most cost-effective solution the international tender included both concrete and steel design of the gravity foundation. Possibilities were left open to bids based on alternative solutions e.g. a monopile. The results for the different options are shown in table 4

The tender was won by the internationally well know contractor Monberg & Thorsen.

During the evaluation of the bids for the foundations, it was concluded that:

- The monopile was not feasible for the actual site, due to the presence of a special type of limestone. The shallow water and the relatively protected sea (waves and current) favored a gravity type of foundation.
- The steel caisson type can not compete in shallow water with concrete, even with very low prices of steelwork. At a larger water depth (>10 m) other types of steel foundation will be more competitive than the standard gravity solution (Elsamprojekt et. al., 1997; and personal communication with the bidders).
- At larger wind farms (in number of turbines) located in shallow waters (<10 meters depth), rationalization can be expected especially with respect to the placement of the foundation, but concrete is still expected to be the cheapest solution.

Table 4 Price comparison for different types of foundations (price a piece)

Concrete	Steel	Monopile
2.35 mill DDK	2.83 mill DDK	3.11 mill DDK
0.315 mill EUR	0.38 mill EUR	0.42 mill EUR

(Based on the tender result)

A foundation hanging between sheet piling has been developed in order to avoid possible difficulties posed by the polluted deposits. In the end the pollution turned out to be less than expected, why the solution will not be actualized.

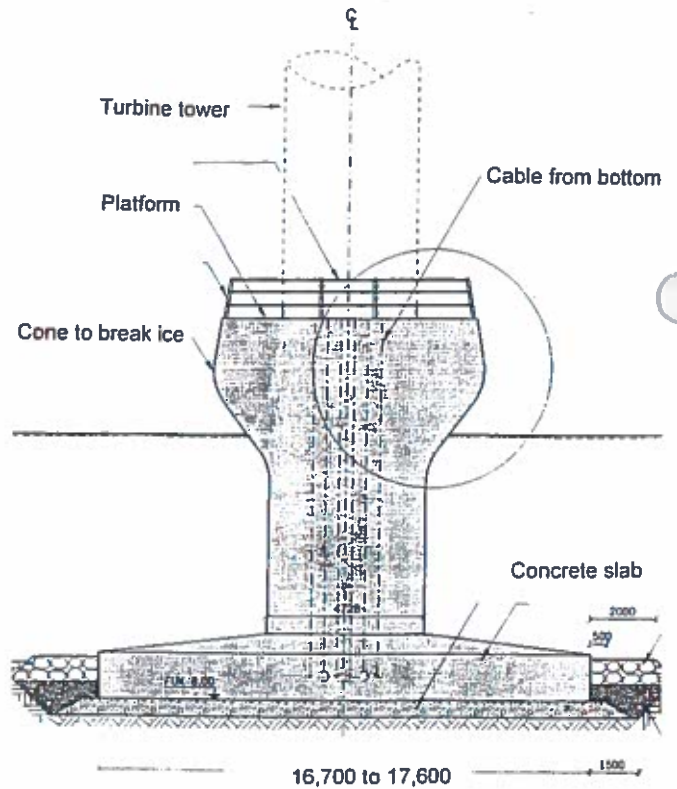


Figure 5 The actual design of the concrete gravity foundation. Ice protection percussion causes the shape of the upper part. Measures in mm. (Carl Bro, 1999)

THE GRID CONNECTION.

The wind park is connected from its center to the shore with two 20 MVA cables at a distance of 15 meters. The distance to the 30/132/400 kV transformer at the Copenhagen Utility (Amager-vaerket) on shore is 3.5 km. Between the turbines 20MVA cables are used. The transformer on the bottom of the tower at the wind turbine is a 30 kV dry transformer produced by Siemens. NKT Cables won the contract on the grid connection.

THE LOGISTIC

During the contract negotiation and the following period, considerable efforts have been used to reduce the period of work at the sea. In order to minimize the necessary time at the sea it has been agreed to change the originally foreseen sequence of operations as shown in table 5.

The mentioned sequence of operations demands a larger barge and crane than originally foreseen to enable the transport out of the dry dock. The advantage is that also the transformer and the control equipment can be placed on shore. The total lifting capacity is 1,700 to 1,800 tons dry weight.

Table 5 Sequence of operations at the sea.

Placement of gravity foundations including the first 30 m section of the tower	September
Placement of the sea cables between the turbines	End of September
Placement of the upper part of the turbine including rotor	September - October
Filling of the steel shaft in the concrete foundation with up to 300 tons of heavy sand at sea	September
Establishment of the erosion protection	In between

(Based on the discussion after the contracts was signed)

Special precautions have been made in order to allow regulation in the inclination of the combined tower and foundation if it turns out that the maximum tolerances ($\pm 1/2^\circ$) not have been met, after placement at the sea bottom. Inspiration of the practical solution came from Monberg & Thorsen from their work with establishment of light towers.

COMBINED TENDER FOR FOUNDATION AND TURBINES.

A result of the tender which deserves considerations in future projects is, whether further savings can be obtained by making a combined tender for turbines and foundations.

The actual tender procedure showed that a rationalization in some situations could be expected, especially if common use of crane equipment could be established.

The possibility of using this opportunity is strongly dependent on the access to lifting capacity, and thereby on the way the gravity foundation is produced (lever arm of the crane to move the caissons from a quay), and on the water depth at the site.

The basic crane requirement for the gravity foundation is a lifting capacity of about 1,200-1,500 dry tons. The lift requirement for placing the turbines is only 200 tons.

In the actual project a combined tender was possible, but the cheapest solution was a combination of two separate tenders.

At the coming large wind farms this combined tender solution has to be considered further, especially if the time schedule for the work on sea is of importance.

THE ECONOMY

The Danish Renewable Energy Scheme yields the following prices for electricity delivered to the grid:

Table 6 Sales price of electricity delivered to the grid from the wind farm (www.ens.dk)

Year	Fixed		Added price for ren. energy	
	DKK/kWh	EUR/kWh	DKK/kWh	EUR/kWh
0-6	0.33	0.044	0.27	0.036
6-10	0.33	0.044	0.10 to 0.27	0.013 to 0.036
10-25	Market price		Green label certificate to be traded	

The green label certificates have to be sold on the free market, where consumers have to buy a certain (typically 20%) amount of their electricity as green labeled certificate electricity

The total investment in the project is as shown in table 7 and 8.

Table 7 Key figures after the tender

Production price of electricity	0.34 DKK/kWh	0.045 EUR/kWh
Investment/kW	8.8 DKK/kW	1.18 EUR/kW
Yearly production	88,000,000 kWh	

(own calculations)

Table 8 Budget of the wind farm after the tender

The total investment in the project	EUR (mill)	DKK (mill)
Wind turbines	24.13	181
Foundations including changes after the tender to reduce the time on sea	7.87	59
Grid connection, installation	0.27	2
Grid connection, investment	11.20	84
Design	1.07	8
Legal advice	0.27	2
Marketing including cooperative	0.67	5
Other costs	1.20	9
Total	46.95	352

(Middelgrundens Vindmoellelaug I/S, 1999)

In the original budget, a production price of 0.4 DKK/kWh was anticipated. As it can be seen in table 7, this figure has decreased tremendously, primarily because of the unexpectedly low prices of wind turbines and foundations obtained at the tender.

PERSPECTIVES FOR THE DANISH OFFSHORE WIND PROGRAM

Together with Vindeby (established 1991) and Tunoe (established 1995) the Middelgrunden offshore wind farm represents the first step in a planned large-scale extension of the electricity production from offshore wind turbines in Denmark. Within the next 5-8 years, 5 even larger offshore wind farms will be established. The total power of each of these farms will be 150 MW. A smaller offshore wind farm outside the island Samsøe with a power of 22 MW is planned for 2001-2002 (www.samsøe.com).

For this purpose studies on foundations in water depths of up to 10-15 meters have been performed (Elsamprojekt, 1997).

The potential for offshore wind farms in Danish waters have been estimated to 2,250 MW in the period 2000-2015, and additional 1,750 MW for the proceeding 15 years (The Offshore Wind-farm Working Group, 1997). These estimates are based on the wind power technologies, which were known a few years ago.

In 1997 the estimated average production price for electricity (including maintenance costs) was 0.35 DKK/kWh (0.04-0.05 EUR/kWh) (The Offshore Wind-farm Working Group, 1997). But the continuing development of wind turbines, foundation techniques, and transmission techniques, has meant that even lower production prices can be expected, as shown by the Middelgrunden project.

The production of wind energy already exceeds the targets in the present Danish Energy Plan (Danish Ministry of Environment and Energy, 1996). The power to be established offshore during the coming years will result in 50% of the Danish electricity consumption being produced by offshore wind power parks by 2030 (Danish Ministry of Environment and Energy, 1996; The offshore Wind-farm Working Group, 1997)

In this sense the Middelgrunden project has been a pilot project, from which great many experiences can be of considerable value, in the coming large-scale extension of the Danish offshore wind power production.

OTHER OFFSHORE WIND PROGRAMS - PERSPECTIVES

Until now offshore wind farms have only been a negligible part of the wind power sector, which can be seen from table 9. But several independent institutions expects that the market for offshore wind power will experience a major growth in the coming years (BTM Consult, 1999a; EU, 1998; Greenpeace International, 1998; Kühn et. al., 1998).

Presently the Danish development plan is by far the most prestigious, but in several other European countries large scale offshore parks are underway.

Difficult planning procedures are limiting the public information on all projects within the EU, but the following plans outside Denmark are known: Sweden 180 MW, Germany 100 MW, The Netherlands 100 MW and UK 150 MW.

In all, the next few years will bring the establishment of new large offshore projects increasing the installed power in Europe with several hundreds of MW. This poses tremendous challenges to consulting engineers, contractors, turbine manufactures, and future owners. To those parties the lessons from the Middelgrunden project, might be valuable.

Table 9 The Global installed offshore capacity by the end of 1998.

Location	Units	Size kW	MW	Year	Country
Nogersund	1	220	0.22	1990	SE
Vindeby	11	450	4.95	1991	DK
Lely	4	40-500	2.0	1994	NL
Tunoe	10	500	5.0	1995	DK
Dronten	19	600	11.4	1996	NL
Bockstigen	5	550	2.75	1997	SE
Total	50		26.3		

(Svenson et. al., 1999)

ACKNOWLEDGMENT

The extensive pre-study of the Middelgrunden wind farm project has only been possible because of support from the Danish Energy Agency under the special scheme supporting private cooperatives to participate in the development of offshore wind farms.

REFERENCES

- Barthelmie, R.J. (1999): "The Wind resource at Middelgrunden", Risøe National Laboratory - Risøe.
- BMT Consult (1998): "Ten Percent of the World's Electricity Consumption from Wind Energy! - is that target achievable? - A Scenario Approach", BTM Consult - Ringkjoebing
- BTM Consult (1999a): "International Wind Energy development World Market Update 1998 & Forecast 1998-2002", BTM Consult - Ringkjoebing.
- BTM Consult (1999b): "Wind force 10: How wind can produce 10% of world power by 2020", *Renewable Energy World*, Vol 2 No 6, pp. 40-61
- Carl Bro (1998): "Vindmoeller paa Middelgrunden - Fundamenter" ("Wind Park at Middelgrunden - Foundations"), Carl Bro - Glostrup (In Danish).
- Carl Bro (1999): "Middelgrundens Havmoellepark - Udbudsbetingelser for Fundamenter" ("Middelgrunden Offshore Wind Park - Tender Documents Foundation"), Carl Bro - Glostrup (In Danish).
- Carl Bro (2000): "Middelgrundens Havmoellepark - Fundament Designgrundlag" ("Middelgrunden Offshore Wind Park - Foundation - Design Basis"), Carl Bro - Glostrup (partly in Danish).
- Danish Ministry of Environment and Energy (1996): *Energy 21. The Danish Government's Action Plan for Energy*, Danish Energy Agency - Copenhagen.
- Elsamprojekt et. al. (1997): "Vindmoellefundamenter i havet" ("Wind turbine foundations at sea"), Elsamprojekt - Fredericia (Partly in Danish).
- Energistyrelsen (1998): "Wind Power in Denmark - Technology, Policies and Results". Risøe National Laboratory - Risøe
- EU (1997): "Directive 97/11/EC of 3 March 1997 amending Directive 85/337/EEC on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment", *The Amended EIA Directive*, Brussels - The European Commission.

EU (1998): White Paper on Renewable Energy, Energy for the Future: Renewable Energy, *EU White Paper concerning a strategy and action plan at European Community level*, Brussels - The European Union.

Greenpeace International (1998): "Danish Wind Energy. An Industrial Success Story", Greenpeace International

Greenpeace International (1998): "Offshore Wind Energy Resources in Europe", Greenpeace International

Hedeselskabet (2000): "Status for flora og fauna paa Middelgrundene" ("Status for flora and fauna on Middelgrundene"), (In printing) Hedeselskabet - Roskilde (In Danish).

Jessien, S. & Larsen, J.H. (1999): "Offshore wind farm at the bank Middelgrundene near Copenhagen Harbour". Paper submitted to the EWEC held in March 1999 in Nice

Kühn, M. et al. (1998): "Opti-OWECS. Structural and Economic Optimisation of Bottom-Mounted Offshore Wind Energy Converters", *Final report from the EU Joule III Project JOR3-CT95-0087*, Delft University - Delft

LIC Engineering (1999): "Vindmoeller paa Middelgrundene. Paa-virkning af vandstroemningsforhold. Revideret type af vindmoelle-fundament" ("Wind Turbines at Middelgrundene. Influence on Water Flow. Revised Type of Foundation"), LIC Engineering - Copenhagen (In Danish).

Middelgrundens Vindmoellelaug I/S (1999): "Tegningsmateriale for Middelgrundens Vindmoellelaug I/S", Oktober 1999 ("Prospect for Middelgrundens Vindmoellelaug I/S", October 1999), Middelgrundens Vindmoellelaug - Copenhagen (In Danish).

Miljøkontrollen, (1997): "Middelgrundene en statusbeskrivelse" ("Middelgrundene a status report"), Miljøkontrollen i Københavns Kommune - Copenhagen (In Danish).

Moeller & Groenborg & Ramboell (1997): "Vindmoellepark paa Middelgrundene - Aestetisk vurdering og visualisering" ("Wind Park at Middelgrundene - Aesthetic Estimation and Visualization"), Moeller & Groenborg - Aarhus (In Danish).

Moeller & Groenborg (1998): "Vindmoellepark paa Middelgrundene II - Aestetisk vurdering og visualisering" ("Wind Park at Middelgrundene II - Aesthetic Estimation and Visualization"), Moeller & Groenborg - Aarhus (In Danish).

Nielsen, P. (1999): Personal communication, Energi- & Miljø Data.

Nielsen, B. et al. (1996): "Wind Turbines & the Landscape", Birk Nielsens Tegnestue - Aarhus.

Niras (1998): "Vindmoellepark paa Middelgrundene - Fundamenter" ("Wind Park at Middelgrundene - Foundations"). Niras - Allerød (In Danish).

The Offshore Wind-farm Working Group (1997): "Action Plan for the Offshore Wind Farms in Danish Waters", *The offshore Wind-Farm Working Group of the Danish Electricity Companies and the Danish Energy Agency* - Haslev.

Soerensen et. al. (1999): "VVM redegørelse for vindmoellepark paa Middelgrundene" ("Environmental Impact Assessment of the Wind Farm Middelgrundene"), Copenhagen Utility and Middelgrundens Vindmoellelaug - Copenhagen. (In Danish, with English summary).

Soerensen, H. C. & Naef, S. (1999): "Forurening af sediment paa Middelgrundene" ("Pollution of sediment on Middelgrundene"), EMU - Copenhagen. (In Danish).

Svenson, J et. al. (1999): "Cost Optimizing of Large-scale Offshore Wind Farms", Paper delivered to the EWEC conference held in Nice March 1999.

Thøgersen, M. L. & Larsen, T. J. (1999): "Load Reduction Factors for an Offshore Wind Turbine Subjected to Wind and Wave Loading". *First draft*, Risø National Laboratory, Risøe.

Internet addresses:

The cooperative Middelgrundene: www.middelgrundene.dk

The Utilities: www.ke.dk and www.seas.dk

The Danish wind industry: www.windpower.dk

The Danish Energy Agency: www.ens.dk

The Samsøe offshore wind farm: www.samsøe.com or

www.emu-consult.dk/wind

The turbine manufacturer: www.bonus.dk

The foundation contractor: www.monthor.dk

The grid connection: contractor. www.nkt.dk



ALTERNATIVER VED MIDDELGRUNDSPROJEKTET

Møde i Dansk Vandbygningsteknisk Selskab den 17.01.2001

Claus Gormsen, NIRAS Rådgivende ingeniører og planlæggere A/S
Sortemosevej 2, 3450 Allerød. Tlf. dir.: 48 14 22 66 – 284. Email: CIG@niras.dk

"My life":

1984-86: Armton - Melchoir & Voltelen
1986-94: Dansk Geoteknik AS
1994- : N&R Consult AS
Nellemann, Nielsen & Rauschenberger A/S
NNR
NIRAS

NIRAS

NIRAS - Udvalgte havvindmølleprojekter

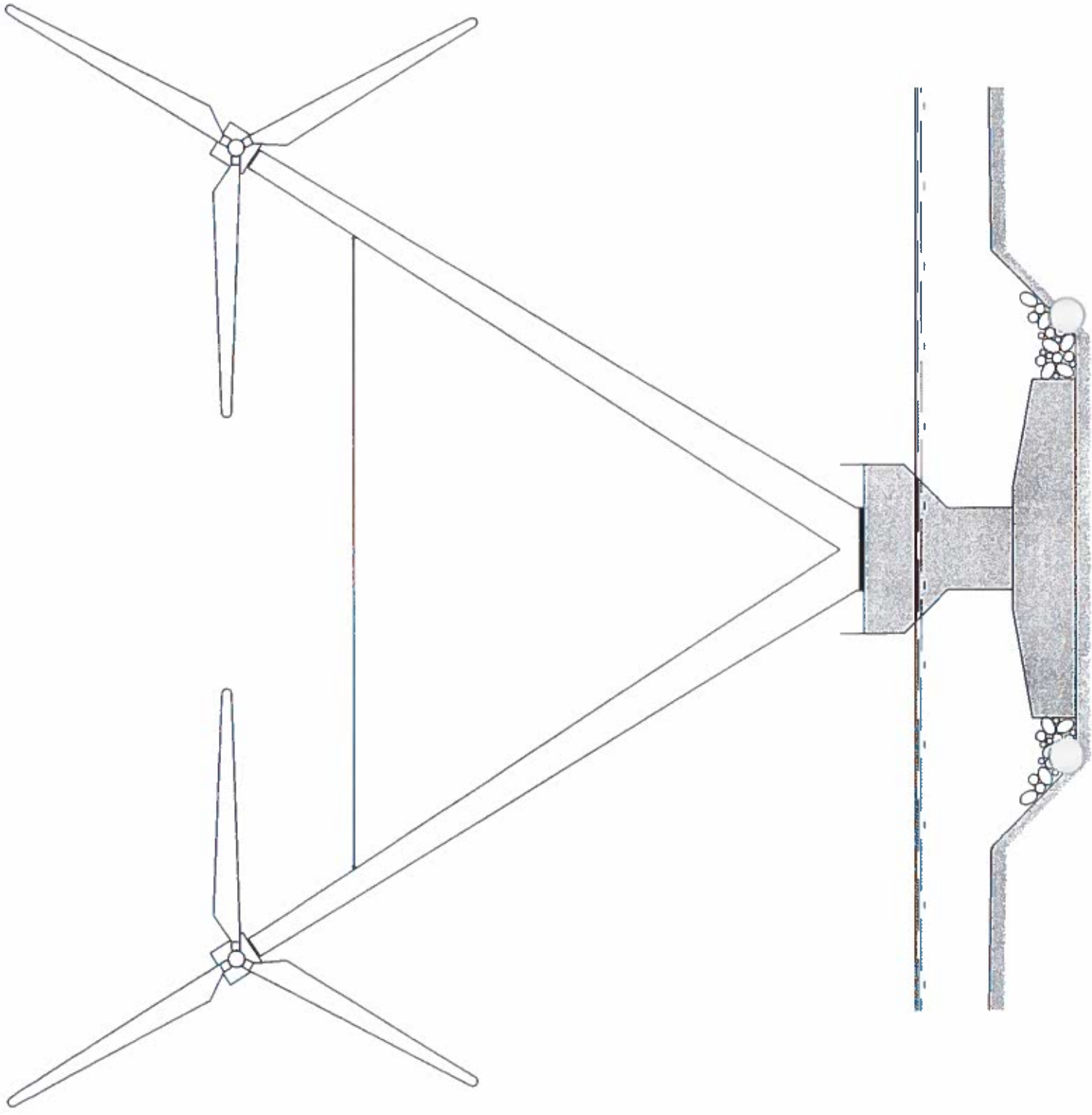
- Samsø Havvindmøllepark, geofysik, havbundsforhold og fundamenter
- Fundamenter samt tårne og fundamenter i forspændt beton, tekniske forslag
- Rekommandation for havvindmøllefundamenter, udarbejdelse af designgrundlag, EFP
- Rødsand, designgrundlag, monopæl og gravitationsfundament, projektforslag
- Middelgrunden, hovedprojekt - stålsænkkekasse
- Sugebøtter, udnyttelse af sug under fundamenter, UVE
- Omø og Rødsand, geotekniske undersøgelser, planlægning, opfølgning, dataudtræk
- Omø og Rødsand, VVM, geologiske kort og profiler
- Strømningsforhold omkring fundamenter i storehavvindmølleparker, UVE
- Opdatering af rekommandationer for fundering af havvindmøller, arbejdsgruppe
- Kost-optimering af store offshore vindmølleparker, EU/JOULE
- Norfolk, England. Monopæl - skitseprojekt
- Offshore Heliport for helikoptere, EU/JOULE
- Fundering af offshore havvindmøller, EFP
- Tunø Knob Vindmøllepark, fundamenter, hovedprojekt
- Vindeby Vindmøllepark, fundamenter, hovedprojekt
- Tyskland, diverse skitseprojekter.

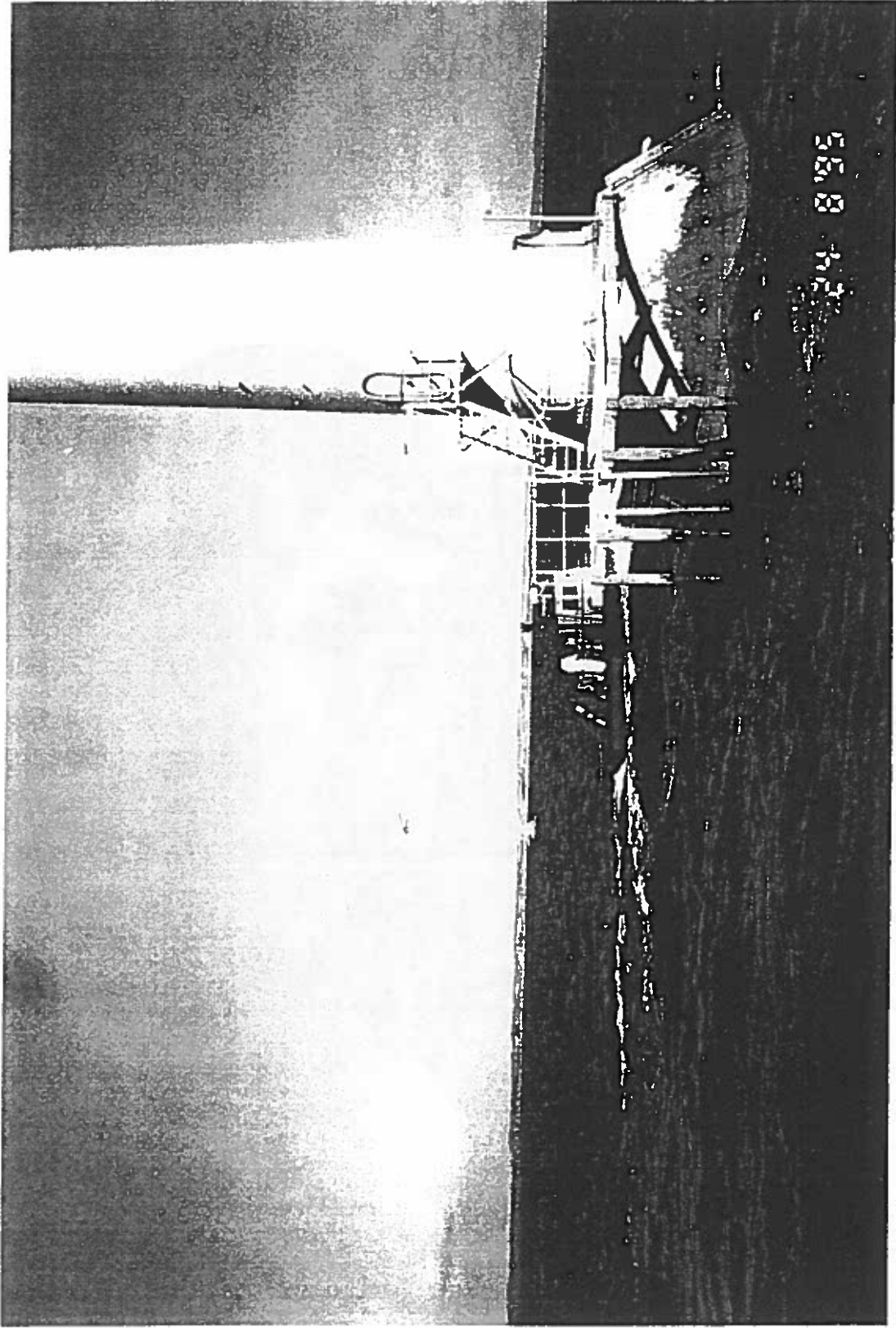
ALTERNATIVE FUNDAMENTER ?

Al'ternativ -et, er (mlat. *alterna'tivus* adj., af lat. *alter'nare* veksle, til '*alter* anden) valg mellem to muligheder; den ene af to muligheder (nu ofte om flere end to); **al'ternativ** skiftende mellem, bestemt af to muligheder; hvad der udelukker hinanden; som i opposition byder på en anden løsning.

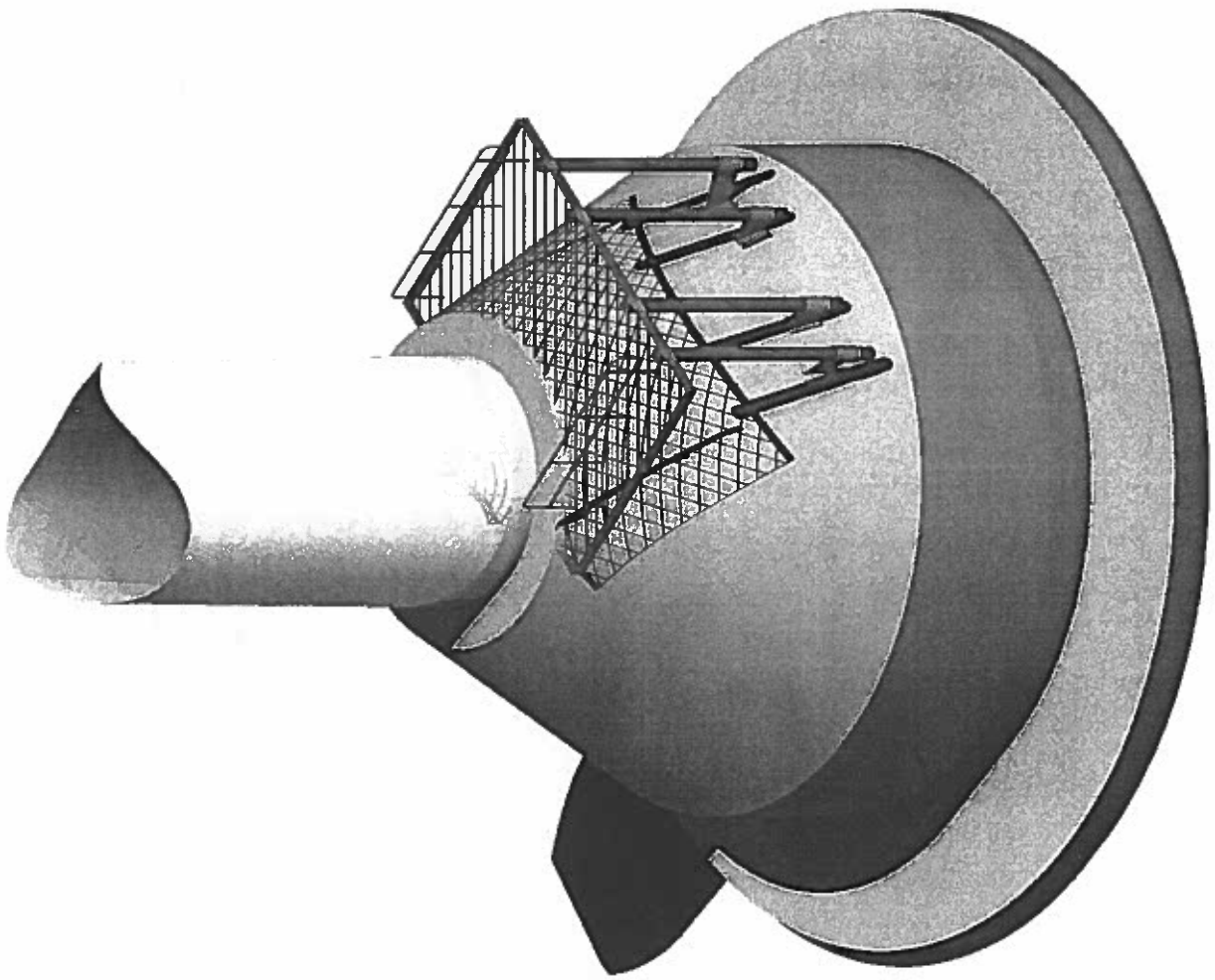
En anden løsning end hvad?

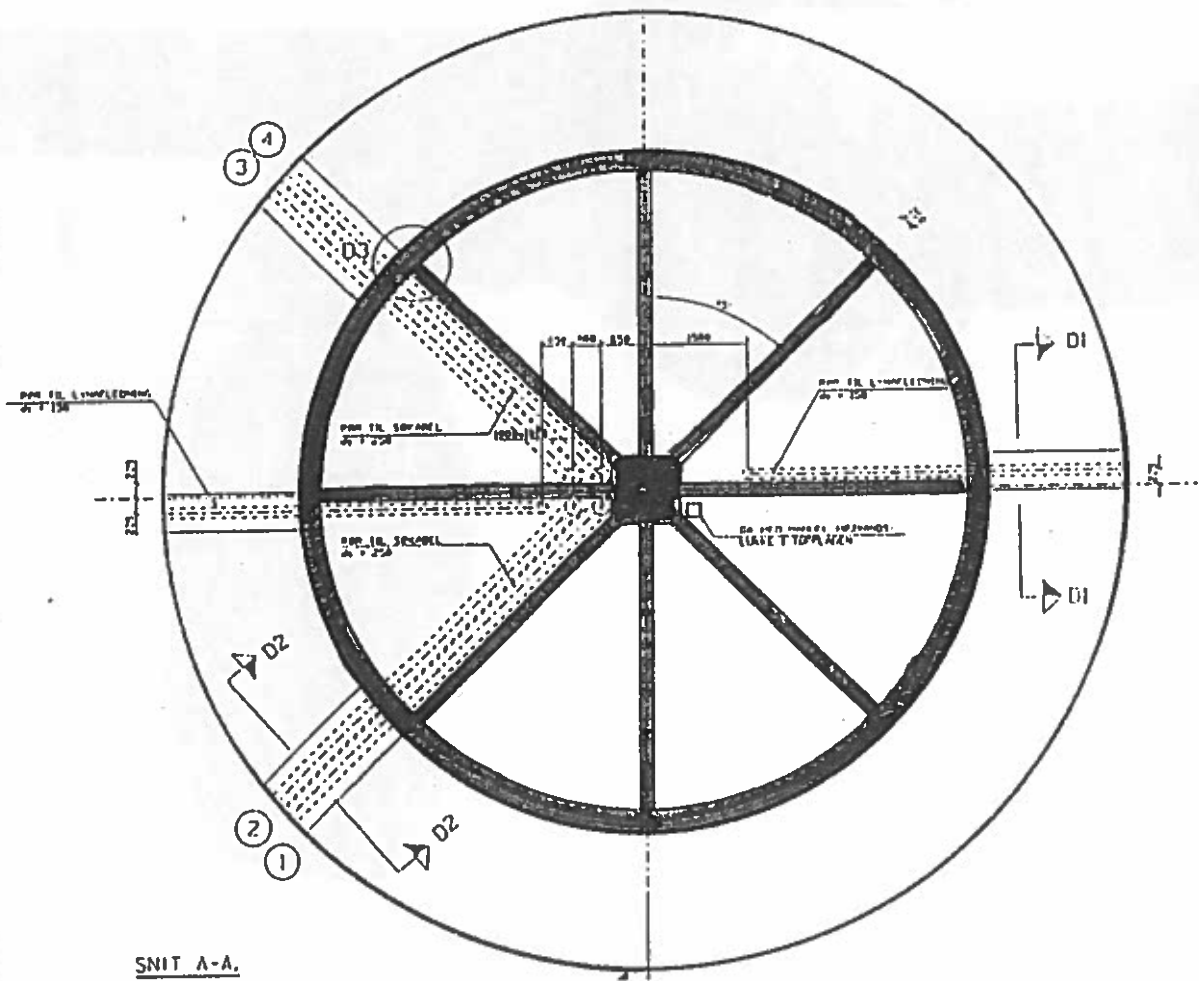
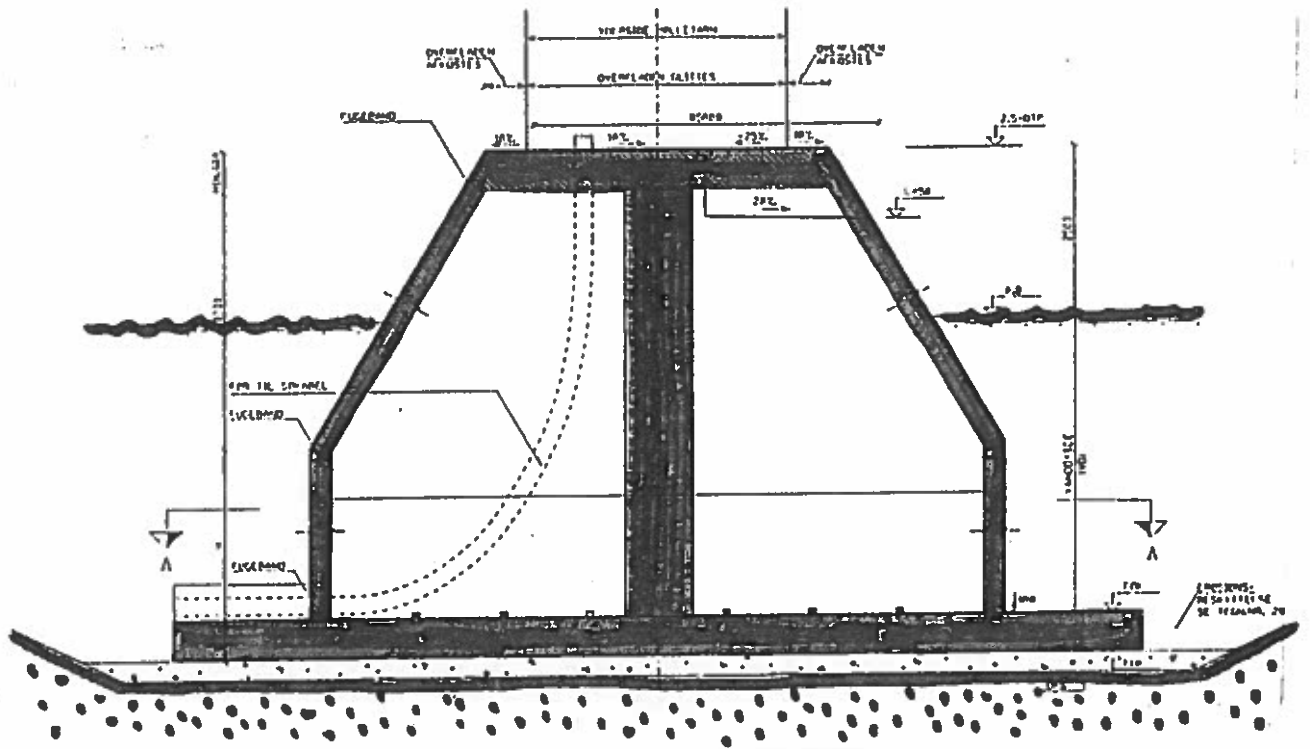
NIRXAS



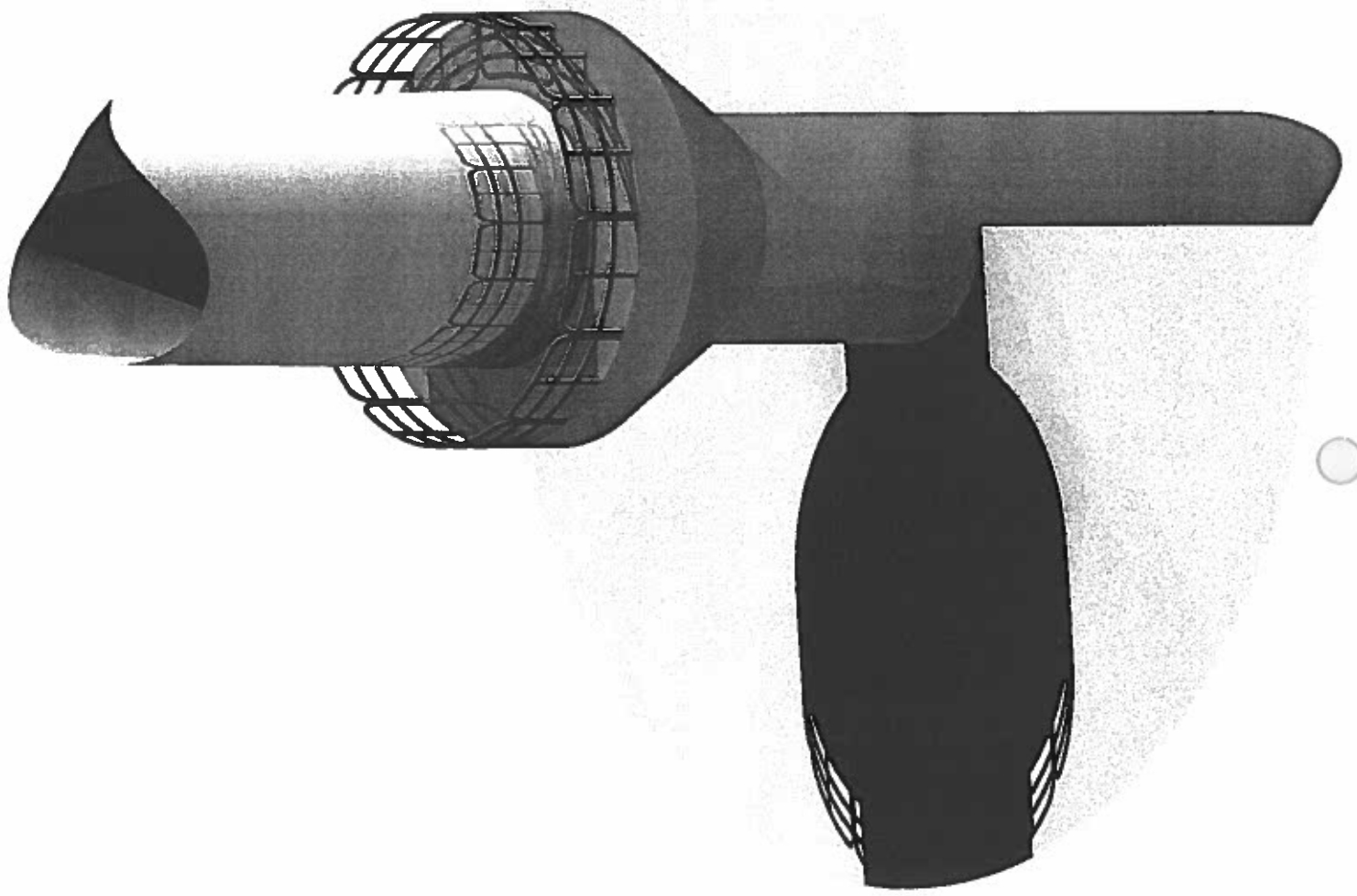


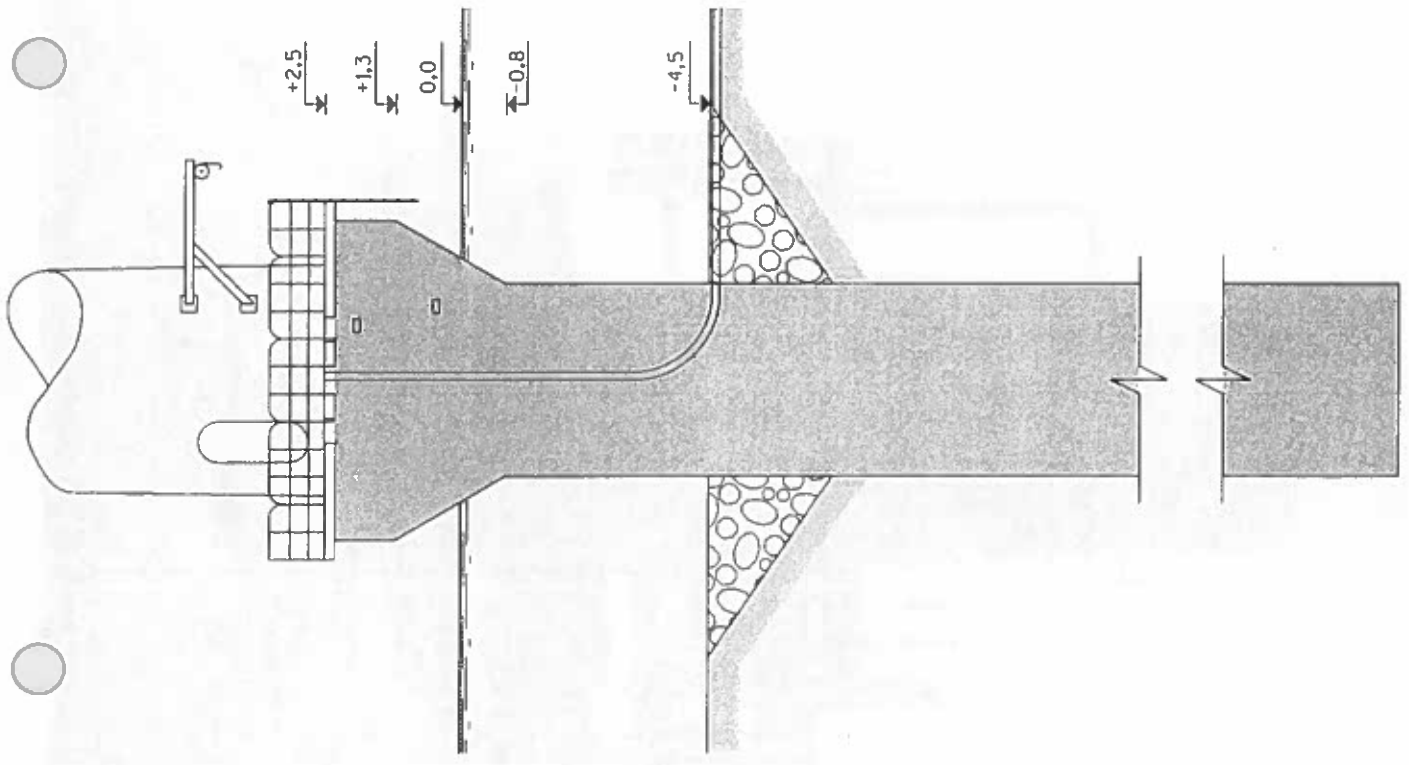
Tunø Knob Offshore Wind Farm



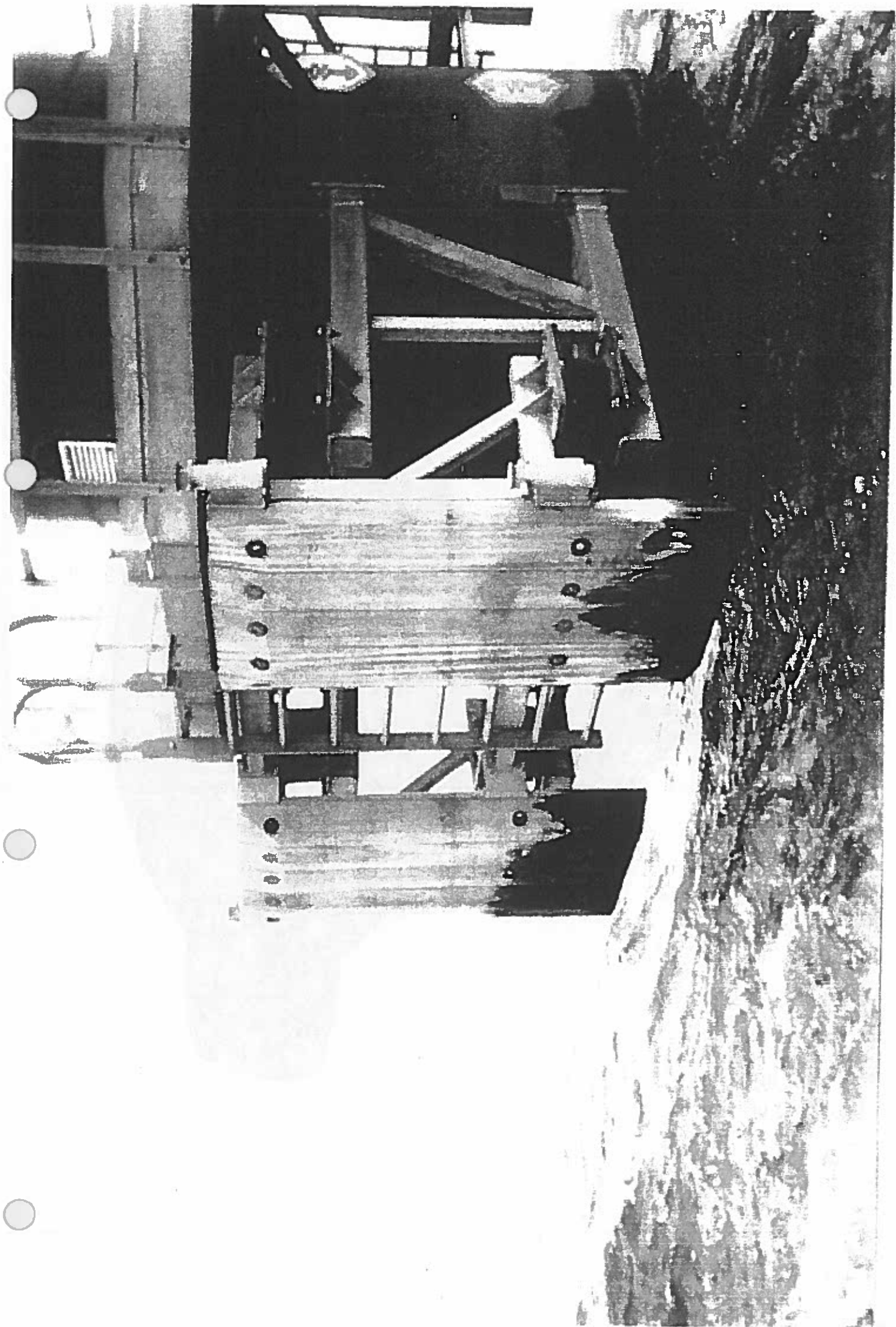


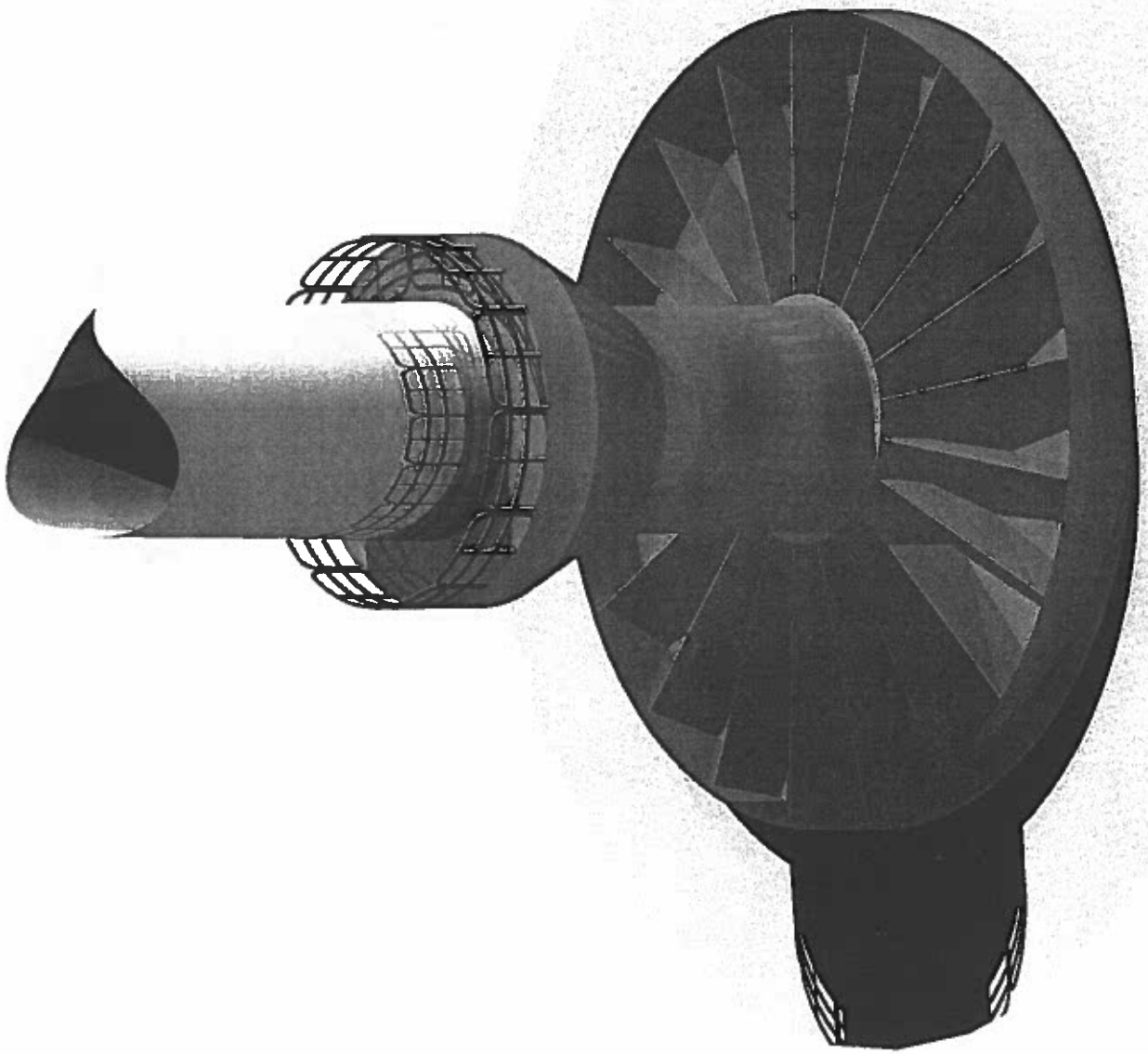
SNIT A-A.

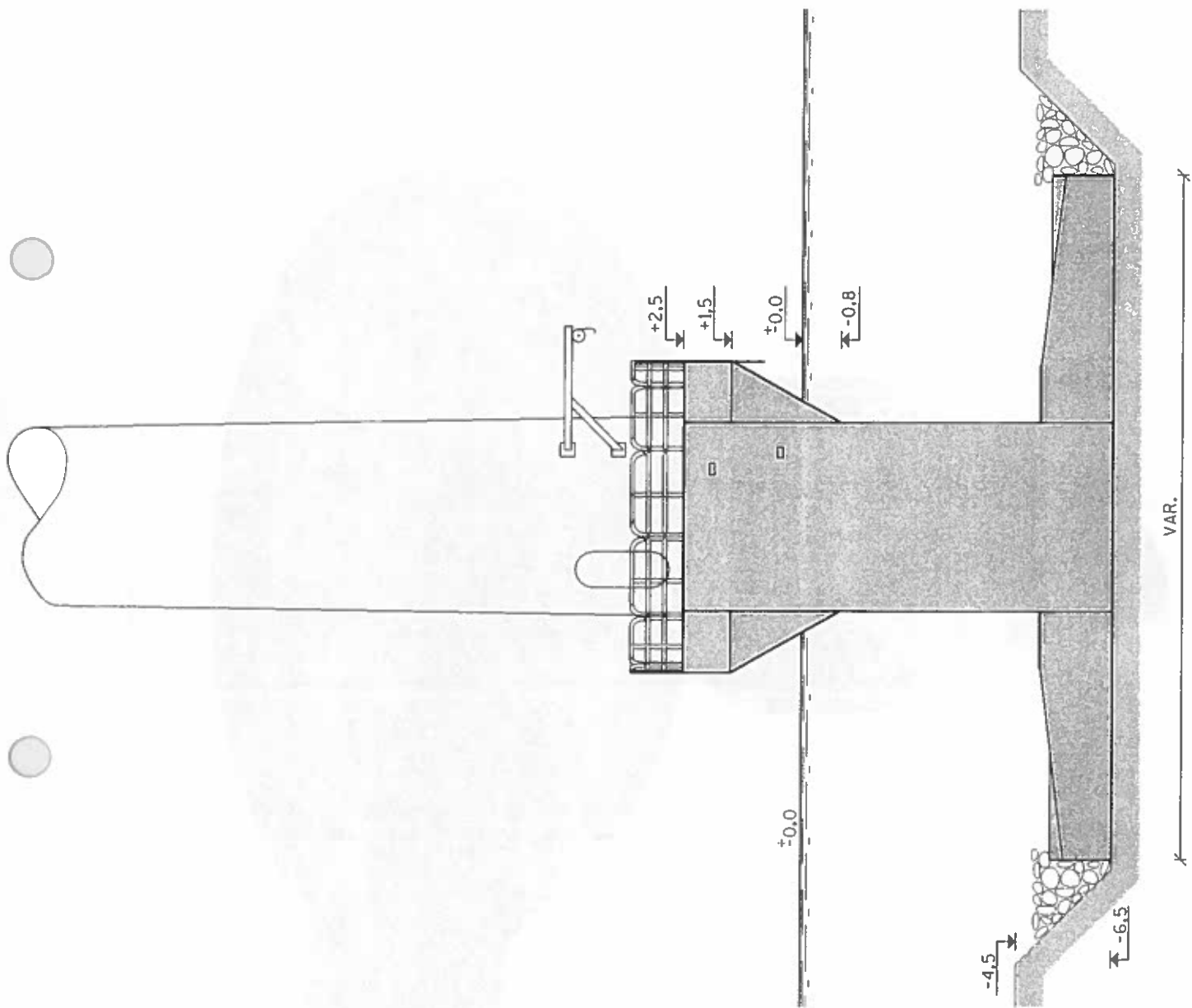


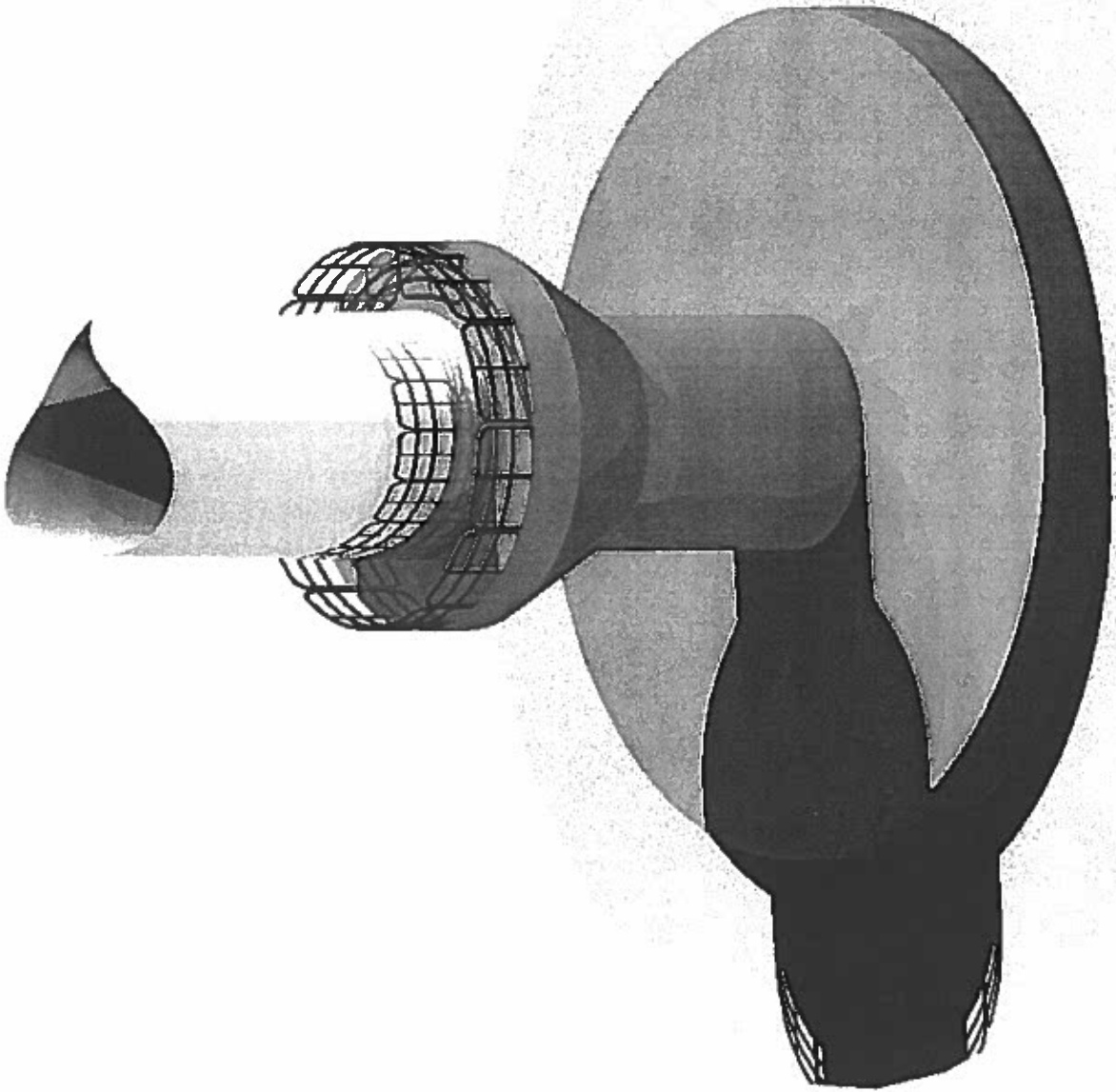




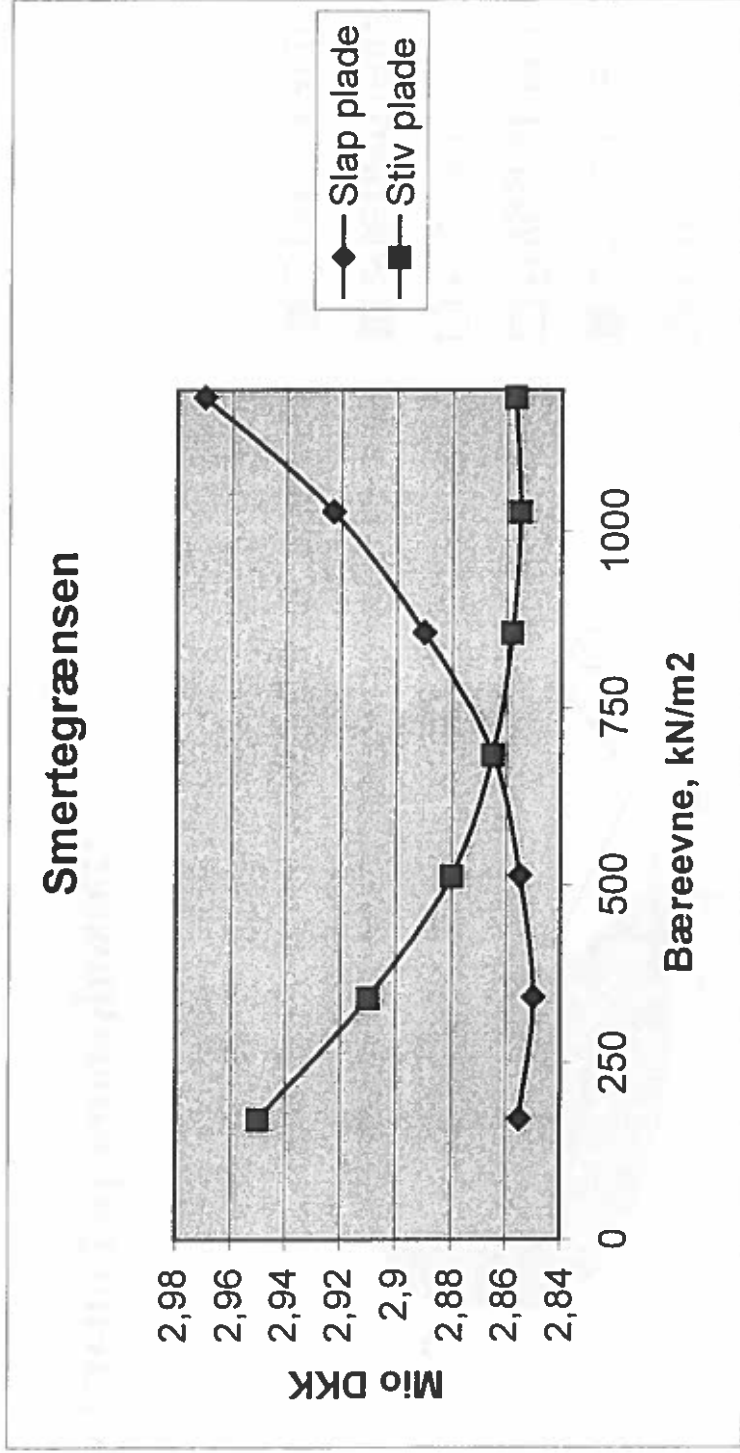






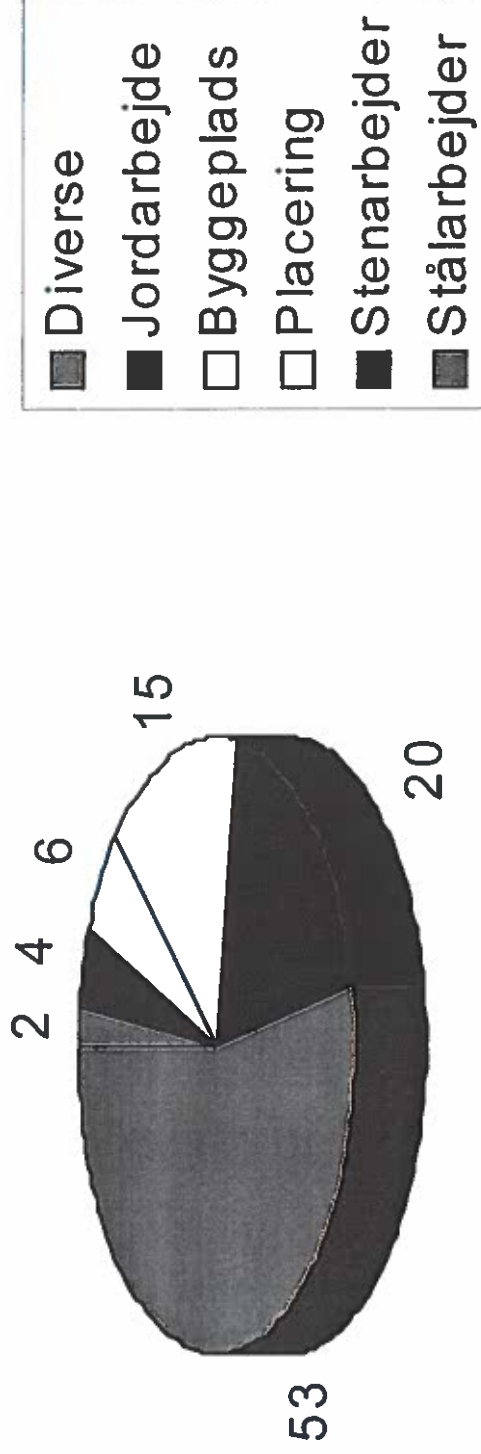


Gravitationsfundament



← Slap plade → ← Stiv plade →

Stålsække

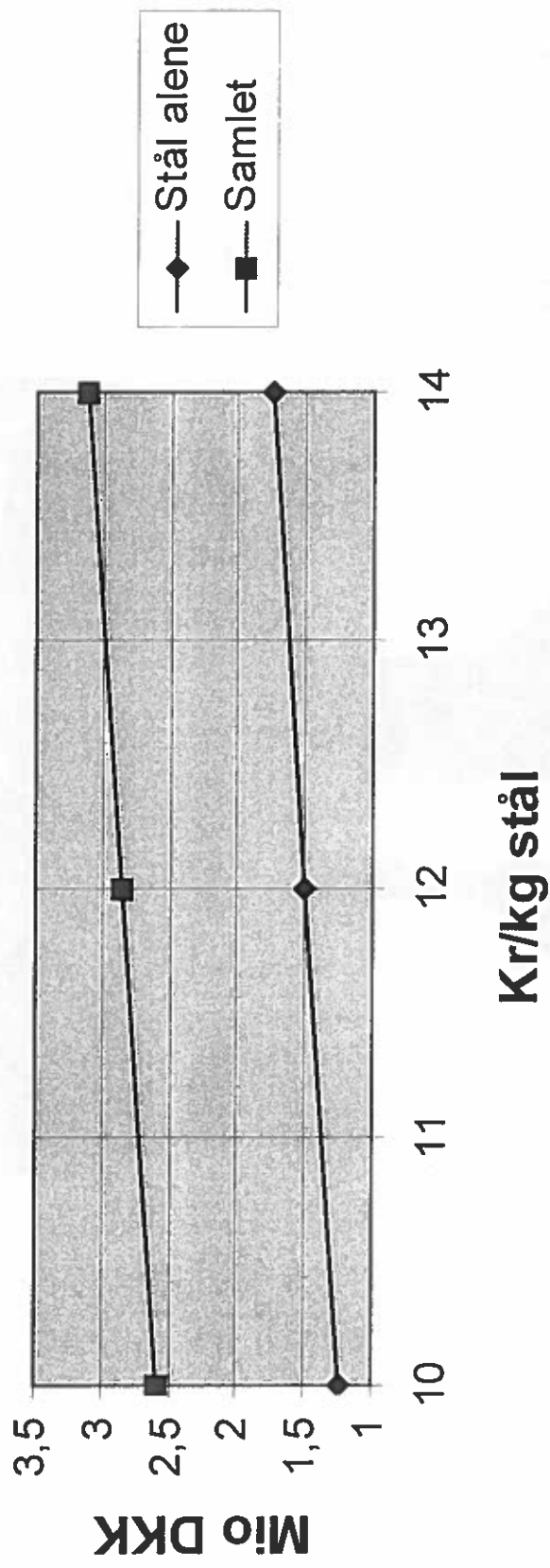


%-vis fordeling af hovedposter.

NIRXAS



Pris per stålsænkekasse



Prisvariation som funktion af enhedspris på kilo stål.

NIRÅS

GRAVITATIONSFUNDAMENT

LER:

D = 10m D = 14m

STÅL 135t 115t (-15%)
MINDRE BALLAST
MERE HÅNDVÆRK

PRIS:

Kr 3.1 mio
2.7 mio
(-13%)

[STÅLPRIS !?]

[INSTALLATIONSVEJRLIG !?]

BESPARELSER:

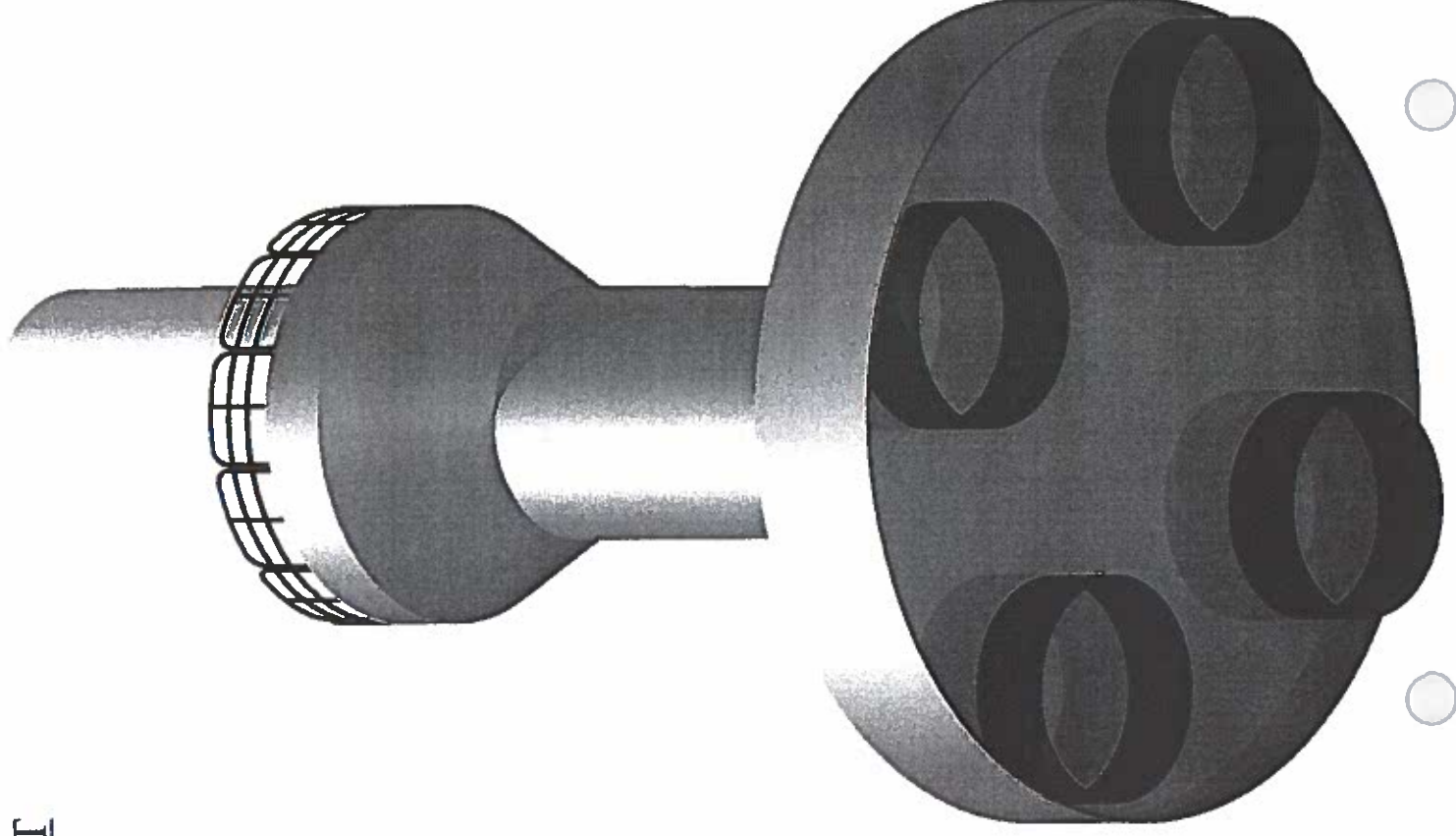
SAND:

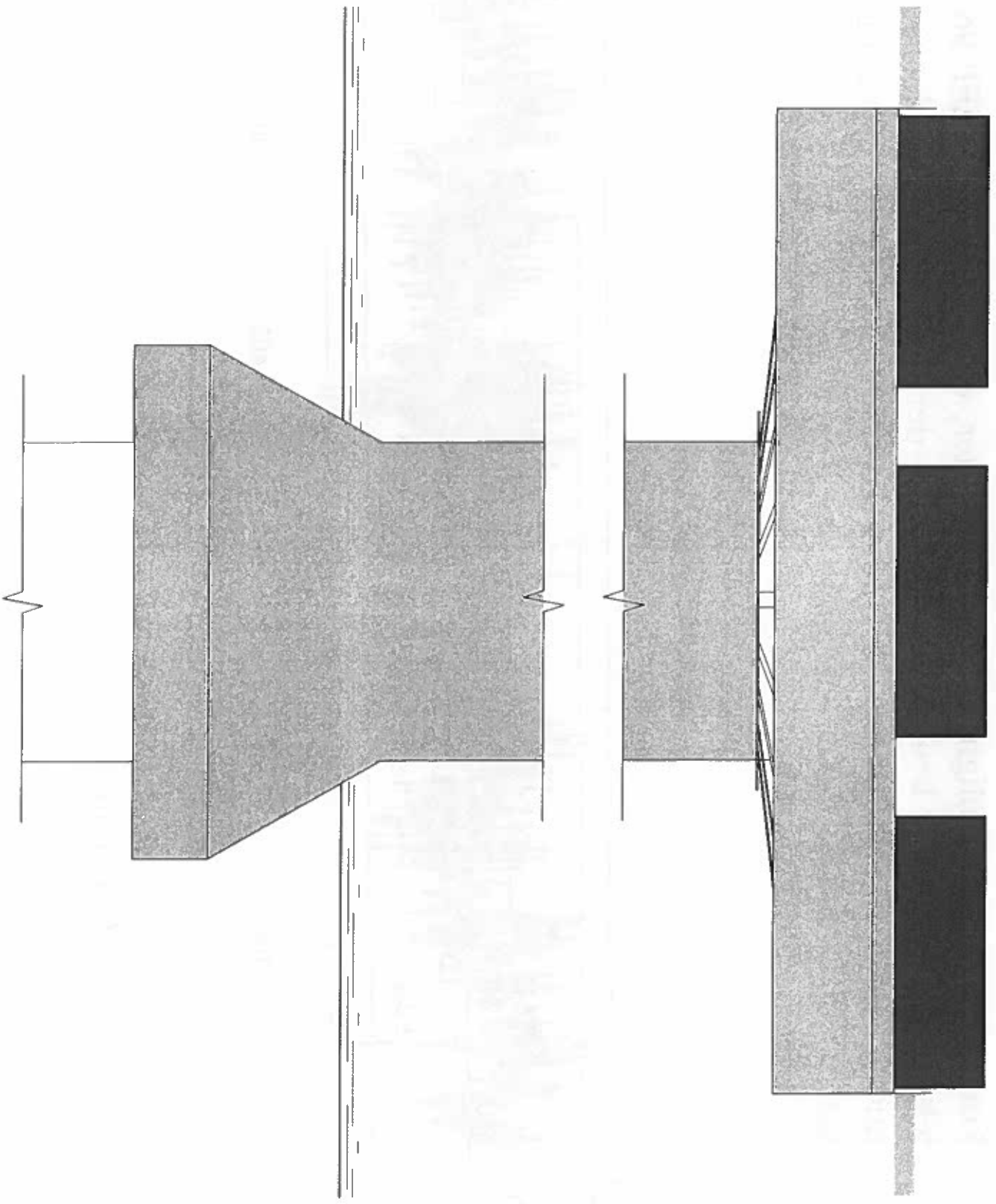
D = 14.5m D = 13m

STÅL 135t 128t (-5%)
(MINDRE BALLAST)
MERE HÅNDVÆRK

PRIS:

Kr 3.2 mio
3.1 mio
(-5%)





For at kunne sammenligne med de vindlaster, der er anvendt i EFP-96 projektet, er det valgt at benytte den tidsserie, der ligger tættest på dennes 2s middelværdi. Det bemærkes, at vindes reelle spidsværdier er væsentlig større (75%) end 2s middelværdien.

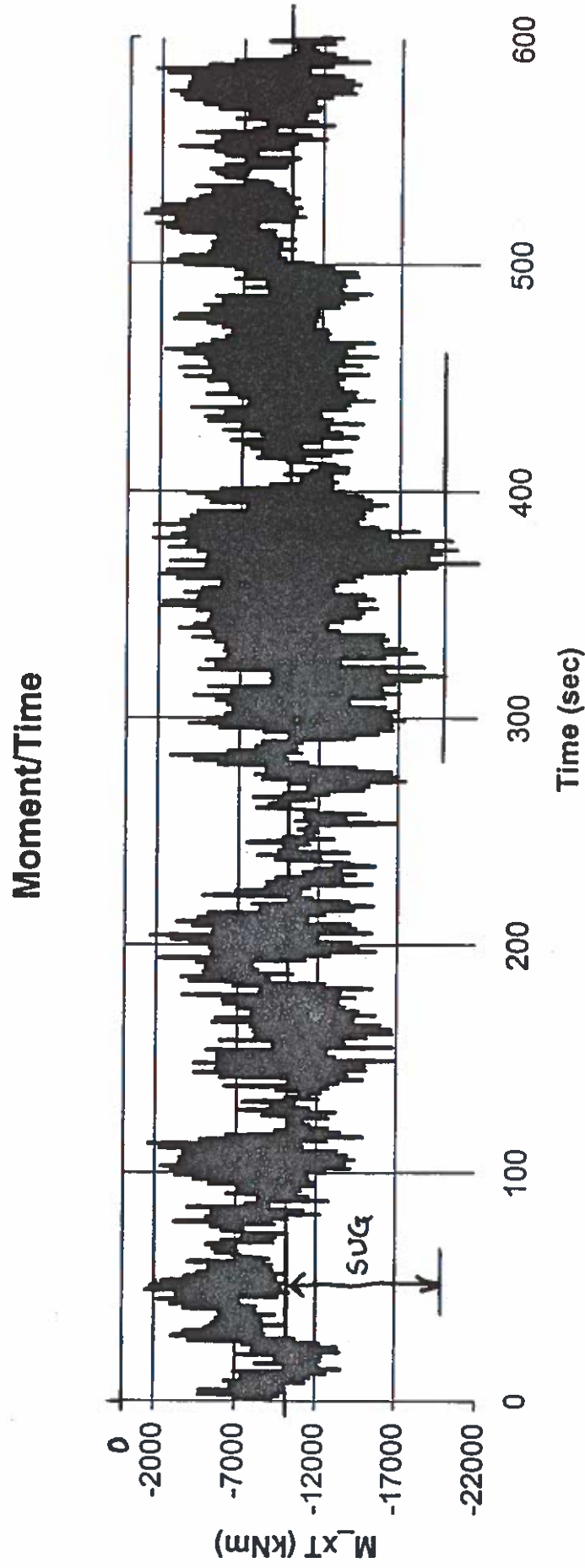
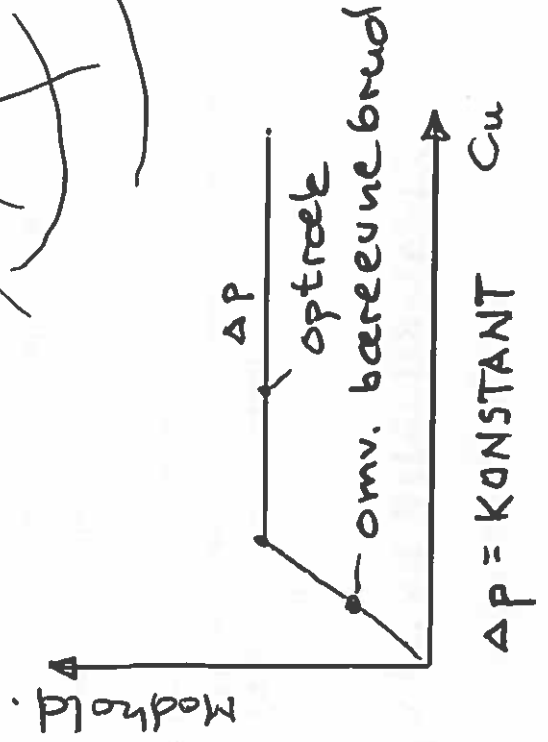
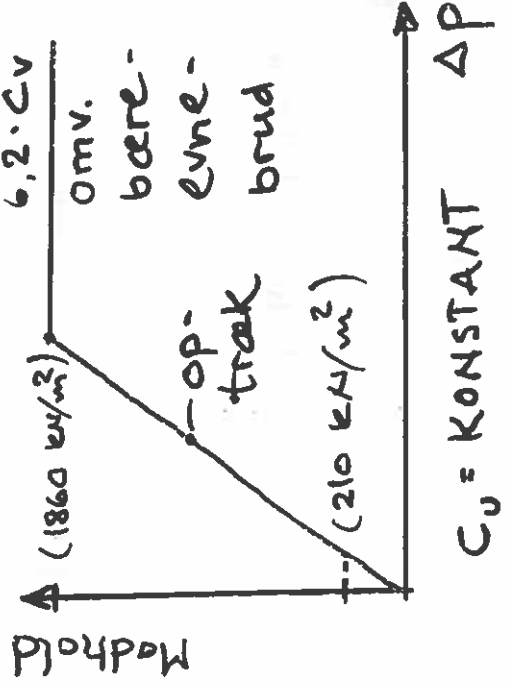
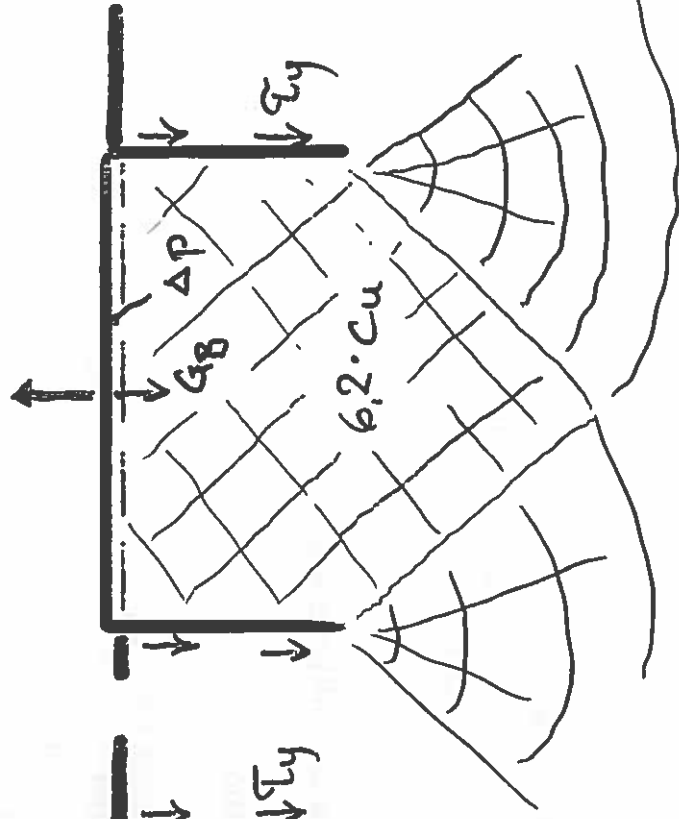
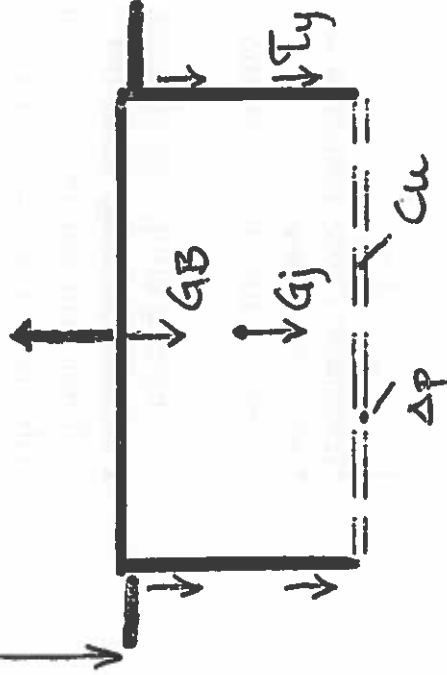
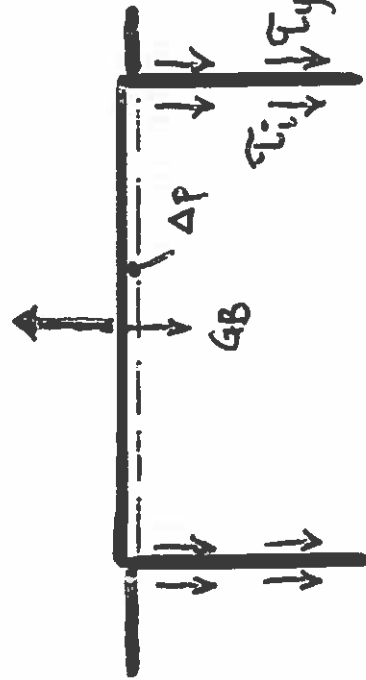


Fig. 3.3 Vindlastspektrum Risø

$A_{tm} (\approx 10 m^2)$

$$D (11 m) \quad \Delta P_{max} = A_{tm} + D_j (100 + 110 = 210 \text{ kN/m}^2)$$



Hvad var så alternativet?

Betonsænkekassen:

Velkendt

Tung – kraftigt løftegrej

Af en eller anden grund skal der altid støbes om vinteren

Beton ↔ udmattelse; ej gode venner

Monopæl:

Nem at producere

Dyr i mobilisering ved mindre parker

Begrænset boregrej – dimensioner kan være et problem

Flint (og sten) i undergrunden en dårlig idé

Sugebøtte:

Under udvikling

Besparelse i konstruktionsstål – miljøvenligt

Nem at installere

Kræver relativ stor vanddybde

Stålsænkekasse:

Forventelig billig i installering, men nej

Produktionsvenlig - fleksibel

Udføres med slap og stiv bundplade

Afhængig af aktuel pris på kg

Møller, vinger, mekanik, beton, stål, havarbejder?: Meget energi skal slippes ud for at skabe ny energi!

NIRXAS

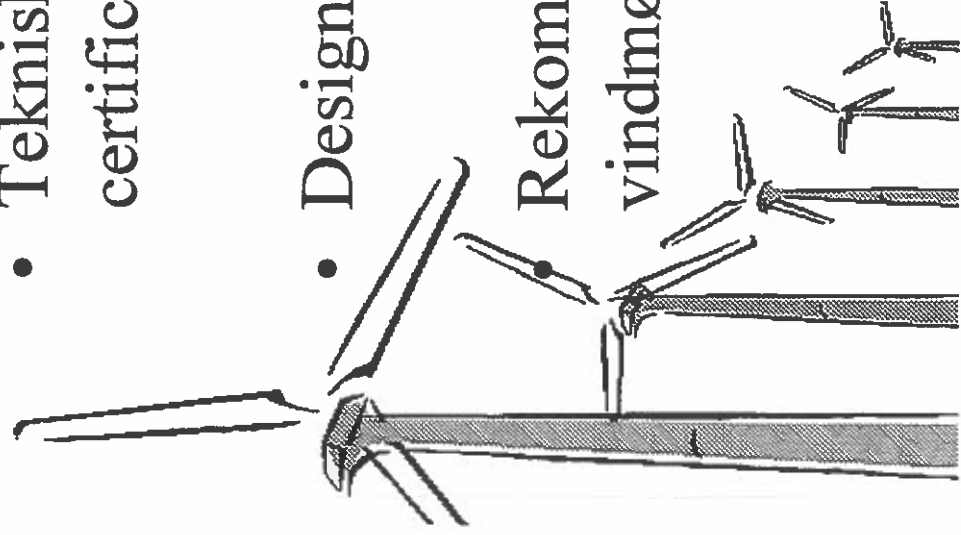


Elsam Havmøller. Horns Rev. Designgrundlag. Skitse- og udbudsprojekt

Grundlag

- Teknisk grundlag for typegodkendelse og certificering af vindmøller i Danmark.
- Designgrundlag for vindmølleparker på havet.

Rekommendation for teknisk godkendelse af vindmøller på havet.

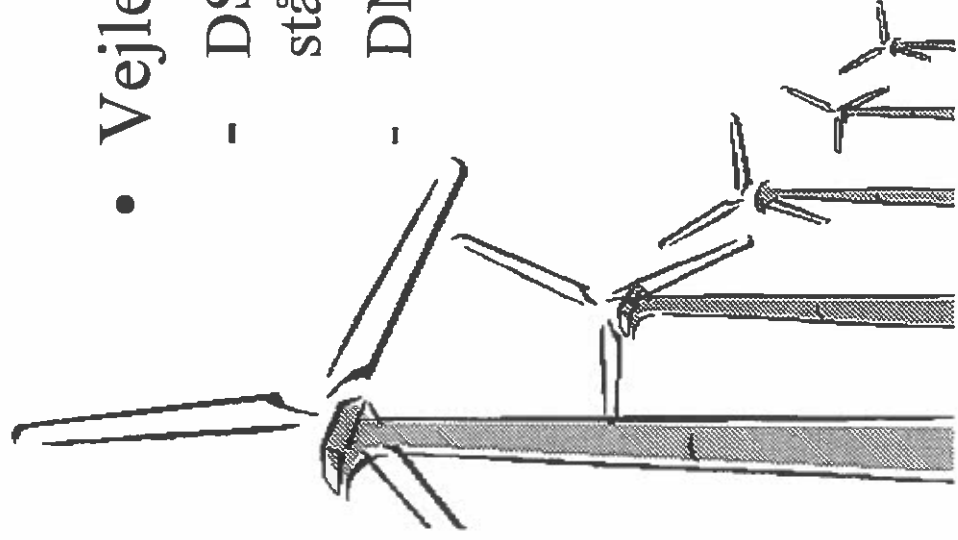


Tech-wise
energy. environment. knowledge.

Elsam Havmøller, Horns Rev.

Normer og anvisninger

- Nyeste udgaver af danske konstruktionsnormer.
- Vejledende stof:
 - DS449 Norm for pælefunderede offshore stålkonstruktioner.
 - DNV Classification Noter 30.4. Foundations.



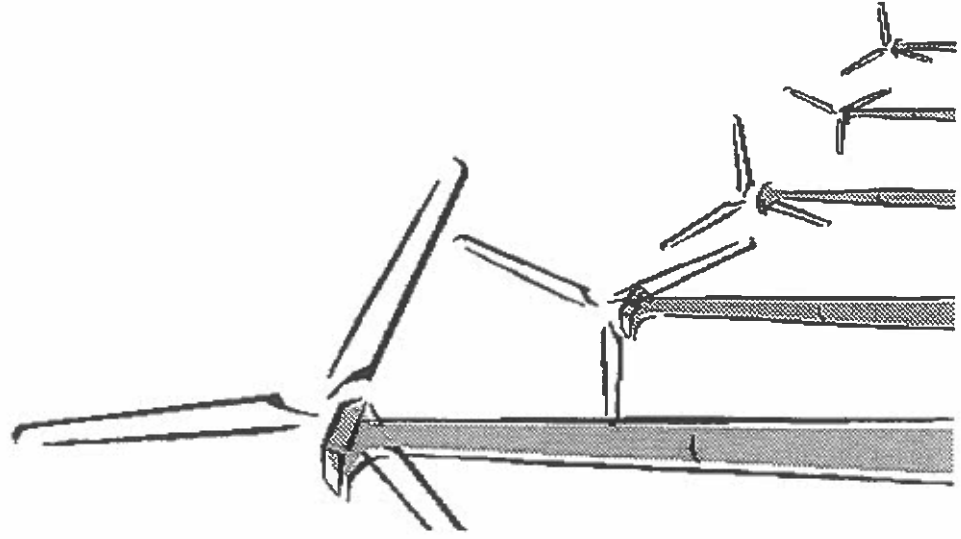
Tech-wise

energy. environment. knowledge.

Elsam Havmøller, Horns Rev. Beregningsforudsætninger

Reference mølle:

- Navnhøjde 70 meter
- Rotordiameter 80 meter
- Activ stall
- Vægt af nacelle ~ 70 ton.
- Vægt af rotor ~ 30 ton.



Tech-wise
energy. environment. knowledge.

Elsam Haymøller, Horns Rev. Beregningsforudsætninger

Vind:

Basis vindhastighed: 29,5 m/s, 10 min.
middelvind i 10 m højde med ruhedslængden
0,05 m.

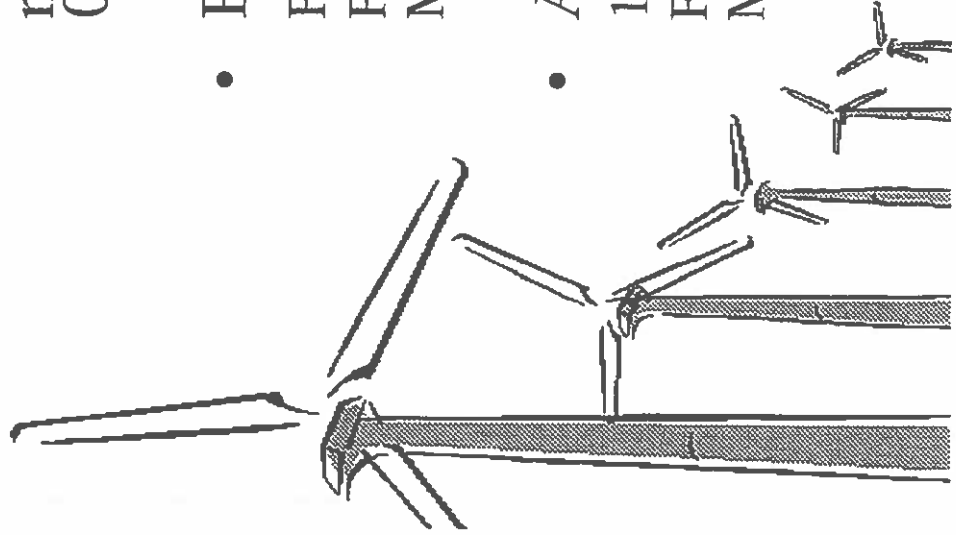
- Ekstrem last på top af fundament.

$$\begin{aligned} F_z &= 2.100 \text{ kN} \\ F_x &= 900 \text{ kN} \\ M_y &= 45.000 \text{ kNm} \end{aligned}$$

- Ækvivalent udmattelseslast.

10^7 lastcykler og $m = 4$.

$$\begin{aligned} F_{x,fat} &= 290 \text{ kN} \\ M_{y,fat} &= 22.000 \text{ kNm} \end{aligned}$$



Tech-wise
energy. environment. knowledge.

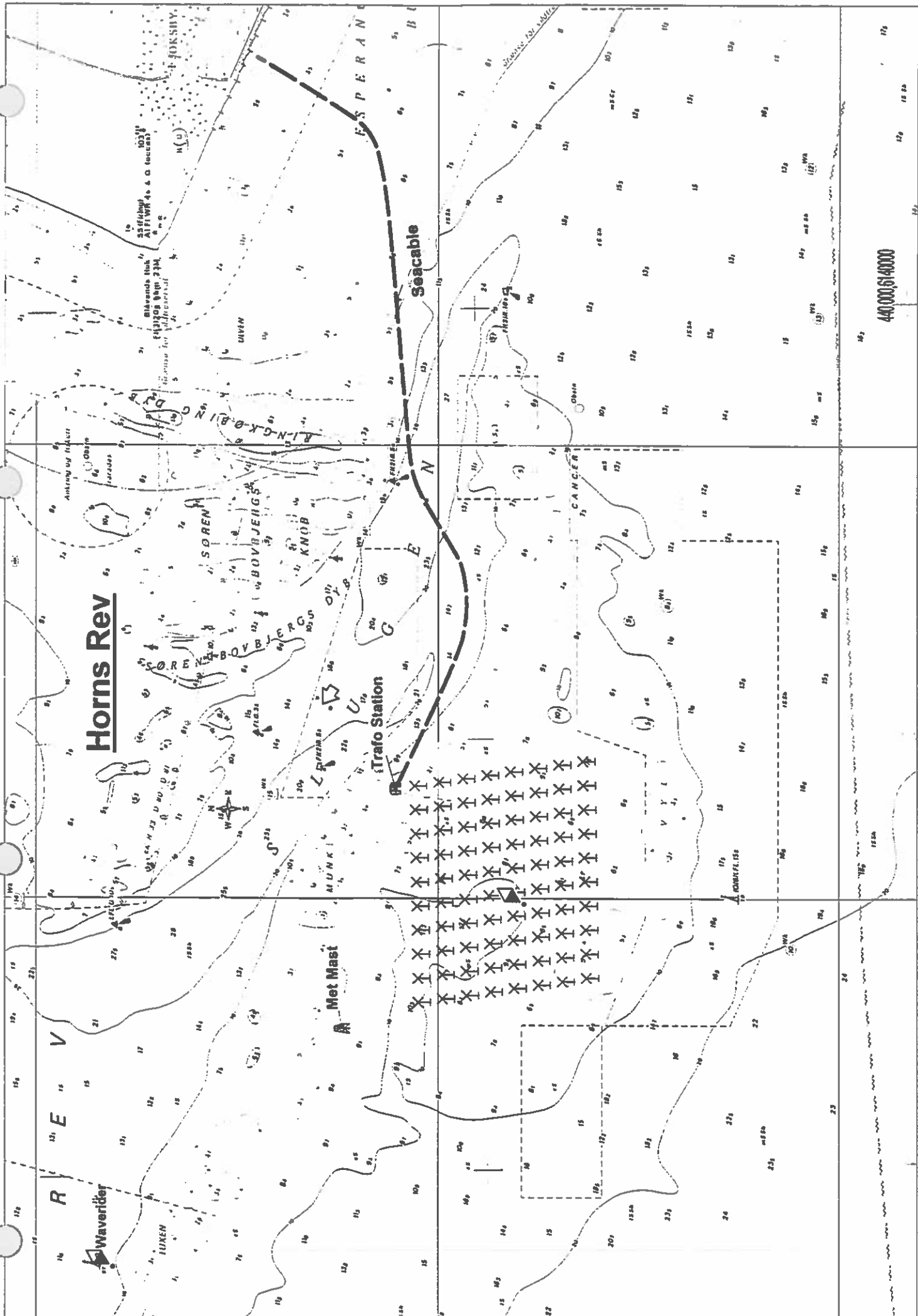
Horns Rev

Seacable

Trafo Station

Met Mast

Waverider



400,000:1

175

176

177

178

179

180

181

182

183

184

185

186

187

188

189

190

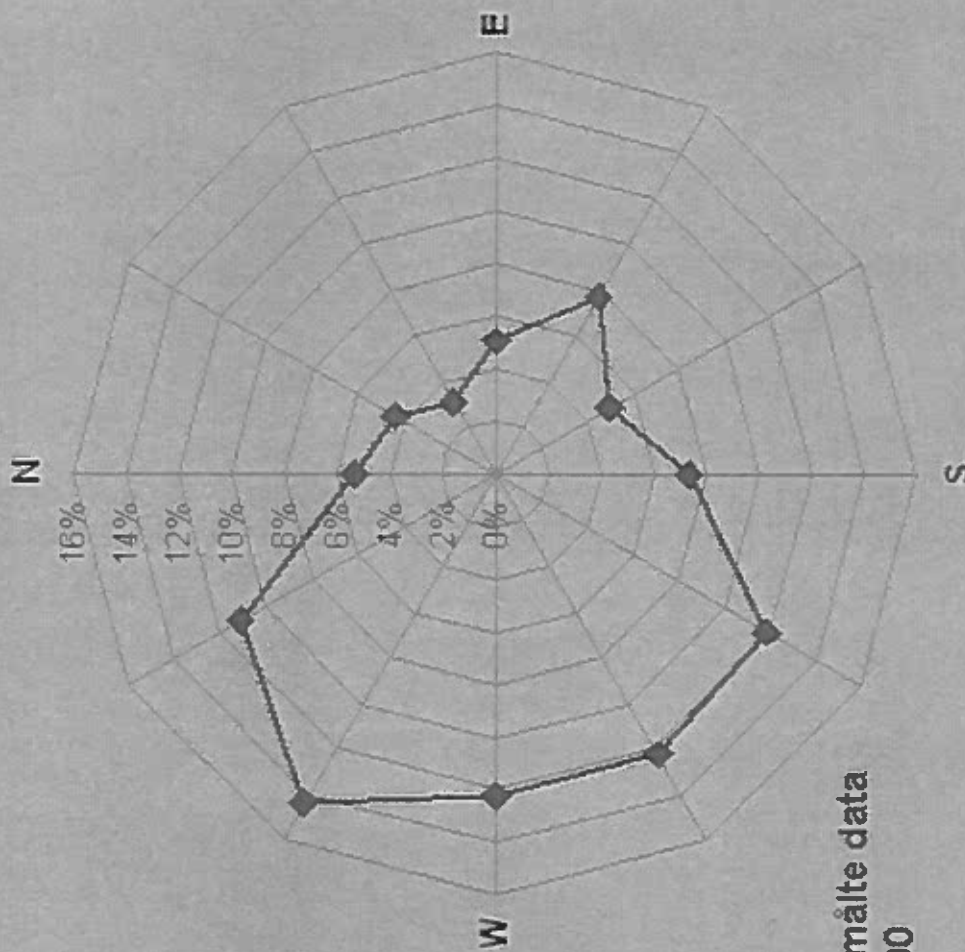
191

192

193

Horns Rev. Vindretningsfordeling

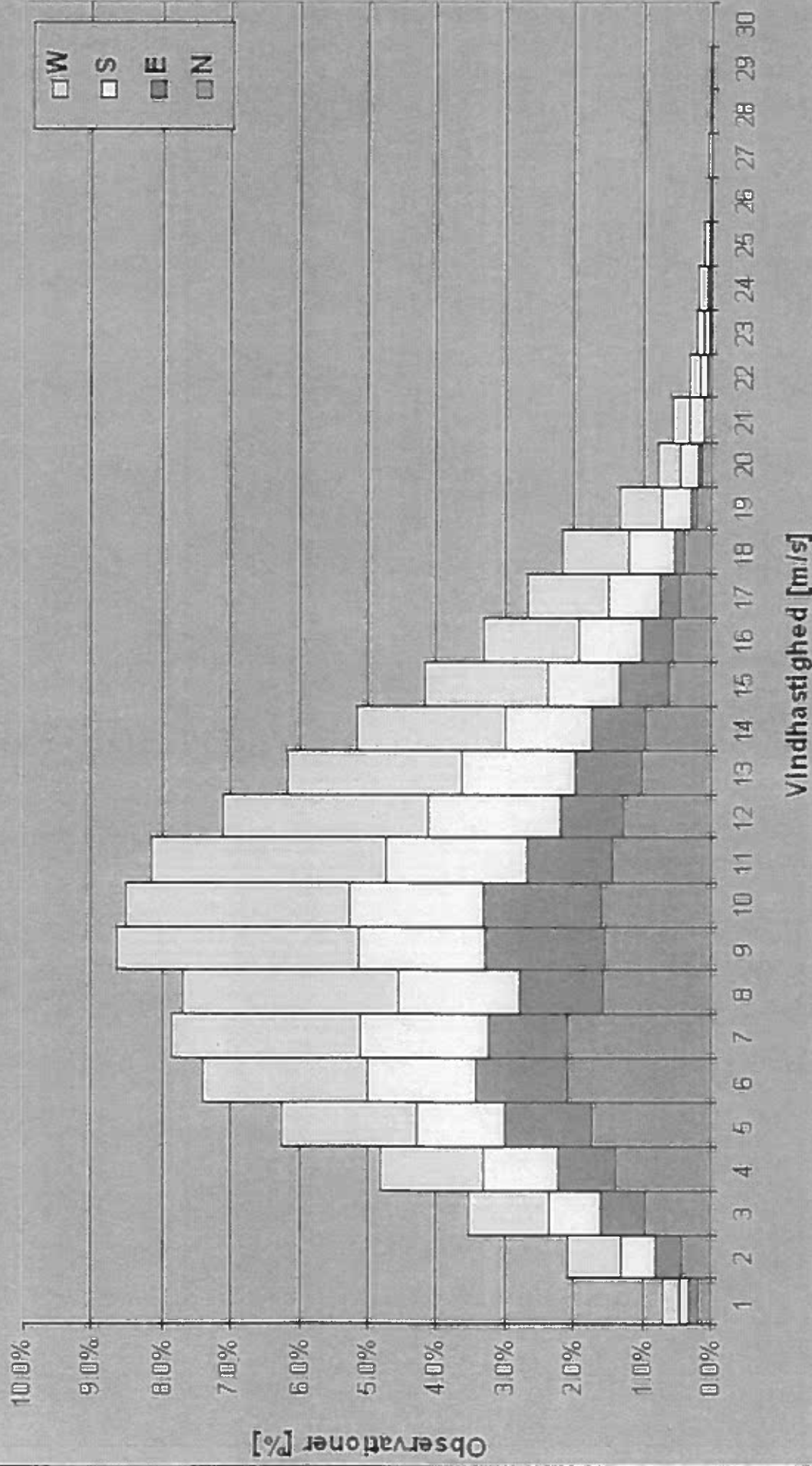
Kote +62 m



Vindretningsfordeling for målte data
i perioden 1.7.1999-1.7.2000

Horns Rev. Vindhastighedsfordeling

90 grader sektorer - Kote +62 m.



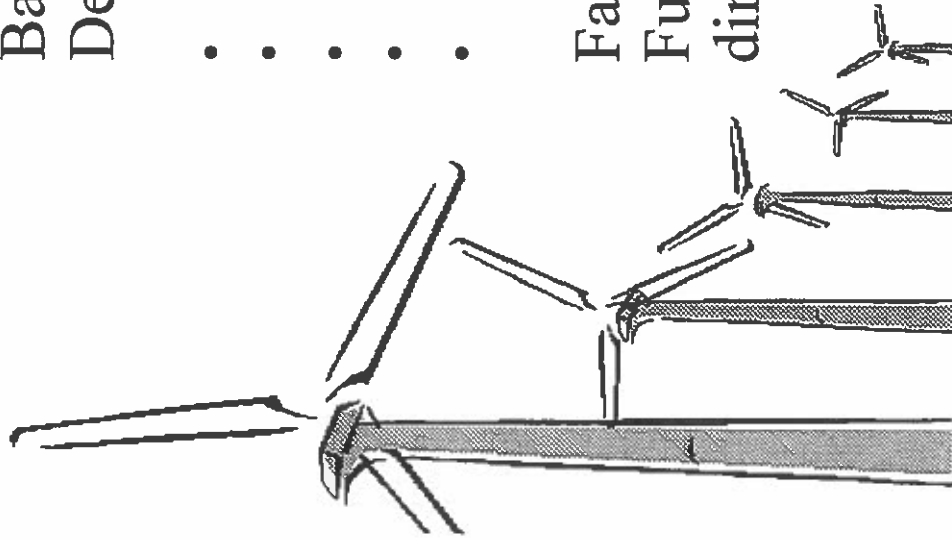
Elsam Havmøller. Horns Rev. Beregningsforudsætninger

Bølger, strøm, vandstand og is:

Baggrundsrapport. Hydrografiske Data (DHI, 1999)
Designmæssige 50 års hændelser.

- Maksimal bølgehøjde $H = 8,1$ m.
- Bølgeperiode $T = 12$ sek.
- Strøm $V \approx 0,9$ m/s.
- Max. vandstand $+ 3,5$ m over M.S.L.
- Min. Vandstand $- 2,4$ m under M.S.L.

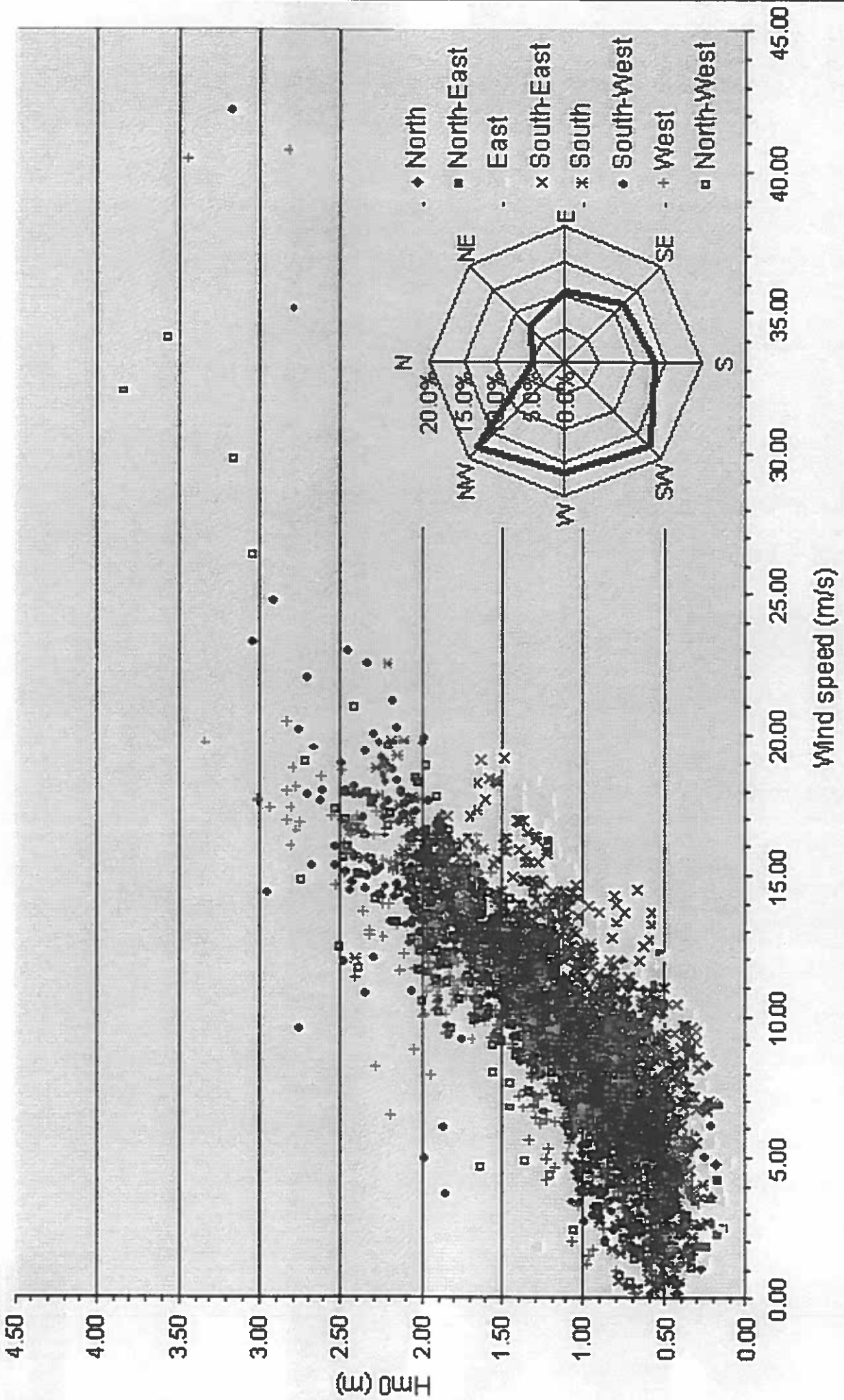
Fast is forventes ikke at forekomme på Horns Rev.
Fundamentet regnes for en drivende isflage med
dimensioner 20×20 m², tykkelse $0,3$ m.



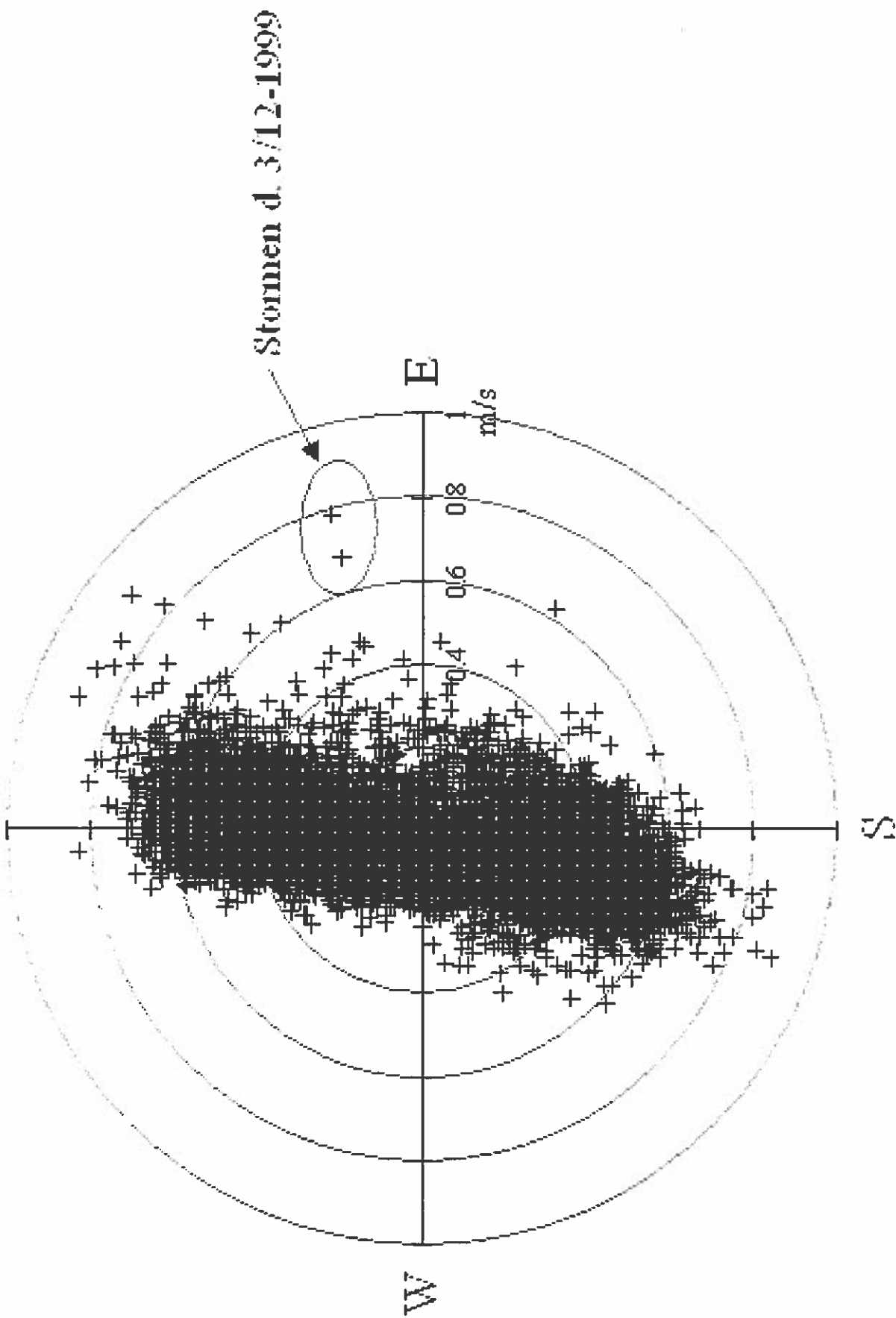
Tech-wise

energy. environment. knowledge.

Waves vs. Wind - 1 hour mean values Horns Rev South



Registrering af strøm fordelt på retninger
i perioden 1.7.1999-1.7.2000



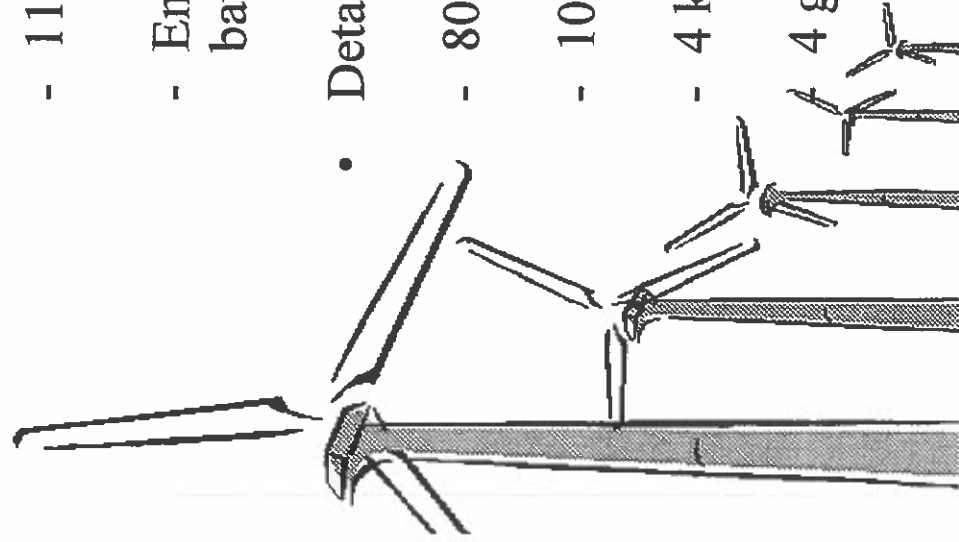
Elsam Havmøller. Horns Rev.

Beregningsforudsætninger

Geotekniske undersøgelser

- Indledende geotekniske undersøgelser udført august 1998.
 - 11 CPT-forsøg og 19 vibrocorer borer.
 - Endvidere blev der udført geofysiske målinger bestående af bathymetri og refleksionsseismik.
- Detaljerede undersøgelser udført maj - juli 2000.
 - 80 CPT-forsøg til 20 á 26 m dybde.
 - 10 stk. vibrocoringer til 1 á 4 m dybde.
 - 4 konduktivitetmålinger til 20 m dybde.

- 4 geotekniske borer til 30 á 40 m dybde.



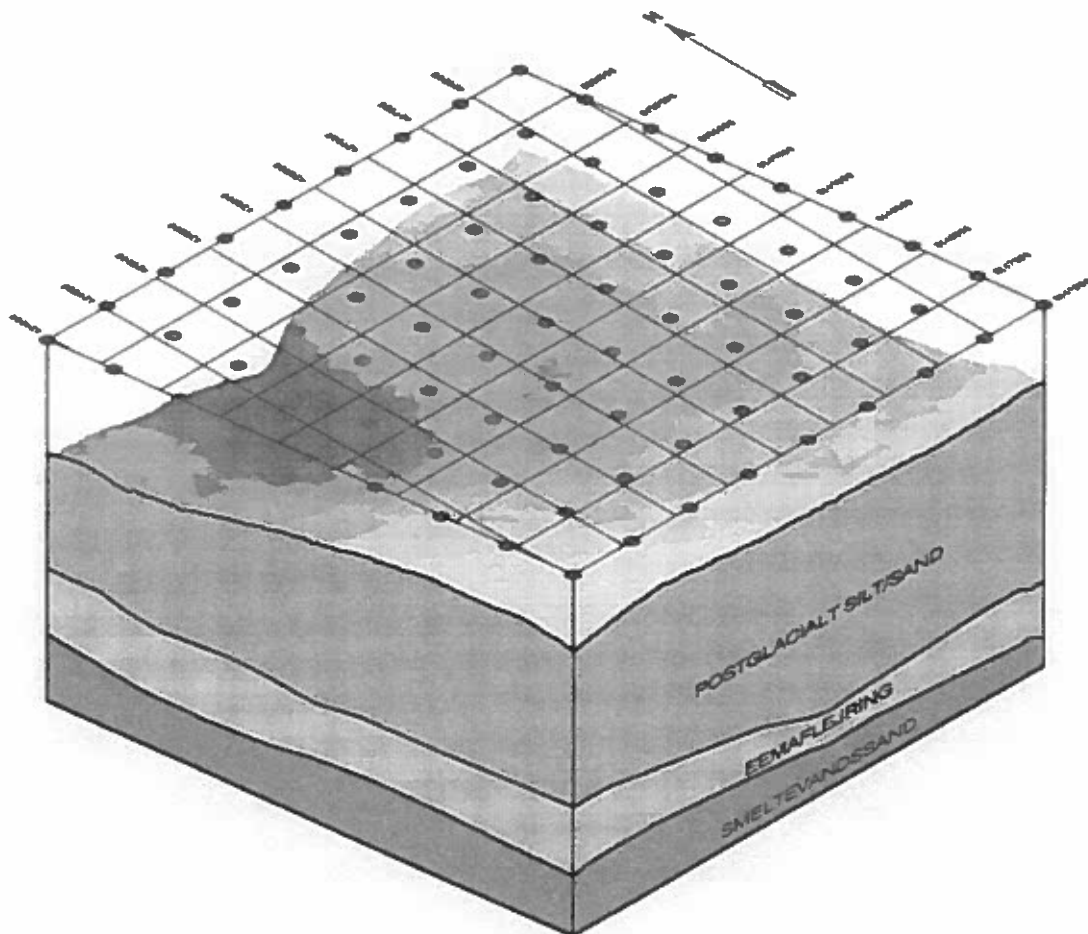
Tech-wise

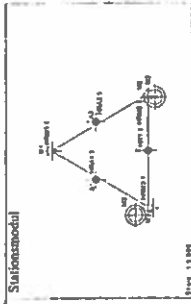
energy. environment. knowledge.

ELSAM I/S. Havmøller

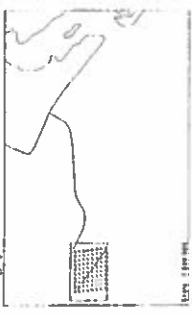
Geotekniske undersøgelser, Horns Rev

November 1999





Stationsskizze:



Koordinatensystem:
 EPSG:31466
 Datum: DTM
 Projektion: UTM
 Zone: 31N

Signaturklärung:

- Mølle 94**
- Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle
 - Mølle









Stationsskizze Adresse: 110 000		GfO GEOMETRIE INSTITUT	
Projekt Blatt Blatt Blatt Blatt	Datum Datum Datum Datum	Maßstab Maßstab Maßstab Maßstab	Blatt Blatt Blatt Blatt
2000-09-22		/ A1	

0000	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

Områdeinddeling af møllepark

												M2	M2						
01	31	11	31	21	31	31	31	41	31	51	M2	61	M2	71	M2	81	M2	91	M2
02	31	12	31	22	31	32	31	42	31	52	M2	62	M2	72	M2	82	M2	92	M2
03	31	13	31	23	31	33	31	43	31	53	98	63	98	73	98	83	M2	93	M2
04	06	14	06	24	31	34	31	44	98	54	98	64	98	74	98	84	98	94	98
05	06	15	06	25	98	35	98	45	98	55	98	65	98	75	98	85	98	95	98
06	06	16	06	26	28	36	28	46	98	56	98	66	98	76	28	86	28	96	98
07	06	17	06	27	28	37	38	47	98	57	98	67	98	77	98	87	98	97	98
08	98	18	28	28	28	38	28	48	28	58	98	68	98	78	98	88	98	98	98

Farvekode:

-  Område A
-  Område B
-  Område C
-  Område D
-  Område E
-  Mølleposition/stationsmodul med geoteknisk boring

GEO

SAG: 156 18067 Horns Rev

Udført : LAH

Dato: 2000-09-15

Emne: Områdeinddeling

Kontrolleret : PBH

Dato: 2000-09-22

Side 1 / 1

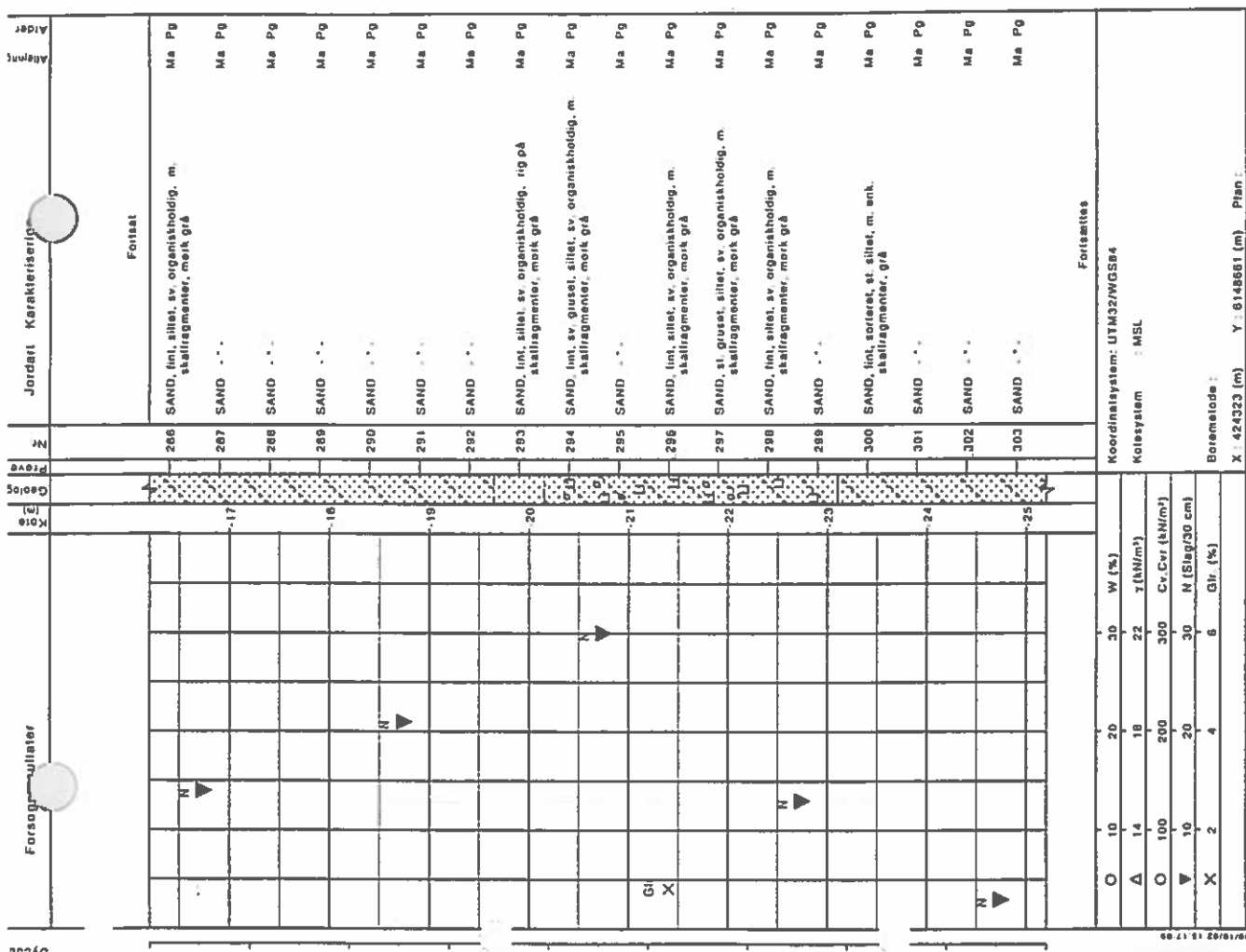
Godkendt : LAH

Dato: 2000-09-22

Rapport

Bilag P2

Rev.

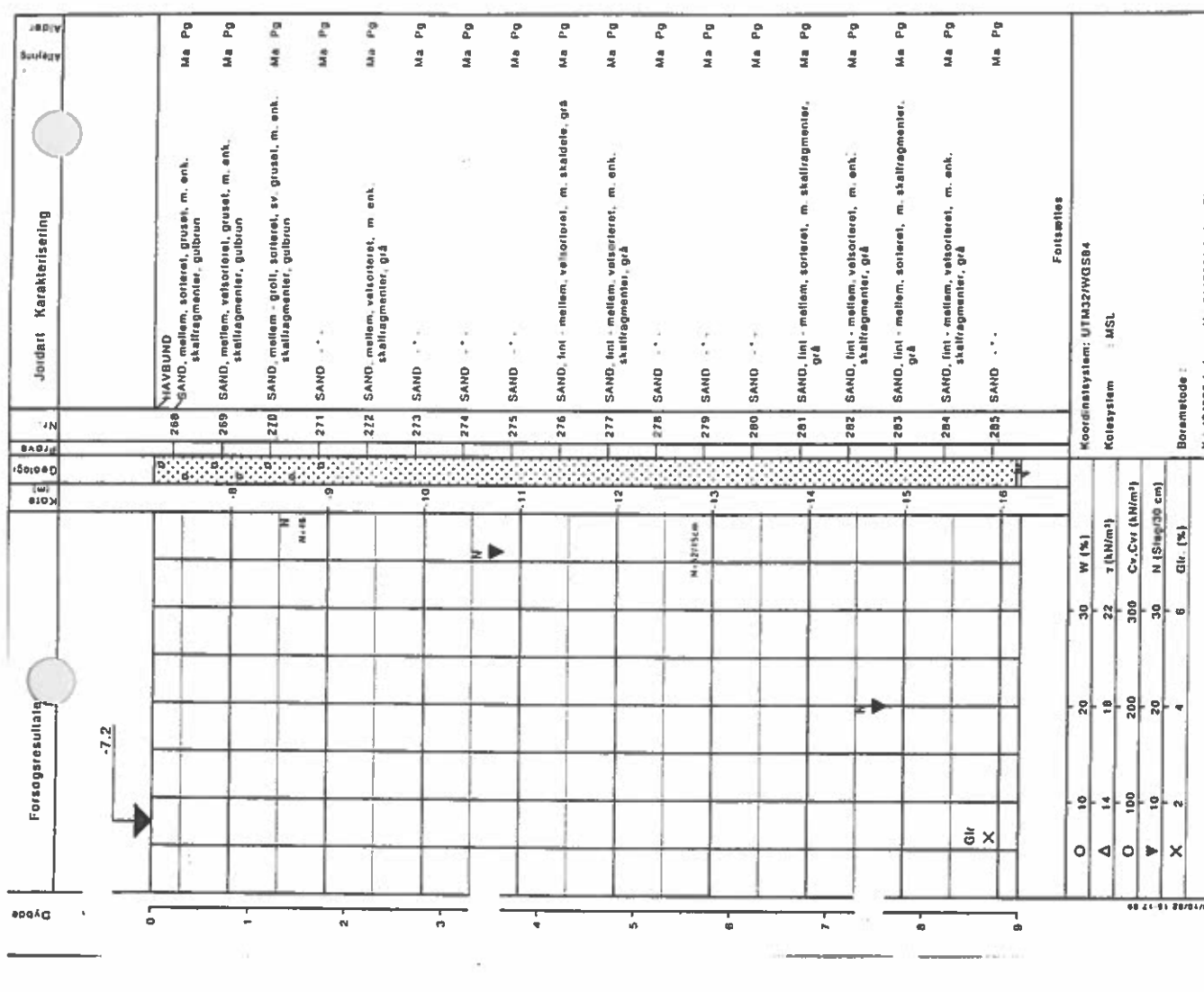


Sag : 15618067 Horns Rev

Strækning : Boret af : GI JWJ Dato : 2000-07-09 DGU-nr. : Boring : 6

Udarb. af : KS Kontrol : *LMH* Godkendt : *LMH* Dato : 2000-10-11 Bilag : F06 s. 2 / 4

GEO Boreprofil

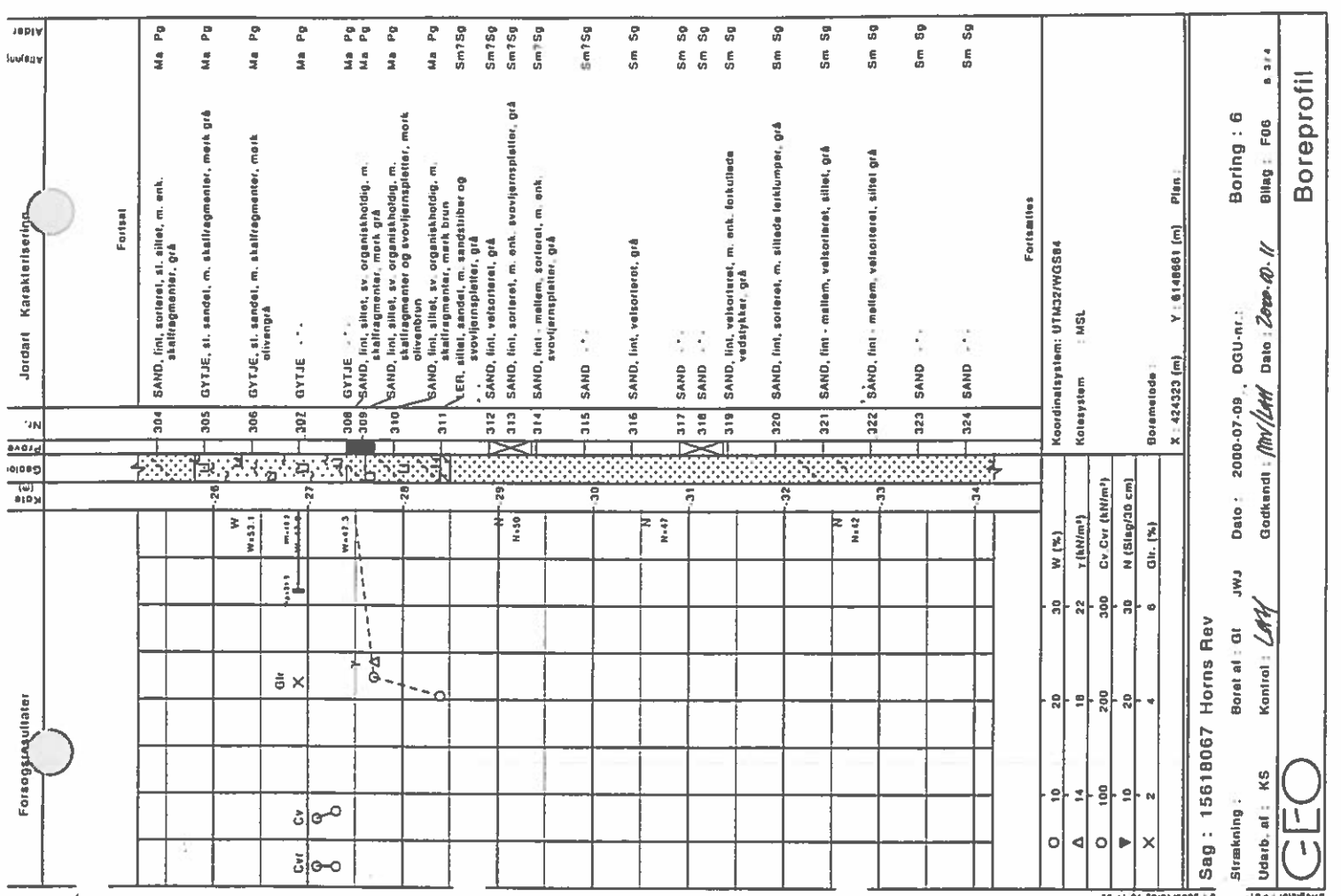
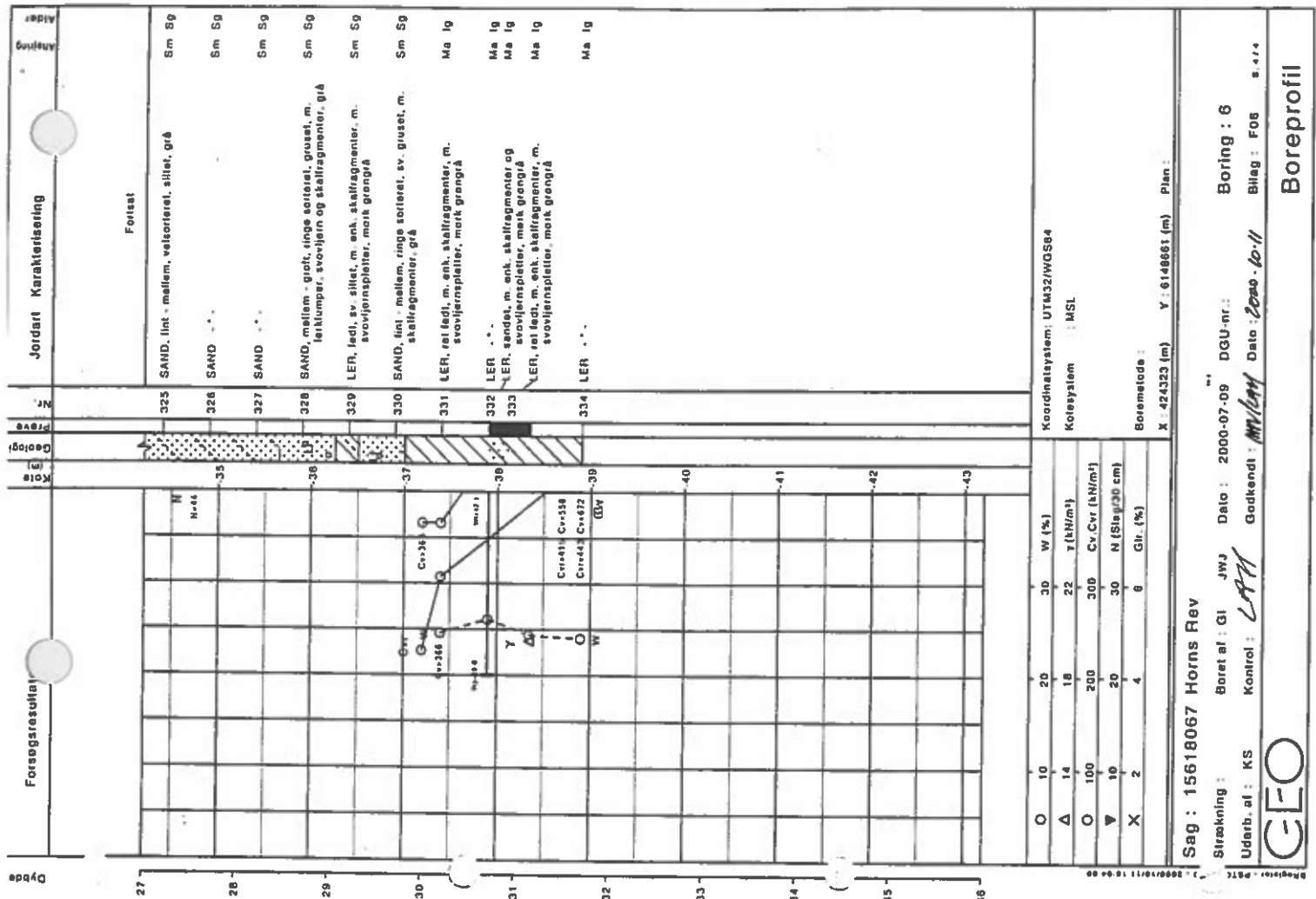


Sag : 15618067 Horns Rev

Strækning : Boret af : GI JWJ Dato : 2000-07-09 DGU-nr. : Boring : 6

Udarb. af : KS Kontrol : *LMH* Godkendt : *LMH* Dato : 2000-10-11 Bilag : F06 s. 1 / 4

GEO Boreprofil



Sag : 15618067 Horns Rev

Strækning : Boret af : Gt JWJ Date : 2000-07-09 DGU-nr. : Boring : 6
 Udarb. af : KS Kontrol : LWJ Godkendt : MW/LWH Date : 2000-10-11 Blag : F06 S. 1/4

Boreprofil

Symbolforklaring fremgår af bilag S0.

Designparametre, karakteristiske værdier for delområdet A

kote (m)	Dybde (m)	Jordart	Styrke/deformation										Fæleoverflade					Fælespids		
			q _c (MPa)	f _c (kPa)	γ (kN/m ³)	c _v (kPa)	E ₅₀ (%)	φ ₅₀ (deg)	E (MPa)	K (MPa)	σ' (kPa)	t ₁ (kPa)	t ₂ (kPa)	f ₁₅ (kPa)	f ₃₀ (kPa)	q _p (kPa)	N ₆₀	q _{p1} (kPa)	q _{p2} (kPa)	
-6.85	0.25	SAND	11.1	24	20		45.0	31.7	42.2	2	1	1	24	37	389	972	5689			
-7.35	0.75	SAND	11.1	24	20		42.7	31.7	42.2	7	4	2	24	37	216	1617	5966			
-7.85	1.25	SAND	11.1	46	20		41.7	31.7	42.2	12	6	4	46	37	168	2100	6244			
-8.35	1.75	SAND	11.1	61	20		41.0	31.7	42.2	18	8	5	61	37	145	2535	6521			
-8.85	2.25	SAND	11.1	76	20		40.6	31.7	42.2	23	10	6	76	37	131	2952	6799			
-9.35	2.75	SAND	14.2	91	20		41.1	36.2	48.3	28	13	8	91	47	146	4020	9021			
-9.85	3.25	SAND	20.5	105	20		42.1	45.8	61.0	33	16	10	105	68	184	5985	13581			
-10.35	3.75	SAND	26.9	120	20		42.8	55.3	73.7	38	19	12	120	90	220	8264	15000			
-10.85	4.25	SAND	33.2	135	20		43.4	64.8	86.4	43	22	13	120	111	257	10927	15000			
-11.35	4.75	SAND	36.7	149	20		43.8	70.0	93.4	48	24	15	120	120	279	13231	15000			
-11.85	5.25	SAND	33.8	164	20		43.5	65.7	87.6	53	27	17	120	113	263	13812	15000			
-12.35	5.75	SAND	30.6	179	20		43.3	61.0	81.3	58	29	18	120	102	246	14137	15000			
-12.85	6.25	SAND	27.5	193	20		42.9	56.3	75.0	63	31	19	120	92	228	14237	15000			
-13.35	6.75	SAND	24.4	194	20		42.6	51.6	68.7	68	33	21	120	81	209	14075	15000			
-13.85	7.25	SAND	21.2	162	20		42.1	46.9	62.5	73	35	22	120	71	188	13609	15000			
-14.35	7.75	SAND	18.1	129	20		41.6	42.2	56.2	78	37	23	120	60	165	12800	15000			
-14.85	8.25	SAND	15.0	96	20		40.9	37.4	49.9	83	38	24	96	50	141	11607	13651			
-15.35	8.75	SAND	11.8	64	20		40.0	32.7	43.7	88	39	25	64	39	114	9993	11091			
-15.85	9.25	SAND	8.7	39	20		38.6	26.1	34.8	93	40	25	39	29	86	7932	8364			
-16.35	9.75	SAND	5.6	31	20		36.4	16.7	22.2	98	39	24	31	19	56	5414	5481			
-16.85	10.25	SAND	3.4	24	20		33.6	10.1	13.5	103	36	23	24	11	33	3375	3370			
-17.35	10.75	SAND	3.3	18	20		33.2	9.9	13.2	108	38	24	18	11	31	3300	3290			
-17.85	11.25	SAND	3.3	12	20		32.9	9.9	13.2	113	39	24	12	11	29	3300	3290			
-18.35	11.75	SAND	3.3	13	20		32.6	9.9	13.2	118	40	25	13	11	28	3300	3290			
-18.85	12.25	SAND	3.3	16	20		32.4	9.9	13.2	123	42	26	16	11	27	3300	3290			
-19.35	12.75	SAND	3.3	18	20		32.1	9.9	13.2	128	43	27	18	11	26	3300	3290			
-19.85	13.25	SAND	3.3	21	20		31.9	9.9	13.2	133	44	28	21	11	25	3300	3290			
-20.35	13.75	SAND	3.3	24	20		31.7	9.9	13.2	138	45	28	24	11	24	3300	3290			
-20.85	14.25	SAND	3.5	27	20		31.8	10.5	14.0	143	47	30	27	12	25	3504	3500			
-21.35	14.75	SAND	4.6	30	20		33.3	13.8	18.4	148	52	32	30	15	31	4611	4610			
-21.85	15.25	SAND	5.8	33	20		34.4	17.5	23.3	153	56	35	33	19	38	5826	5820			
-22.35	15.75	SAND	6.4	36	20		34.7	19.1	25.4	158	59	37	36	21	40	6367	6360			
-22.85	16.25	SAND	5.4	39	20		33.6	16.3	21.7	163	58	36	39	18	33	5420	5420			
-23.35	16.75	SAND	4.4	34	20		32.3	13.3	17.7	168	57	35	34	15	26	4420	4420			
-23.85	17.25	SAND	3.4	26	20		30.5	10.3	13.7	173	54	34	26	11	20	3420	3420			
-24.35	17.75	SAND	2.4	18	20		28.0	7.3	9.7	178	51	32	18	8	14	2420	2420			
-24.85	18.25	SAND	1.4	10	20		23.9	4.3	5.7	183	43	27	10	5	8	1436	1430			



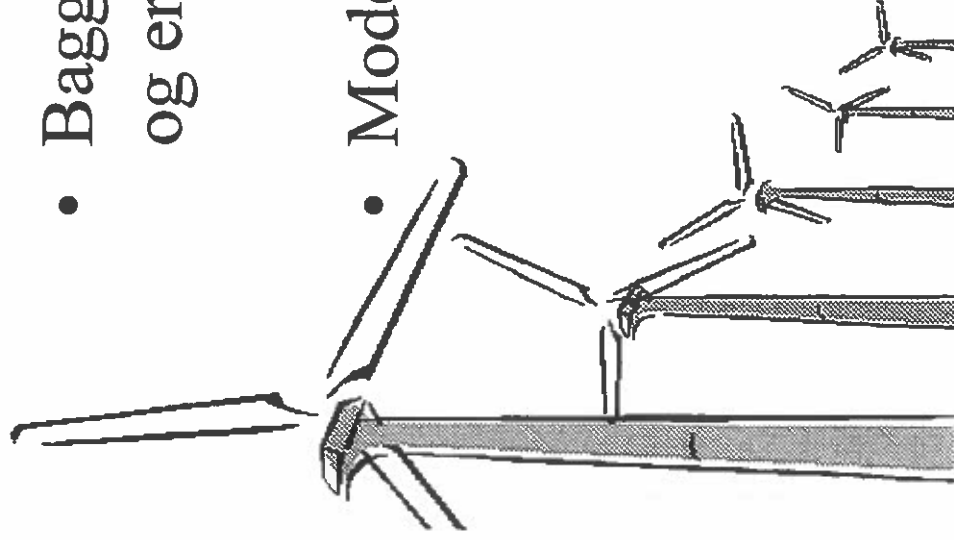
SAC: 156 18067 Horns Rev

Udført : LAC
 Godkendt : LAM
 Dato: 2000-09-22
 Rapport
 Emne: Karakteristiske designparametre, delområde A
 Side 1 / 2
 Rev. 1.0

Elsam Havmøller. Horns Rev. Beregningsforudsætninger

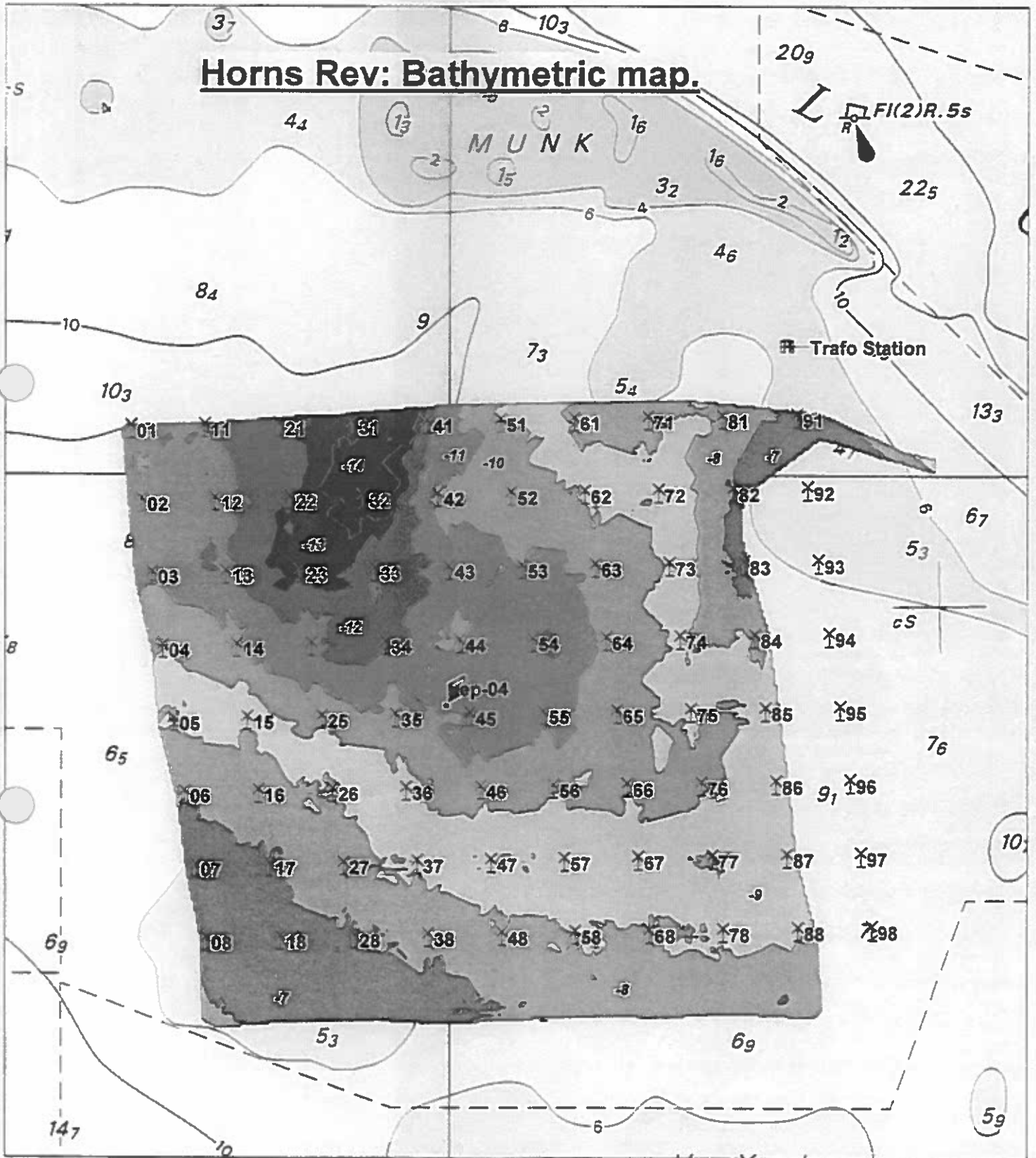
Havbundsændringer og erosionsforhold

- Baggrundsrapport. Naturlige havbundsændringer og erosionsforhold. (DHI 1999).
- Modelforsøg med scourbeskyttelse. (2000).



Tech-wise
energy. environment. knowledge.

Horns Rev: Bathymetric map.



Details from bathymetric measurements on Horns Rev

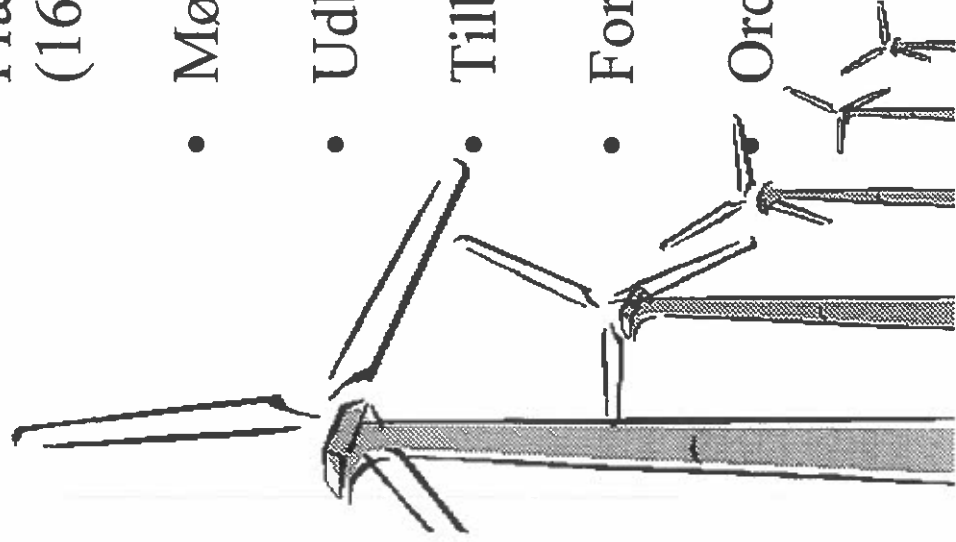
										× -8.25																				
										+8.13	+8.17	-8.18	+8.18																	
										8.12	+8.14	-8.16																		
													× -8.15																	
										8.07	+8.14	-8.15																		
										8.01	+8.09	-8.14																		
													× -8.15																	
										+7.94	+7.98	-8.03																		
										+7.9	+7.9	-7.91																		
													× -8.1	-58																
										+7.89	+7.9	-7.92																		
										+7.88	+7.92	-7.94	+7.92	+7.91																
													× -8.1	× -8.1																
										+7.88	-7.9	+7.91	+7.9																	
													-7.98	+7.98	+7.96															
																× -8.1														
													-7.97	+8	+7.99															
													-7.96	+8.02	+8.01															
																× -8														
													-7.98	+8.03	+8.02															
													-7.91	+7.97	+7.98															
																× -8														
													-7.96	+8.01	+8.01															

Waterdepths
 In metres compared to MSL
 × Measured in 2000
 + Measured in 1998

Elsam Havmøller. Horns Rev.

Udbudsprocedure

- EU's udbudsregler for forsyningssektoren
- Prækvalifikation, september 1999.
(16 ansøgere, 8 firmaer/konsortier prækvalificeret).
- Møderunde med prækvalificerede.
- Udbud, september 2000.
- Tilbud afgivet 18. December 2000.
- Forhandlinger januar - februar 2001.
- Ordre forventes primo marts 2001.



Tech-wise
energy. environment. knowledge.

Elsams Offshore Wind Farm at Horns Rev

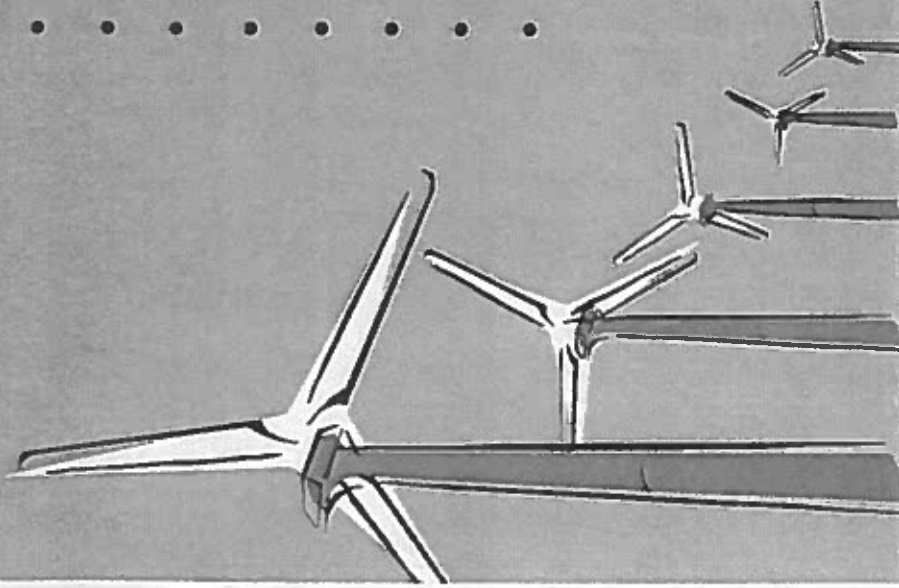
Second Information Meeting for Prequalified Wind Turbine Suppliers

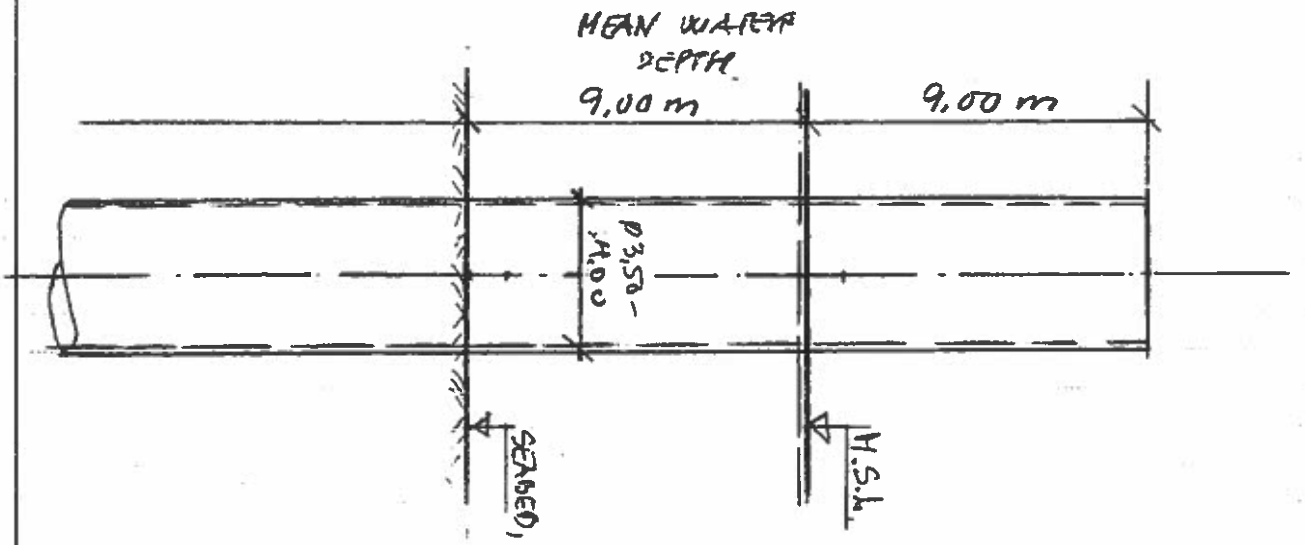
January 27, 2000 at

Information Centre at I/S Eltra, Fjordvejen 1-11, 7000 Fredericia

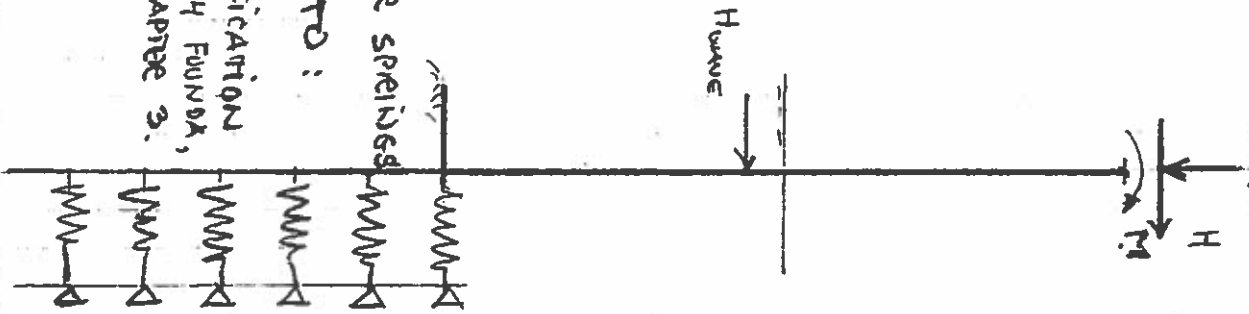
Prequalified contractors.

- Dredging International n.v/HSS/Bladt Industries
- SMIT Maritime Contractors
- Højgaard & Schultz A/S
- NCC Danmark A/S/Hollandsche Beton -en Waterbouw
- Phil/Boskalis
- Hoffmann/AMEC Engineering Ltd.
- Monberg & Thorsen A/S
- Per Aarsleff A/S/Ballast Nedam

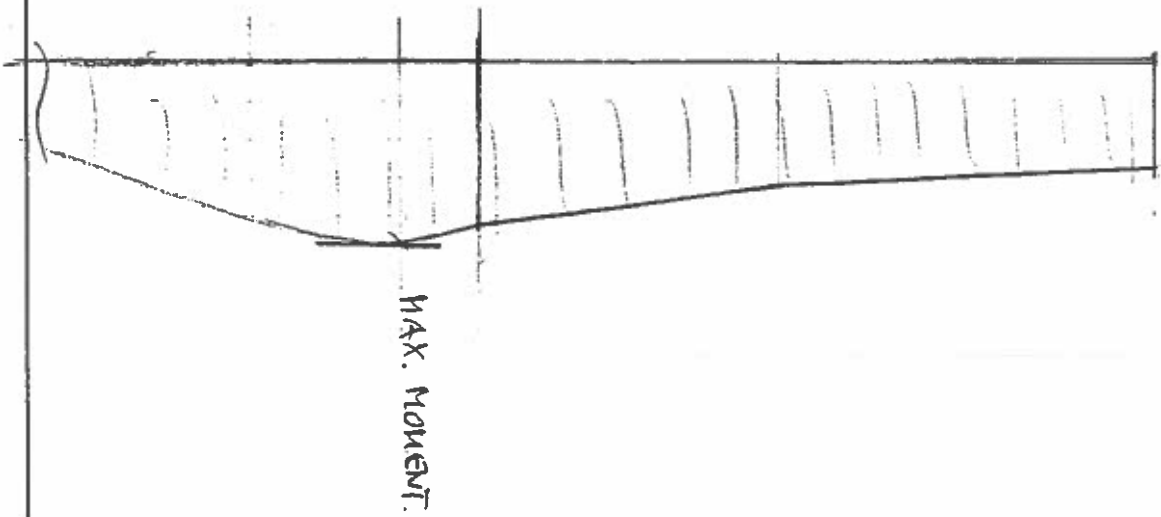




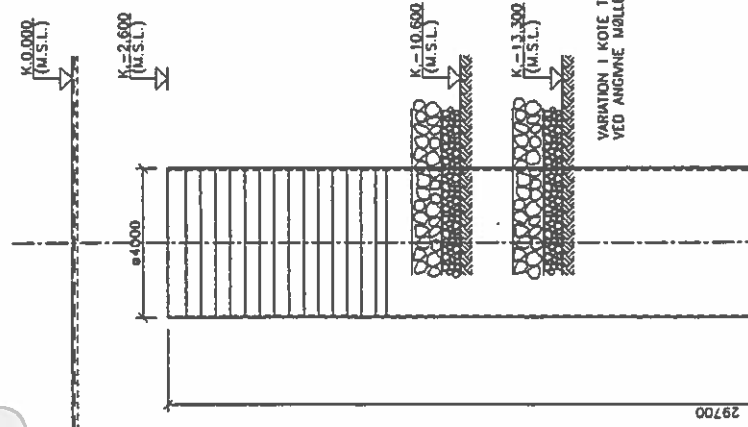
NON-LINEAR SPRINGS
 ACCORDING TO:
 DNV CLASSIFICATION
 NOTES NO 30.4 FOUNDN,
 FEB, 1993, CHAPTER 3.



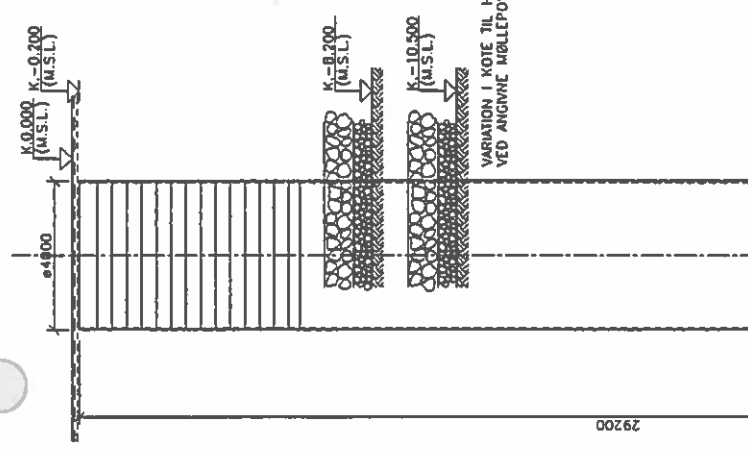
GT-STRUDEL MODEL



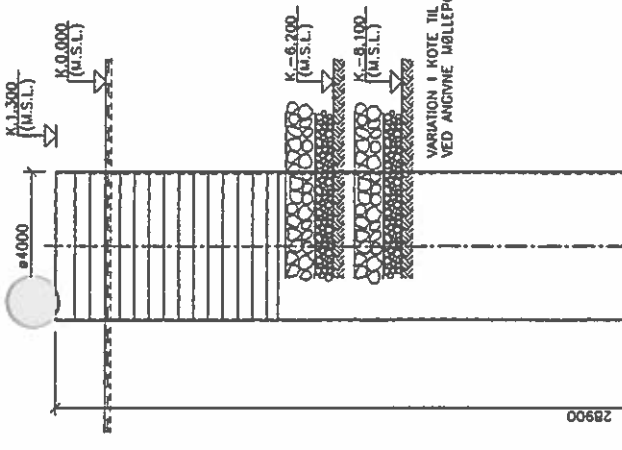
(M)



PÆL TYPE 1 1:100
 MØLLEPOS. NR.: 01, 02, 11, 12, 13, 21, 22, 23, 24, 31, 32, 33, 34, 41, 54



PÆL TYPE 2 1:100
 MØLLEPOS. NR.: 03, 04, 05, 14, 15, 25, 26, 35, 36, 37, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 51, 52, 53, 55, 56, 57, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 85, 86, 87, 88, 95, 96, 97, 98

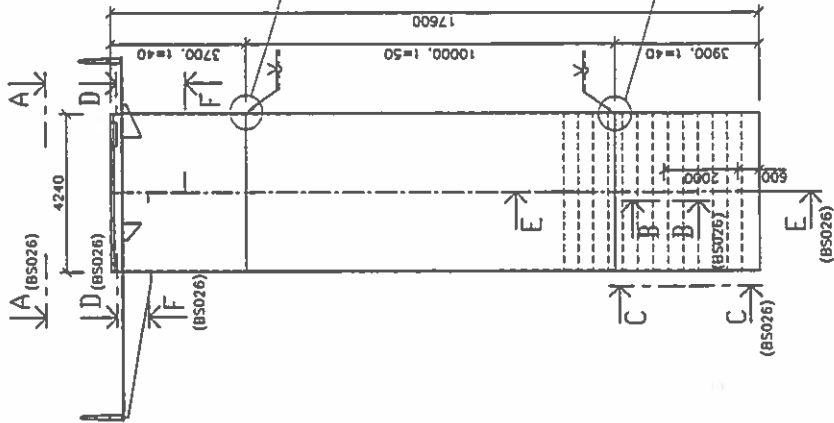


PÆL TYPE 3 1:100
 MØLLEPOS. NR.: 06, 07, 08, 16, 17, 18, 27, 28, 38, 46, 58, 61, 68, 71, 81, 82, 83, 84, 91, 92, 93, 94

NOTE:
 UBERMÅNTE MÅL I MM.
 KOTER/DYBDER I M I FORHOLD TIL M.S.L. (MEAN SEA LEVEL).
 GENEREL NOTE, SE TEGN. H1 UM/BS010.

ELSAMPROJEKT		ELSAM A/S HAVMØLLER		EP 117460	
HORN'S REV		HORN'S REV		H1 UM/	
FUNDERING		FUNDERING		BN020 a	
PÆLE-TABEL		PÆLE-TABEL		BN020 a	
Mål i mm		Mål i mm		Mål i mm	
Længde		Længde		Længde	
Bredde		Bredde		Bredde	
Højde		Højde		Højde	
Vægt		Vægt		Vægt	
Materiale		Materiale		Materiale	
Mærke		Mærke		Mærke	
Type		Type		Type	
Farve		Farve		Farve	
Anmærkning		Anmærkning		Anmærkning	
Bemærkning		Bemærkning		Bemærkning	
Tilbehør		Tilbehør		Tilbehør	
Mål i mm		Mål i mm		Mål i mm	
Længde		Længde		Længde	
Bredde		Bredde		Bredde	
Højde		Højde		Højde	
Vægt		Vægt		Vægt	
Materiale		Materiale		Materiale	
Mærke		Mærke		Mærke	
Type		Type		Type	
Farve		Farve		Farve	
Anmærkning		Anmærkning		Anmærkning	
Bemærkning		Bemærkning		Bemærkning	
Tilbehør		Tilbehør		Tilbehør	

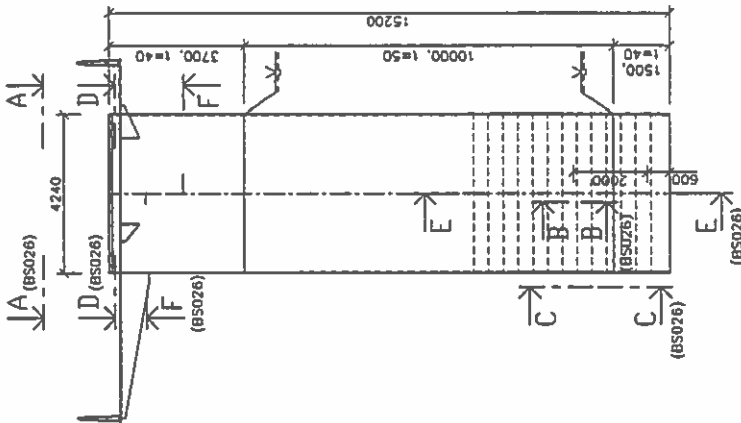
ELSAMPROJEKT
 MØLLEPOS. NR.: 06, 07, 08, 16, 17, 18, 27, 28, 38, 46, 58, 61, 68, 71, 81, 82, 83, 84, 91, 92, 93, 94
 ELSAM A/S HAVMØLLER
 HORN'S REV
 FUNDERING
 PÆLE-TABEL
 EP 117460
 H1 UM/
 BN020 a



TYPE 1 1:100

MØLLEPOS. NR.:
01, 02, 11, 12, 13, 21, 22, 23, 24,
31, 32, 33, 34, 41, 54

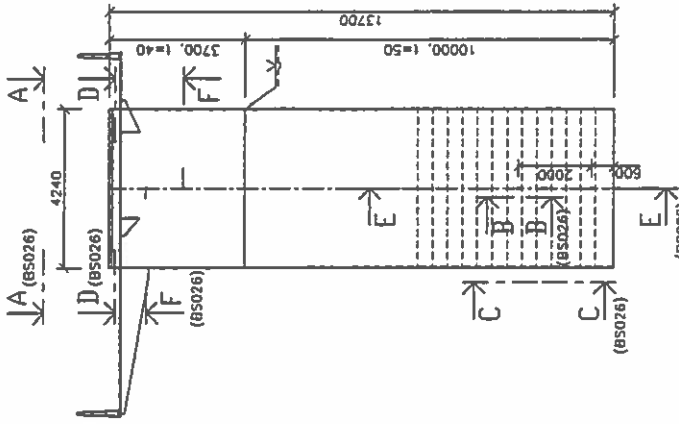
BADLADNING OG J-TUBE
IKKE VIST.



TYPE 2 1:100

MØLLEPOS. NR.:
03, 04, 05, 14, 15, 25, 26, 35, 36,
37, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 51, 52,
53, 55, 56, 57, 62, 63, 64, 65, 66,
67, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 85,
86, 87, 88, 95, 96, 97, 98

BADLADNING OG J-TUBE
IKKE VIST.



TYPE 3 1:100

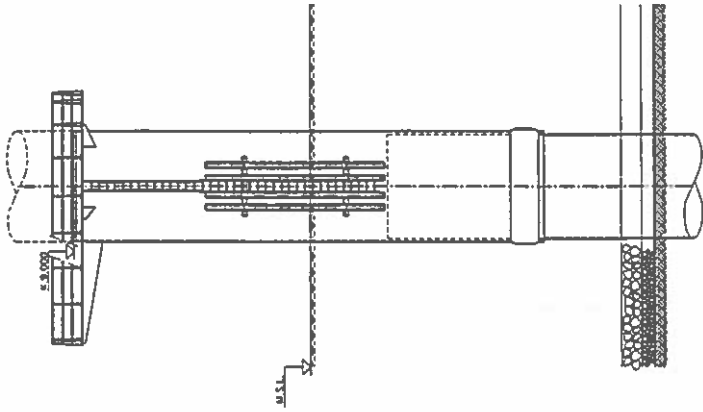
MØLLEPOS. NR.:
06, 07, 08, 16, 17, 18, 27, 28, 38, 48,
59, 61, 66, 71, 81, 82, 83, 84, 91, 92,
93, 94

BADLADNING OG J-TUBE
IKKE VIST.

NOTE:

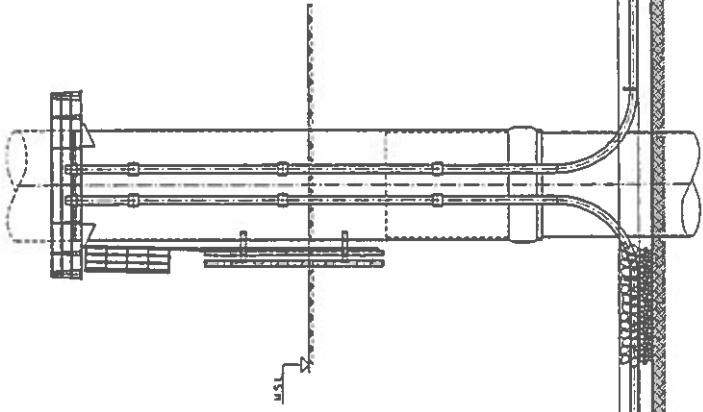
UBENAVNTE MAL I MAL
KOTER/DYBDEER I M I FORHOLD TIL M.S.L. (MEAN SEA LEVEL).
GENERAL NOTE. SE TEGN. H1 UM/BS010.

Elsamprojekt		Elsam A/S		Havnøller		EP 117460	
Elsamprojekt		Horns Rev		Stålkonstruktioner		H1 UM/	
Elsamprojekt		Overgangssekktion		BS025 a			
Legget	03/06/00	LJ	100000	100000	100000	100000	100000
Modt dato	10/01/00	10/01/00	10/01/00	10/01/00	10/01/00	10/01/00	10/01/00
Modt dato	10/01/00	10/01/00	10/01/00	10/01/00	10/01/00	10/01/00	10/01/00
Modt dato	10/01/00	10/01/00	10/01/00	10/01/00	10/01/00	10/01/00	10/01/00



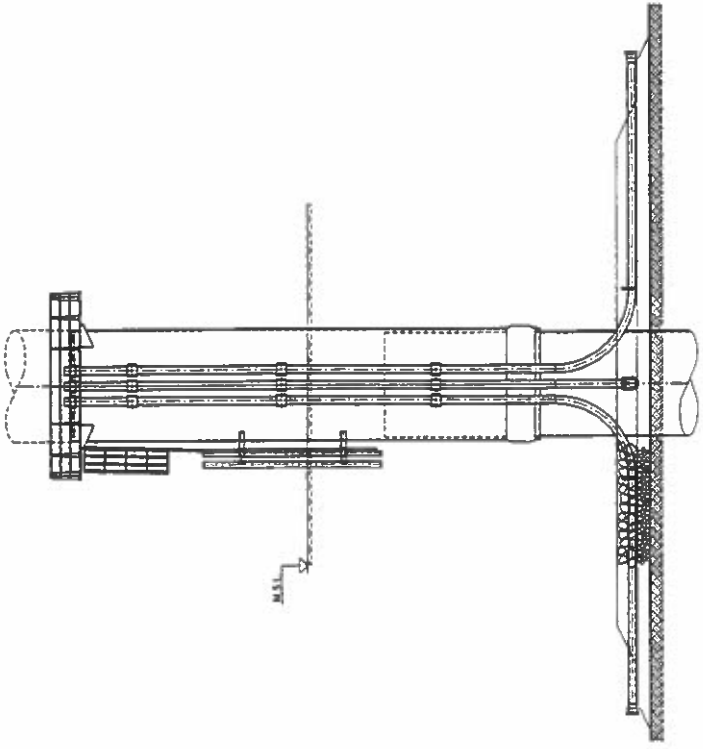
SET MOD NORD. 1:100

OVERGANGSSTRUKTUR, TYPE 1
 PÅL, TYPE 1
 J-TUBER, TYPE VEST



SET MOD VEST. 1:100

OVERGANGSSTRUKTUR, TYPE 1
 PÅL, TYPE 1
 J-TUBER, TYPE VEST

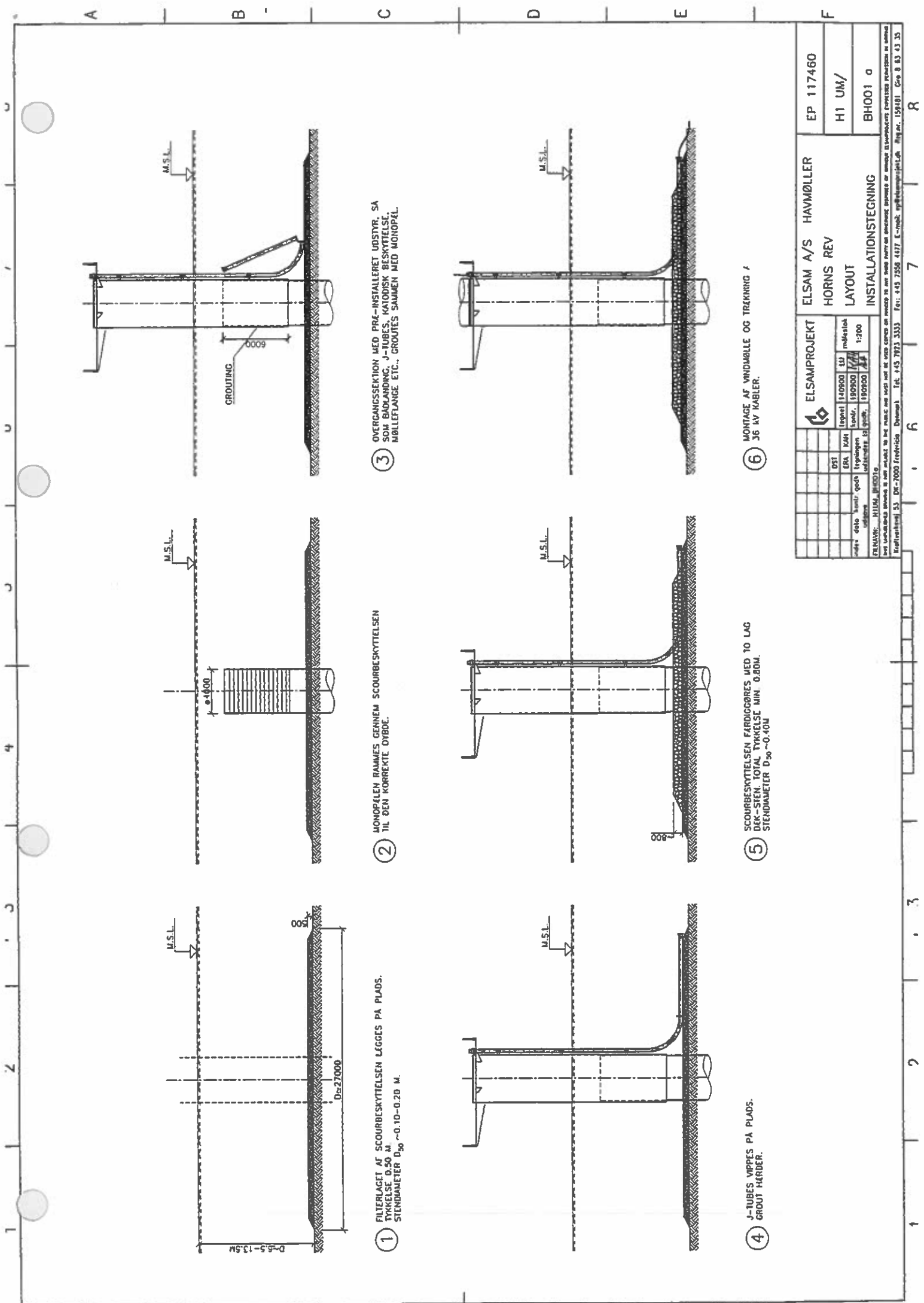


SET MOD VEST. 1:100

OVERGANGSSTRUKTUR, TYPE 1
 PÅL, TYPE 1
 J-TUBER, TYPE VEST

NOTIS:
 UBERENKNETE MÅL I DØR
 EDITERINGEN I DØR I FORMODT DE M.S.L. (MEAN SEA LEVEL)
 GRUNNET MOJLE, SE TECK. N° 007/65910

				ELSAMPROJEKT EP 117460	
ELSAM A/S HAVMØLLER HORNS REV STÅLKONSTRUKTIONER SAMLINGSTEKING, TYPE 1				H1 UM/ BS100 a	
Udgivet 11/2002	Rev 02	Udarbejdet 11/2002	Udført 11/2002	Skala 1:100	
Udarbejdet af S. RASMUSSEN	Tjekket af J. RASMUSSEN	Udført af J. RASMUSSEN	Godkendt af J. RASMUSSEN	Udført af J. RASMUSSEN	
Den tekniske tegning er udarbejdet af ELSAM A/S og er en del af projektfileren. Tegningerne er udarbejdet i henhold til de gældende standarder og er udarbejdet i henhold til de gældende standarder. Tegningerne er udarbejdet i henhold til de gældende standarder og er udarbejdet i henhold til de gældende standarder.					



1 FILTERLAGET AF SCOURBESKYTTELSEN LÆGGES PÅ PLADS.
 J-TUBES D 50 M
 TYKKELSE 0,50 M
 STENDIAMETER $D_{90} \sim 0,10-0,20$ M.

2 MONOPILEN RAMMES GJENNEM SCOURBESKYTTELSEN
 TIL DEN KORREKTE DYBDE.

3 OVERGANGSSEKTION MED PRÆ-INSTALLERET UDSTYR, SÅ
 SOM BADLÅNDRING, J-TUBES, KATODISK BESKYTTELSE,
 MØLLEFLANGE ETC., GROUTES SAMMEN MED MONOPIL.

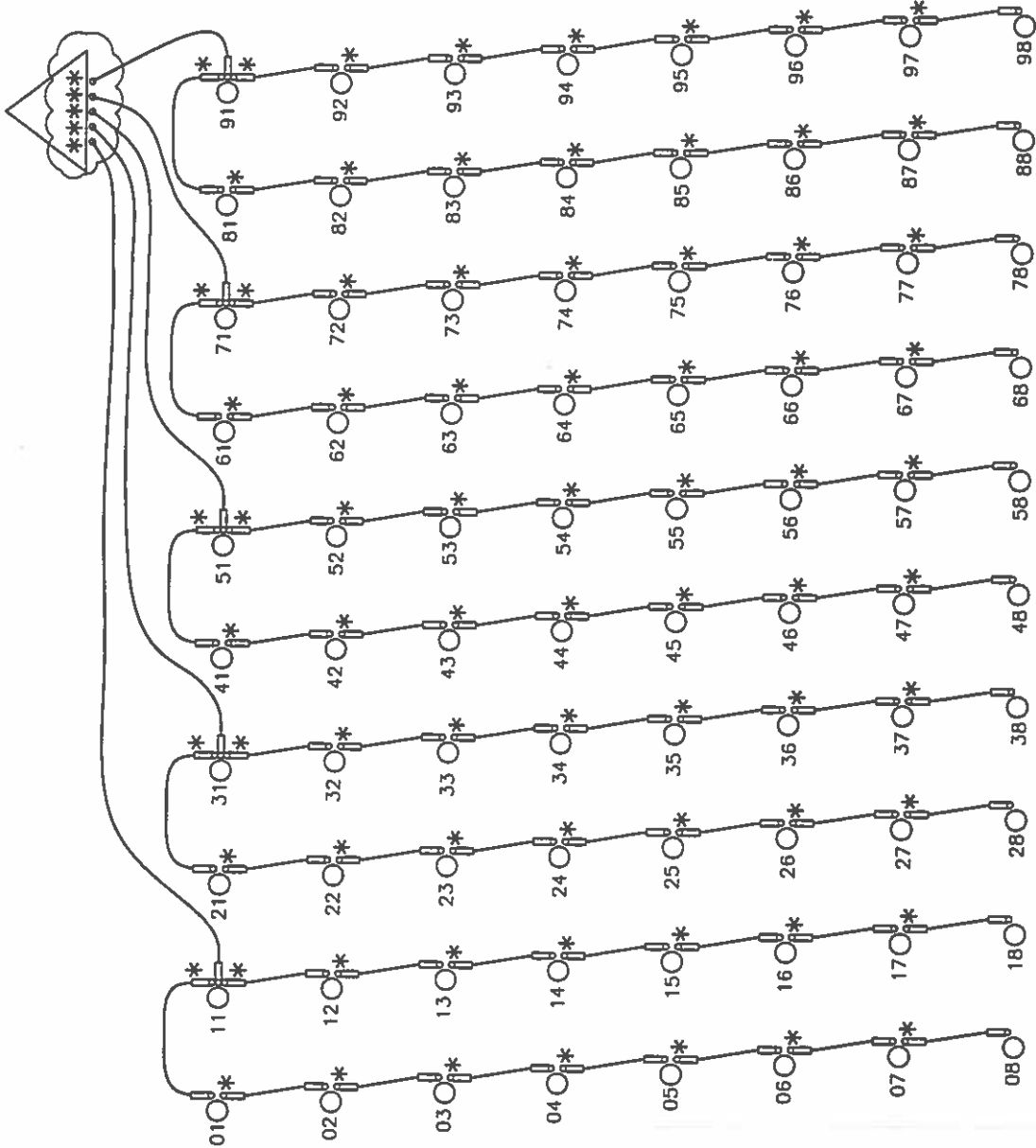
4 J-TUBES VIPPES PÅ PLADS.
 GROUT HÅRDER.

5 SCOURBESKYTTELSEN FÆRDIGGØRES MED TO LAG
 DEK-STEN. TOTAL TYKKELSE MIN 0,80M.
 STENDIAMETER $D_{90} \sim 0,40$ M

6 MONTAGE AF VINDMØLLE OG TRÆKNING I
 36 AV KABLER.

ELSAMPROJEKT		ELSAM A/S HAVMØLLER		EP 117460
HORNØS REV		LAYOUT		H1 UM/
INSTALLATIONSTEGNING				BH001 0
DST	Løstnet	1:40000	1:1	
ERA	KAN	indstak		
date	hævd	190000	1:1	
	indstak	180000	1:1	
ERNÅVNE: HORNØS, HORNØS HORNØS REVI HORNØS REVI				

For yderligere oplysninger til dette projekt og de næste trin i arbejdet på stedet, se venligst projektspecifikationen og de tekniske tegninger til dette projekt.
 Trafikvej 33 DK-7000 Fredensborg Denmark Tel: +45 7973 3333 Fax: +45 7958 4117 E-mail: elsam@elsamprojekt.dk Højde: 154801 Grø B 43 35



ALLE J-TUBES MÅRKEDET MED
 • SKAL ELEKTRISK ISOLERES,
 FRA KAPPEN PÅ 36 KV KABEL.

ELSAMPROJEKT			
		DST	
		ERA	KAH
		tegnet til godk.	legningen
		udgave	udsendes til
		190900	ERA
		190900	KAH
		190900	LLJ
		190900	mølestok
			~

FILNAVN: HTUM_BH010b

THIS UNPUBLISHED DRAWING IS NOT AVAILABLE TO THE PUBLIC AND MUST NOT BE USED COPIED OR HANDLED TO ANY THIRD PARTY OR OTHERWISE DISPOSED OF WITHOUT ELSAMPROJEKT'S EXPRESS PERMISSION IN WRITING
 Kraftværkvej 53 DK-7000 Fredericia Denmark Tel: +45 7923 3333 Fax: +45 7556 4477 E-mail: ep@elsamprojekt.dk Reg.nr. 159481 Cno 8 63 43 35

ELSAM A/S HAVMØLLER
 HORNS REV
 LAYOUT
 OVERSIGTSTEKN., J-TUBES

EP 117460

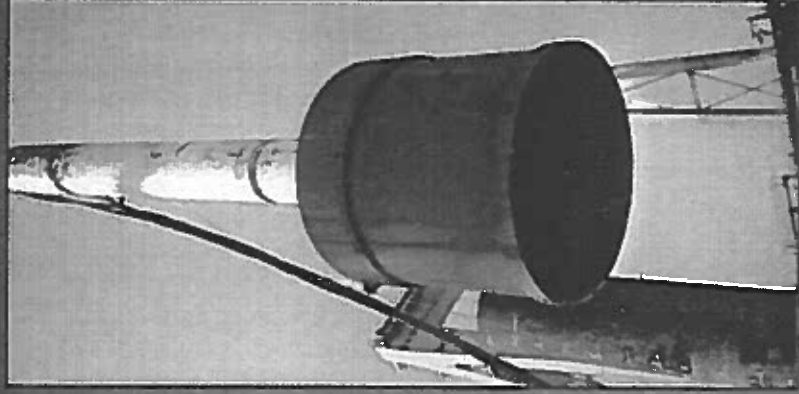
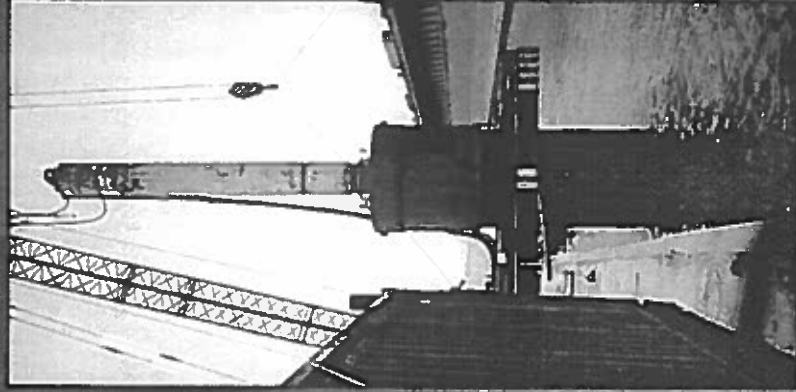
H1 UM/

BH010 b



HYDROHAMMER

DRIVING 3.5m DIAMETER PILES IN EGYPT
WITH S 500 HAMMER



- piles length 48m
- wallthickness 35mm
- penetration 12m
- soil : compact and dense to very dense sands, with N-values 35 to 100
- weight : S-500 57 ton
Sleeve 55 ton
- nett driving time : 58 minutes

the 1990s, the number of people with a mental health problem has increased by 50% (Mental Health Foundation 2000).

There is a growing awareness of the need to address the needs of people with mental health problems. The Department of Health (2000) has set out a vision for mental health care in the UK, which is based on the principles of recovery, self-help, and self-empowerment. The vision is to ensure that people with mental health problems are able to live full and meaningful lives, and to participate in society. This vision is being implemented through a range of initiatives, including the development of new services, the training of staff, and the promotion of self-help and self-empowerment.

One of the key initiatives is the development of self-help and self-empowerment programmes. These programmes are designed to help people with mental health problems to manage their condition, and to improve their quality of life. They are based on the principles of recovery, self-help, and self-empowerment, and are designed to be used by people with mental health problems themselves. The programmes are being developed in a range of formats, including books, audio cassettes, and video. They are being evaluated to determine their effectiveness, and to ensure that they are accessible to people with mental health problems.

Another key initiative is the training of staff. Staff who work with people with mental health problems need to be trained in a range of skills, including communication, problem-solving, and self-help. The Department of Health is funding a range of training programmes, including the development of new courses, and the provision of training opportunities for staff. The training programmes are being evaluated to determine their effectiveness, and to ensure that they are accessible to staff who work with people with mental health problems.

The Department of Health is also promoting self-help and self-empowerment through a range of initiatives, including the development of self-help and self-empowerment programmes, and the provision of training opportunities for staff. The Department is also promoting self-help and self-empowerment through a range of initiatives, including the development of self-help and self-empowerment programmes, and the provision of training opportunities for staff. The Department is also promoting self-help and self-empowerment through a range of initiatives, including the development of self-help and self-empowerment programmes, and the provision of training opportunities for staff.

The Department of Health is also promoting self-help and self-empowerment through a range of initiatives, including the development of self-help and self-empowerment programmes, and the provision of training opportunities for staff. The Department is also promoting self-help and self-empowerment through a range of initiatives, including the development of self-help and self-empowerment programmes, and the provision of training opportunities for staff. The Department is also promoting self-help and self-empowerment through a range of initiatives, including the development of self-help and self-empowerment programmes, and the provision of training opportunities for staff.

The Department of Health is also promoting self-help and self-empowerment through a range of initiatives, including the development of self-help and self-empowerment programmes, and the provision of training opportunities for staff. The Department is also promoting self-help and self-empowerment through a range of initiatives, including the development of self-help and self-empowerment programmes, and the provision of training opportunities for staff. The Department is also promoting self-help and self-empowerment through a range of initiatives, including the development of self-help and self-empowerment programmes, and the provision of training opportunities for staff.

ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT OF THE FIRST FOUR OFFSHORE WIND FARMS IN DENMARK

Henning Grastrup and Jette Kjaer Gaarde, ELSAMPROJEKT A/S

Jan M. Svenson and Per Hjelmssted Pedersen, SEAS Distribution AmbA

DENMARK

ABSTRACT

This paper discusses the Environmental Impact Assessment reviews realised for the first four large Danish offshore wind farms.

The four wind farms will each have an installed capacity of 150 MW and will be located on different sites in the Danish waters to give a broad representation of the environments likely to be met during a successive construction period to reach the planned goal of 4000 MW.

The framework for the planning process in general and the EIA process in particular has been well prepared during the previous years by the Danish government and utility committees, and the EIA work is followed closely by authorities and NGOs.

The field work for the EIA review is close to conclusion and no severe obstacles to the planned works have been found. The field work has been correlated between the four sites to obtain the optimum results at the lowest costs. The duration of the EIA work has been 1.5 years at a cost of approx. 1m EURO, and the planned follow-up after construction will last 2-3 years at a cost of 2-3m EURO (all per site).

KEYWORDS

Environment, Assessment, Offshore, Wind

INTRODUCTION

Ever since the early days of today's exploitation of the wind for energy purposes, developers have kept an eye on the immense potential of offshore sites rather than on-shore sites, as the negative impact of visual appearance and noise is negligent off the shore. In the early 1990s the Danish Government adopted a long-term energy plan – "Energy 21" – to speed up the wind energy production. The target of this plan is to increase the installed wind power capacity to 5500 MW by 2030, with 4000 MW from offshore sites. Since on-shore wind production reached its ceiling of 1500 MW in 1999 and since the density of on-shore turbines has reached its limit, the Government target could be met only through utilisation of the offshore resources.

The possibilities for siting such large amounts of wind power in the Danish waters were explored by a joint government committee, identifying and mapping all interests connected to specific areas, be it environmental, fishery, natural resources etc.

The committee report from 1995 identified five areas with a combined theoretical potential for installation of about 7000 MW and with a minimum of or no conflicting interests.

Following this a working group was set up to formulate a plan of action for the installation of large scale offshore wind farms. The plan of action was published in 1997 and followed by a government decision in February 1998 according to which the Danish electric utilities are to install five demonstration wind farms, one in each area and each with a capacity of around 150 MW.



The wind farms will serve as demonstration units both on technical and environmental matters, and results from the investigations, measurements and operation will be correlated and shared on a national level, thus enabling the authorities to form a basis as to how, when and where to install the rest of the planned 4000 MW.

The sites for the first five units are shown on Figure 1.

The wind farms are to be erected during the period 2002 to 2008.

The first four units will be Horns Rev and Rødsand in 2002, Læsø in 2003, Omø Stålgrunde in 2005 and finally Gedser in 2008. Work on Gedser has not started yet, and hence this paper deals only with the first four sites.

Figure 1. Danish offshore sites.

PROJECTS AND SITES

Horns Rev

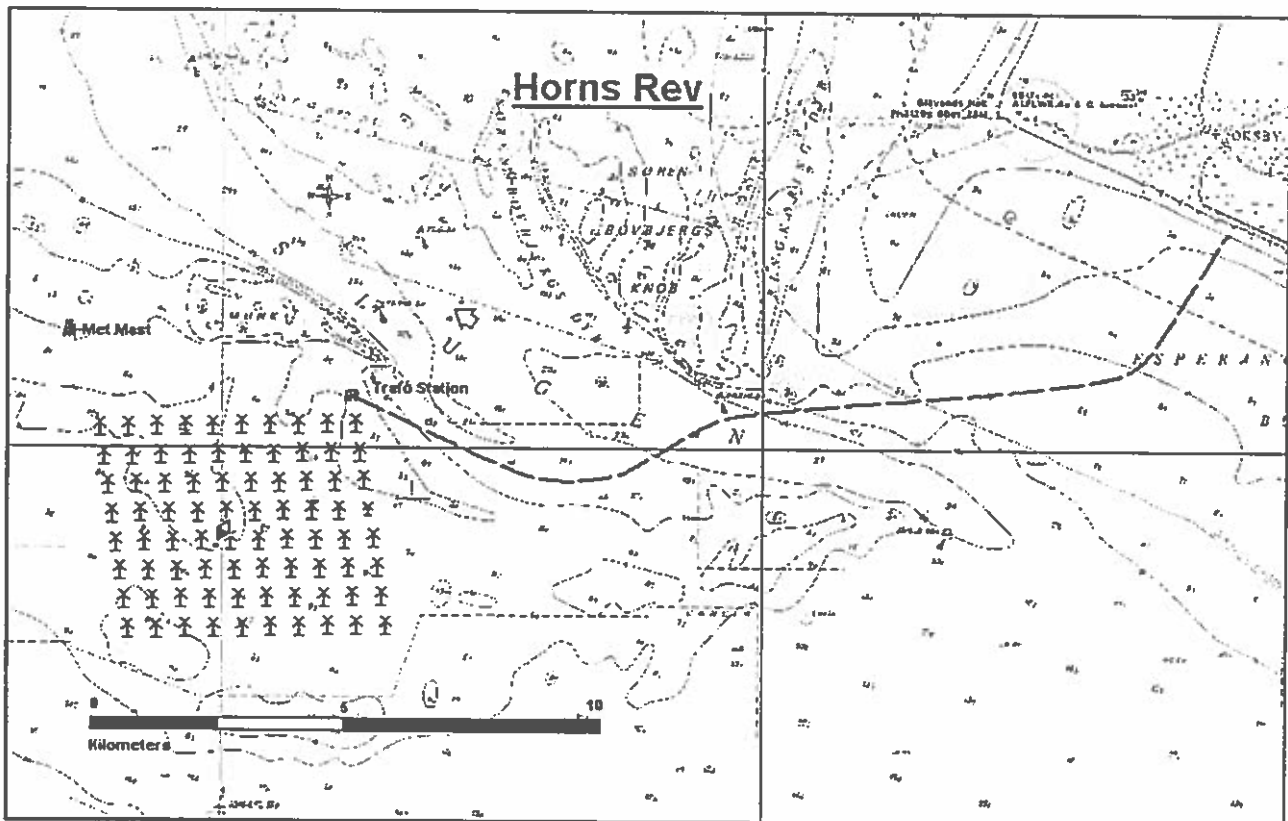


Figure 2. Map of Horns Rev

The wind farm at Horns Rev will be erected approx. 14 km west off the coast of Jutland at depths between 6 and 13 m.

The site is highly exposed to the prevailing winds from westerly directions.

The seabed consists of coarse to medium sand down to a depth of around 20 m below sea level. The sand is exposed to tidal currents and severe waves and is hence often shifted around with local and temporary seabed variations of ± 0.5 m.

As a result there is no vegetation on the seabed and also the in-fauna is limited.

Hydrographic studies indicate that the erection of the proposed 80 turbines will have no effect on the waters outside the wind farm area and hence no effect on the coast.

Læsø Syd

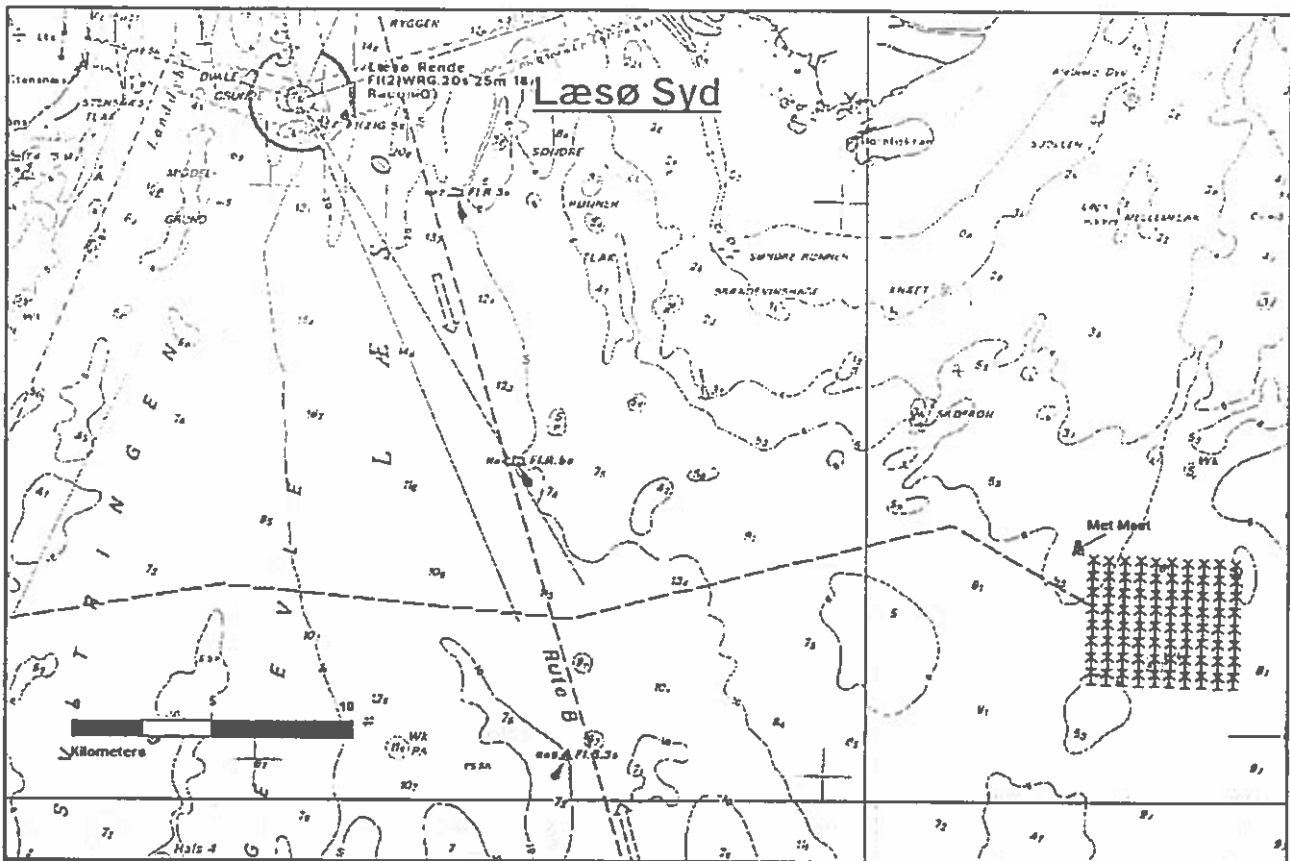


Figure 3. Map of Læsø.

The wind farm south of Læsø will be erected approx. 20 km from Læsø at depths between 6 and 9 m.

The site is in the open sea, but less exposed than Horns Rev.

The seabed consists of coarse to medium sand 3 m down with underlying strata of clay and sand.

Due to the limited tidal movements and a moderate wave regime the seabed is stable.

Sand dominates the seabed surface and only a few areas to the east and south east are covered in stones and boulders overgrown by macro algae. The common mussel is observed but in very limited quantities.

Hydrographic studies indicate no effects outside the wind farm area.

Rødsand

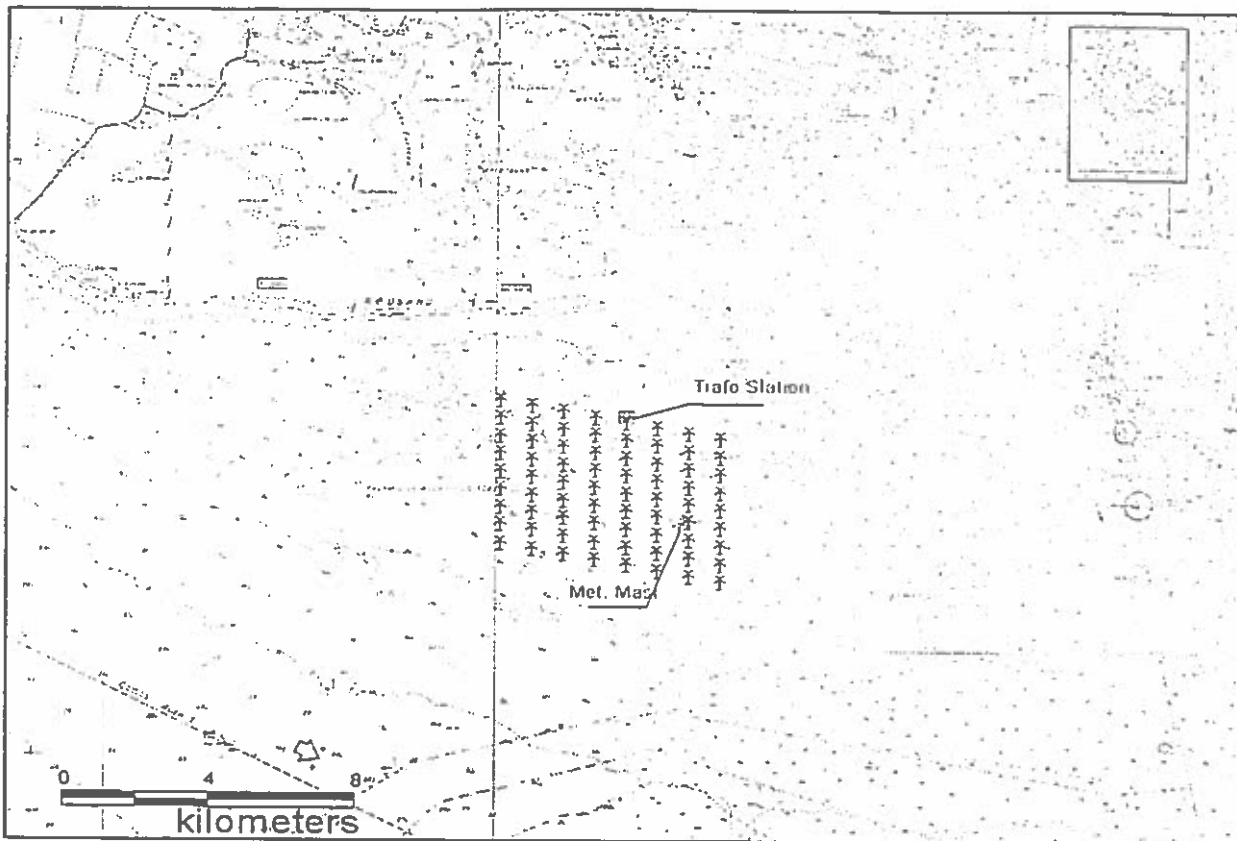


Figure 4. Map of Rødsand

The wind farm south of Rødsand will be erected approx. 10 km from Lolland-Falster at depths between 6 and 9 m.

The site is in the open sea, but less exposed than Læsø and Horns Rev.

The seabed is dominated by firm moraine clay with cobbles and boulders. A thin layer of sand near the seabed can be expected.

Due to the limited tidal movements and a moderate wave regime the seabed is stable.

Sand dominates the seabed surface.

Hydrographic studies indicate no effects outside the wind farm area.

Omø Stålgrunde

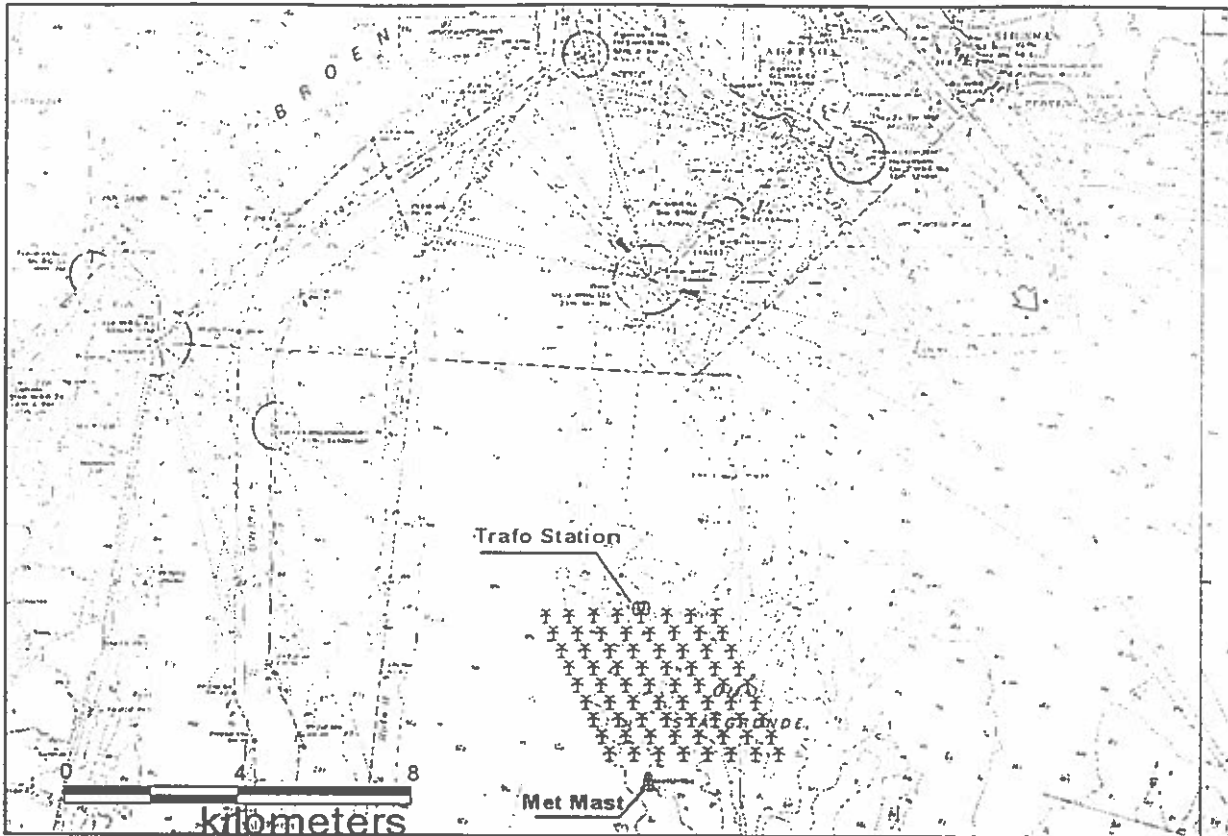


Figure 5. Map of Omø Stålgrunde.

The wind farm is located south of Omø approx. 10 km north of Lolland at depths between 4 and 12 m.

The site is in the open sea, but less exposed than Læsø and Horns Rev.

The seabed is dominated by stiff clay till (moraine) with cobbles and boulders. A thin layer of sand near the seabed can be expected. At Omø Stålgrunde soft Limestone was found 16 m below the seabed.

Due to the limited tidal movements and a moderate wave regime the seabed is stable.

Sand dominates the seabed surface.

Hydrographic studies indicate no effects outside the wind farm area.

INSTITUTIONAL FRAMEWORK OF THE EIA REVIEW WORK

All authority over Danish waters with regard to offshore wind farms has been transferred from a number of ministries to the Danish Energy Agency in order to streamline and facilitate the planning and permission processes.

The Energy Agency is obliged to inform and consult all other ministries, agencies and other public bodies. Local councils in counties or municipalities have no authority over the territorial waters, with a few exceptions like water quality in a narrow coastal zone.

The application for a building permit was hence submitted only to the Energy Agency in spring 1998, and the permission was granted in June 1999. In the following the four permits are treated as one although they are individual, but with the only difference being the wind farm coordinates.

The permission was given subject to the fulfilment of a number of conditions before, during and after erection. Two of these are worth mentioning in this connection: 1) The demand for a full EIA report, and 2) the set-up of advisory groups.

Environmental Impact Assessment (EIA)

EU directive 97/11/EU was not implemented in the Danish legislation until March 1999 and as a consequence the applications were not covered by this, as they were submitted almost one year earlier. Irrespective of that, the Energy Agency decided that a full EIA review should be carried out.

A fairly detailed description of the contents of such an EIA report was included in the permission with the following headings:

1. Description of the Planned Wind Farm Incl. Grid Connection (Cable to Shoreline).
2. Description of Alternatives Considered (Within the Areas Selected by the Authorities only).
3. Description of the Areas Which Will be Affected (Physical, Biological, Planning Etc.)
4. Description of Consequences from Construction and Operation.
5. Description of Provisions to Mitigate or Neutralize these Consequences.
6. Proposed Programme for Measurements and Surveys During and after Construction.
7. Non-Technical Summary.
8. Outstanding Issues.

Obviously, items 3, 4, 5 and 6 of the above are the most important ones, and also the most time consuming and costly ones to work out.

The topics covered under headings 3-6 above are:

- Hydrography
- Seabed Conditions
- Water Quality
- Marine Biology
- Fish
- Birds And Marine Mammals
- Visual Impact
- Natural Resources
- Marine Archaeology
- Recreational Issues
- Planning Issues
- Ships And Navigation
- Fishery

These topics were highlighted in the permission together with the guidelines for the sequence of the investigations: Those necessary for the EIA, those necessary to establish a baseline (in continuation of the EIA investigations as needed), and those necessary to follow-up on expected consequences or reveal unexpected ones.

Submission of the EIA report is the owner's responsibility, but the Energy Agency wanted to monitor the process and give interested NGOs access as well. For that purpose two advisory groups were created, the "Environment Group" and the "Green Group".

As the planned wind farms may affect species for which Denmark harbours a special responsibility at international level, a further advisory group will be created, the "Expert Advisory Panel".

"Environment Group"

This group is common to all four projects and have regular participation from the owners, the Energy Agency and the Forest and Nature Agency. Other parties are called in on an ad hoc basis.

The "Environment Group" is a forum for discussion and evaluation of the environmental investigations which the owners carry out and concerns itself with both planning, execution and publication.

The Group has proved to be very useful, not only for the owner/authority communication, but also for co-ordination between the owners.

"Green Group"

This group is also common to all four projects and have participation from the owners and a number of organisations concerned with natural conservation.

The "Green Group" is kept informed of the progress and findings of the EIA activities and will report back to its member organisations on a national and regional level.

The group will be especially important later during the first years of operation when results from the monitoring programmes have to be evaluated before making the decision on whether to proceed with the offshore wind farm construction programme.

"Expert Advisory Panel"

Planning for this expert panel is still in its early stages and so far no members have been selected. The background for the work of the panel is the Danish responsibility for certain species protected by international conventions. The Energy Agency wants the Advisory Panel to contribute to the evaluation of the results from the demonstration wind farms before a decision is made on the continuation of the offshore wind farm construction programme.

CORRELATION OF FIELD WORK

The five sites in the offshore demonstration programme have been selected they are representative of various types of Danish offshore areas both with respect to the physical conditions and to the biological conditions. The reason for this is to get a broad and comprehensive knowledge of the impact of wind farms around Denmark, but it also provides an opportunity to correlate the outcome of EIA review across the projects.

The main advantage of this is – besides the cost-optimizing aspect – that it is possible to study the effects on various species at the site where they are most abundantly found. Of course this must be done with great care taking into consideration the variations in the environment like seabed conditions, water salinity etc., but nevertheless it has been deemed possible to differentiate the investigations for some species in the sense that some sites are only screened and one is chosen for in-depth surveys.

Hydrographic studies have shown only very local impact of the types of foundation under consideration with a less than 1-2% impact on currents and waves immediately outside the wind farm area, and a physical influence on the seabed only 10-20 m around individual turbines. Hence there will be no real influence on water quality and seabed conditions, flora and fauna.

For other areas of interest, however, an impact cannot be excluded. Fish are feed for marine mammals and birds, and at places like Omø Stålgunde they also form the basis of extensive fishing activities. Fish may be disturbed by noise, vibration and possibly also the moving rotor blades. Positive effects may arise from the "artificial reefs" created by the structures.

Birds are influenced by the loss of habitat and possibly a risk of collision. The loss of habitat is caused only by disturbance effects since the actual physical effects are very limited. For sites like Læsø with a large and very shy population of wintering and moulting scoters this could be of importance. The collision risk is a possibility whenever there is poor visibility or at night. At Rødsand there are migrating land and sea birds, of which certain species like cormorants, geese and ducks are less agile flyers and hence prone to collisions.

Marine mammals, especially harbour seal and porpoise, are found at all the sites in varying numbers, porpoise mainly at Horns Rev and Omø and harbour seal at Rødsand and Læsø. There may be disturbance from noise and vibration as well as from the activities during the operation and maintenance. The short term intense activities during construction are probably of less importance.

Other issues from the list above under "Institutional Framework of the EIA Review" have been evaluated as well, but most are very local in nature, like visual impact, natural resources, archaeological interests and recreational interests. One exemption is the risk of ship/wind turbine collision, where the risk has been estimated for the specific sites based on shipping lanes and traffic, but where the evaluation of acceptable risks has been correlated.

Based on the investigations made for on all four sites and the cross correlation realised, the plan is to base the follow-up EIA monitoring during the erection and operation on general surveys with in-depth investigations of the following subjects and locations:

- Porpoise at Horns Rev where they are found during calving and their stay follow that.

- Migrating birds at Rødsand with respect to collision risk for land and sea birds.
- Harbour seals at Rødsand (a seal reservation is only 4 km away).
- Ducks (mainly common scoter) at Læsø during wintering and moulting.
- Fish and fishery at Omø Stålgunde.

It is the hope – and expectation – that results from one site can be related also to the other sites.

EXAMPLES OF METHODS AND FINDINGS

All issues listed under "Institutional Framework of the EIA Review" have been treated with methods well known to field biologists and others concerned with the realisation of EIA reviews. No major obstacles to the first four wind farms have been found in the form of endangered species, severe hydrographic consequences etc. So this proves that the underlying work of the joint government committee has been thorough enough to identify suitable areas.

The most interesting results will of course be those obtained after the wind farms have been erected, but a few preliminary results may illustrate the initial screening and evaluation processes.

At the reef Horns Rev the concern up front was mainly about divers and scoters and possibly seals, all of which have been observed in numbers from the coast. According to a survey conducted along the transects shown on figure 6 both by boat and by plane, there are only few of these species in the actual wind farm area. Most have been found nearer to the shore or at greater depths north and south of the reef. This is in good agreement with the marine biology survey that showed a very uniform and naked sandy seabed due to severe wave and current impact. Slightly surprising though, there were quite a few porpoises in the area during the summer, both adults and calves. This population will be followed more closely as described under "Correlation of Field Work".

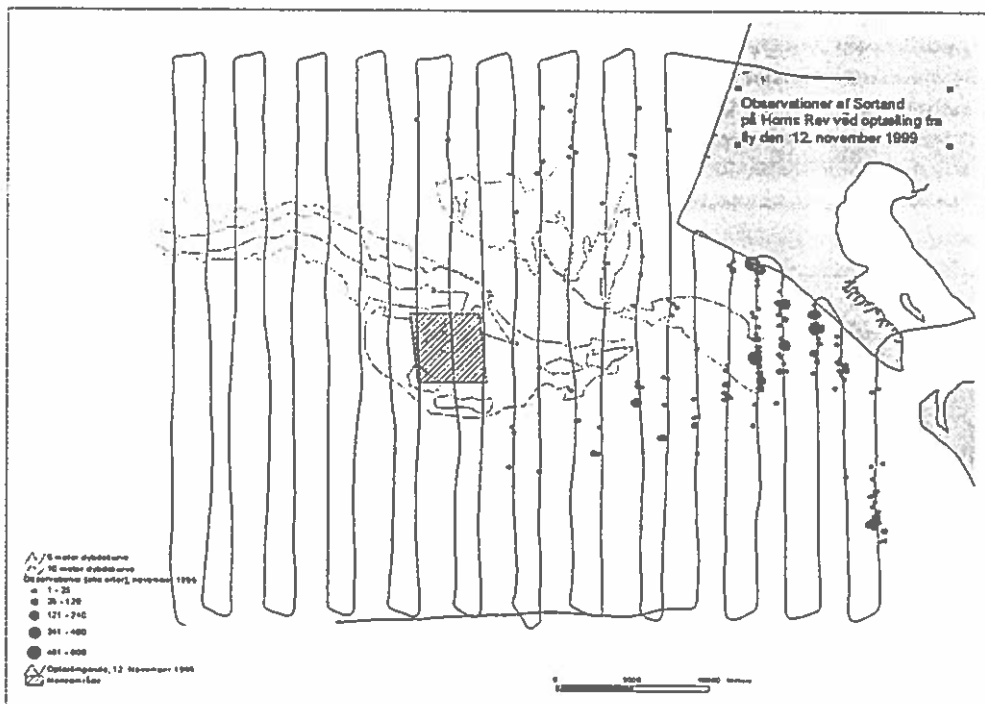


Figure 6. Horns Rev, count of common scoter.

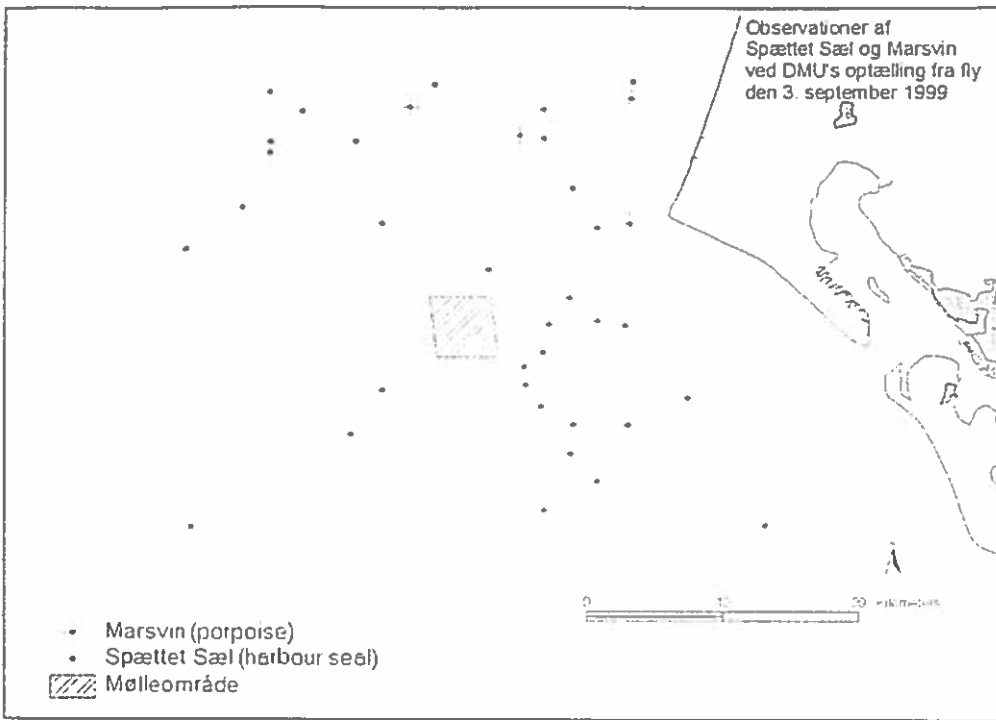


Figure 7. Horns Rev count of harbour seal and porpoise

At Læsø the concern was - and still is - the common scoter. The waters south of Læsø are known to hold a very big population of scoters both during winter and during summer. Little is known, however, about the distribution over the area and the underlying factors governing this distribution. The surveys have consequently been designed with a first year of screening and subsequent years of continued countings supplemented by studies of available food at the seabed and the actual gastric contents of the birds. The area is vast and so is the survey comprising a flight route of approx. 1800 km for each counting. An example of the transect grid and a count of scoters are shown on figure 8.

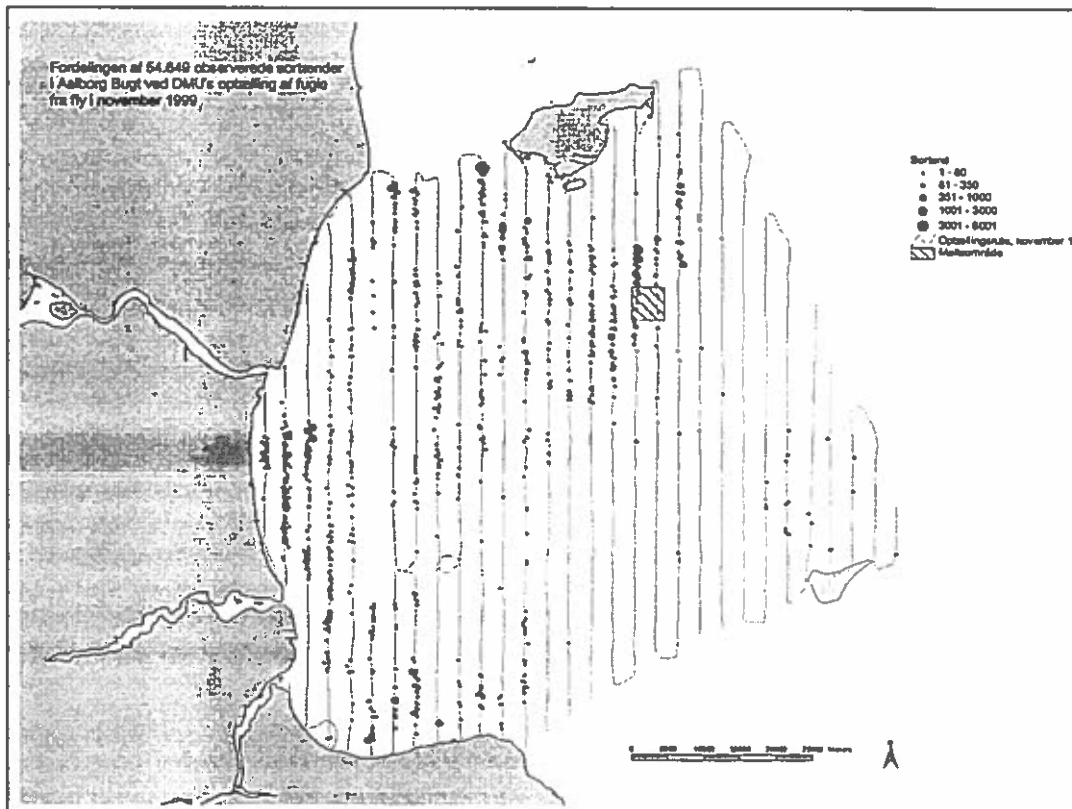


Figure 8. Læsø, count of common scoter.

At Rødsand the main concern is migrating birds, the area being an important route for birds migrating from arctic Europe and Siberia to southern Europe and further. The wind farm site is visible from an observation tower on a nearby shoal, and comprehensive observations are carried out (both visual and radar), both with regard to numbers and species and also with regard to flight altitudes in an attempt to estimate the collision risk. Finally, at Rødsand there are many seals (a seal reservation is next to the site) and hence this will be the principal site to study seal/wind farm interaction. Figure 9 shows the observation set-up and figure 10 the observed flight altitudes of migrating eider.

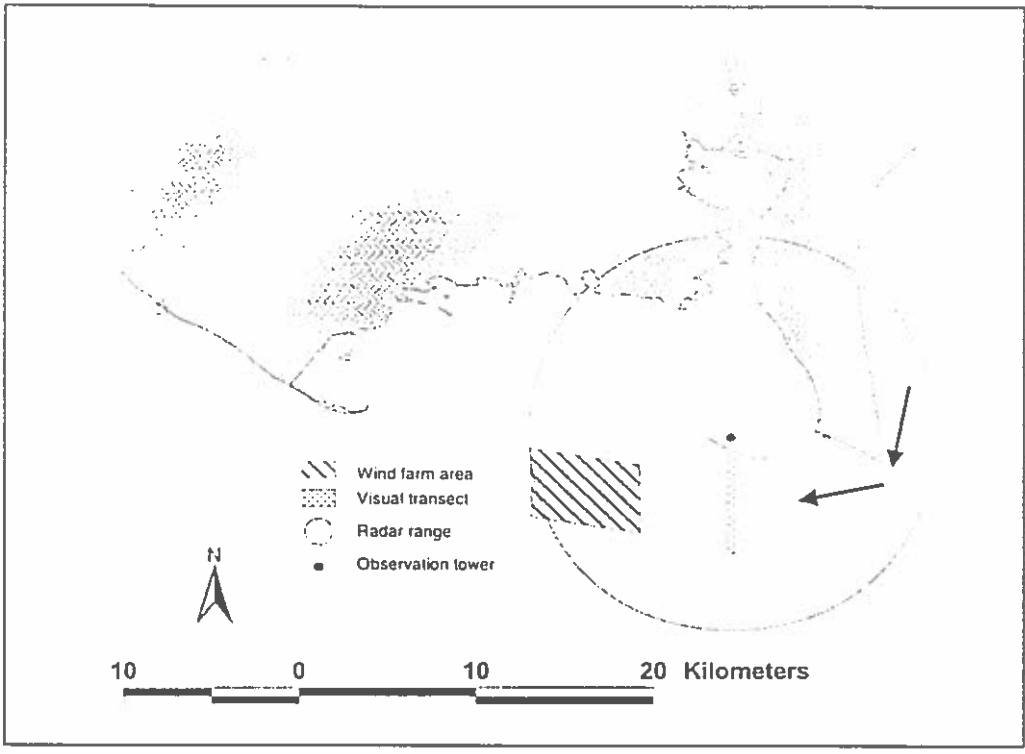


Figure 9. Rødsand. Site map showing the position of the study area in the Baltic Sea, south of Denmark. Detailed map of the study area shows the position of the projected wind farm, the count transect, the observation tower, the range of the radar and the prevalent migration route for water birds (arrows).

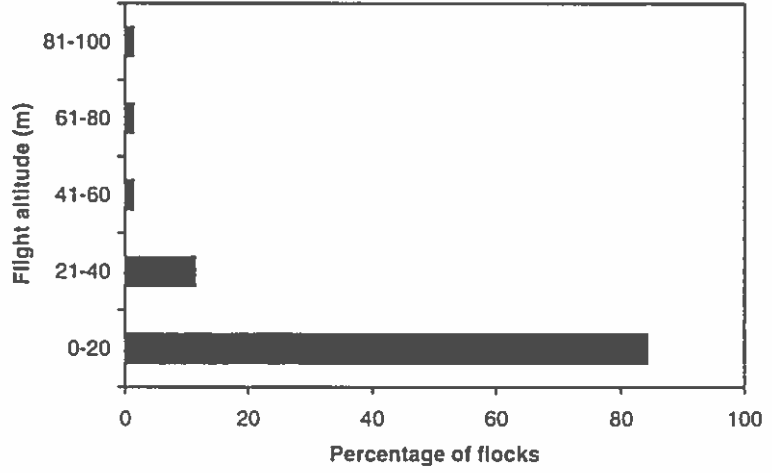


Figure 10. Distribution of flight altitudes for autumn migrating eiders in the Baltic Sea (n=70 flocks).

At Omø there is a special concern about the influence on fish and fishery. Hence a special programme has been dedicated to investigate the significance of the site as a habitat for both commercially interesting species and for species of interest as feed for birds and marine mammals. The programme has included test fishing as well as interviews with professional fishermen in the area. Follow-up will be mainly on the very local effects of the

foundation structures – believed to be mainly positive. Figure 11 shows the type and position of the test fishing equipment.

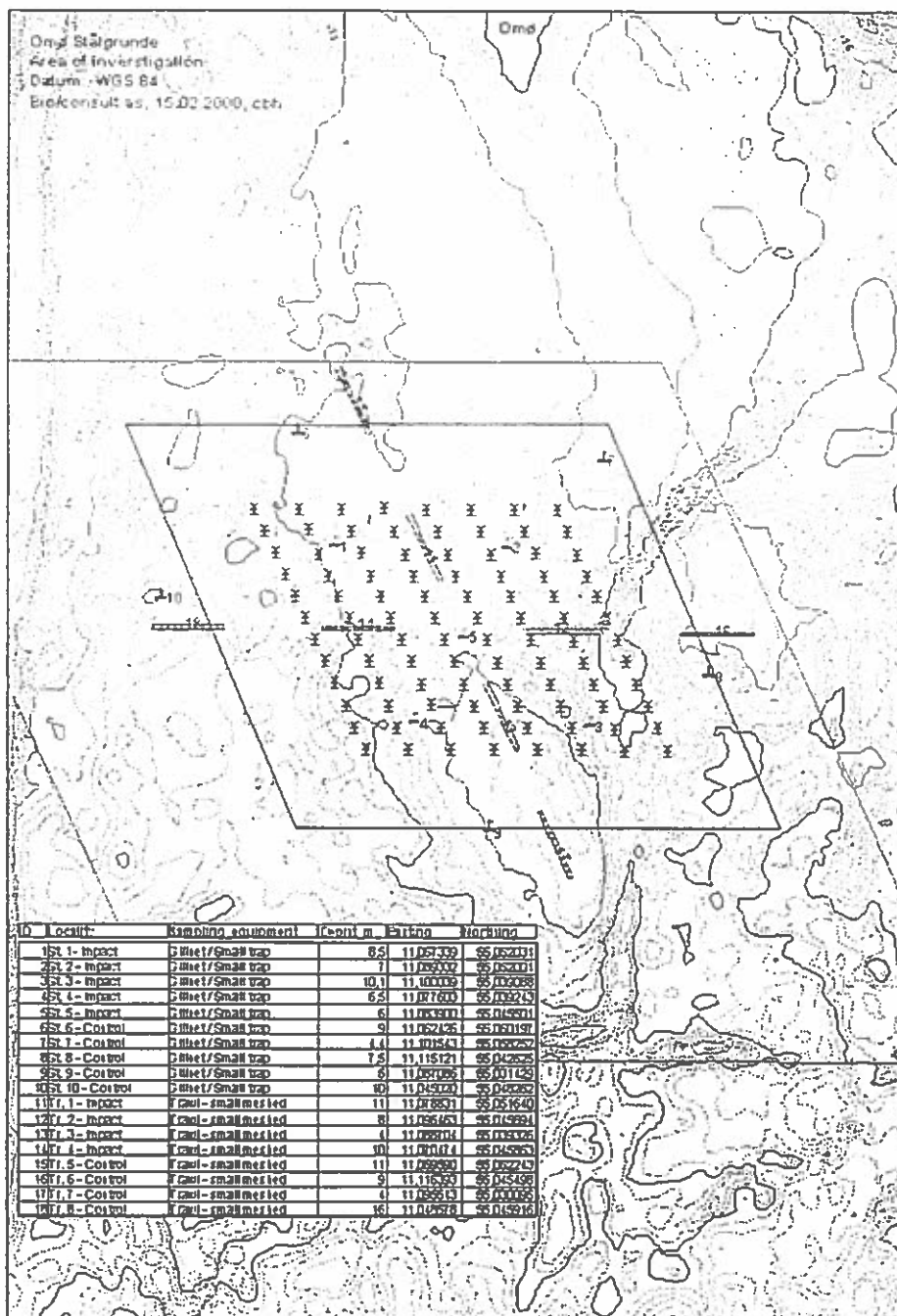


Figure 11. Type and location relative to the wind farm site of test fishing equipment.

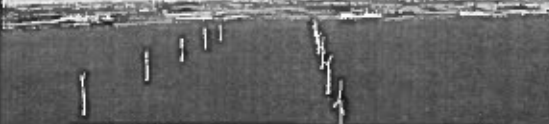
COSTS AND DURATION

As discussed above the wind farms are demonstration units and hence the scope and duration of the investigations are adapted to form the basis of future decisions on further offshore wind farms.


The investigations for the EIA review have had a duration of approx. 1.5 years (they will be finished in spring 2000), and a duration of approx. 2-3 years is expected for the follow-up monitoring programmes.

Naturally, the costs depend somewhat on the specific site, but the correlation efforts described have evened this out. On average the costs incurred in the EIA phase have amounted to 1m EURO per site, and the expected costs for the follow-up are 2-3m EURO per site.

Fundamenter til Rødsand Havmøllepark




**Per Vølund
SEAS Vind Energi Center**

ENERGI 2 


Oversigt

- Konklusion
- Generelt om Rødsand Havmøllepark
- Geotekniske Forhold på Rødsand
- Laster på Fundamenter
- Skitser
- Om Udbuddet
- Konklusion

ENERGI 2 


Konklusion

- Park på 150 MW opføres i 2003
- Fundamentudbud Ultimo 2001
- Udbud: Detailprojekteret Betonpladefundament
- Alternative bud er velkomne (design af entreprenør)
- Tidsplan i offshore arbejde er kritisk:
 - Analyser af vejrligsfølsomhed og geotekniske forhold
 - Forceringsplaner, nødplaner
 - Logistik: Gravning, afretning, komprimering, transport, placering, erosionsbeskyttelse...

ENERGI 2 

Generelt om Rødsand Havmøllepark

- 72 møller - i alt 150 MW
- Rotordiameter 80 m
- Navnhøjde 70 m
- Afstand til land 11 km
- 500 mio. kWh pr år

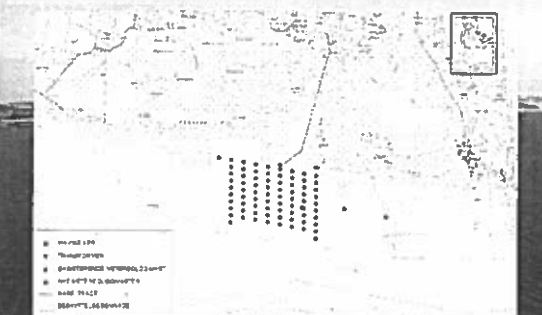
ENERGI 2 


Generelt om Rødsand Havmøllepark

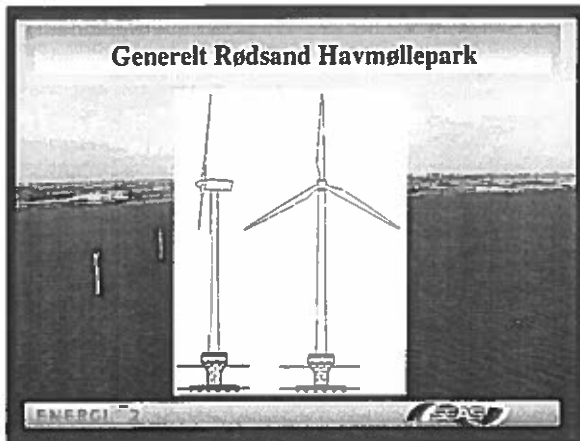


ENERGI 2 

Generelt om Rødsand Havmøllepark



ENERGI 2 



Tidsplan for Rødsand

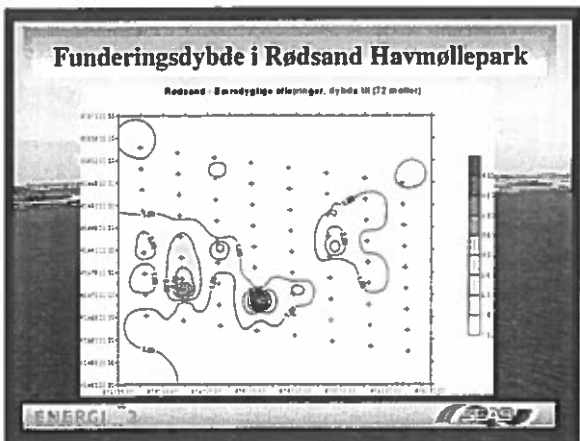
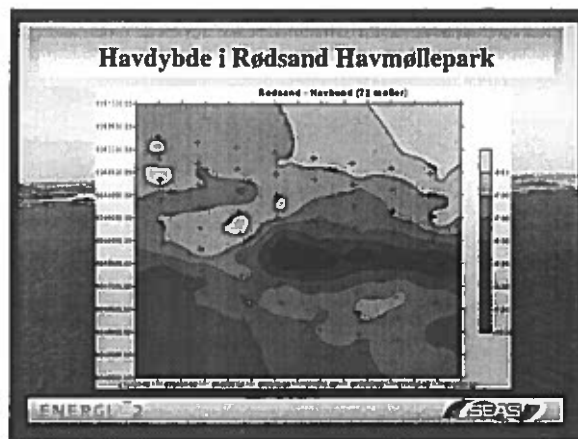
- Parken bygges i 2003
- Energi E2 er Bygherre,
- SEAS er Bygherrerådgiver
- Afregningsgrundlag er afklaret
- Mølleudbud Januar 2001
- Møllekontrakt Medio 2001
- Fundamentkontrakt Primo 2002

ENERGI 2 SEAS

Geotekniske Forhold på Rødsand

- Vanddybden varierer mellem 6.3 og 9.5 m
- Enkelte forekomster af større sten og vegetation
- Øverst 0-2 m marint sand med organisk indhold
- Enkelte positioner med blødt lerlag øverst og herunder tørvelag op til 3-7 m under havbunden
- Herunder moræneler med tynde mellemlejrede smeltevandslag
- Geotekniske undersøgelser gennemført: CPT på 96 positioner, 10-20m borer på 20 positioner - suppleres med flere CPT når mølleantal er fast

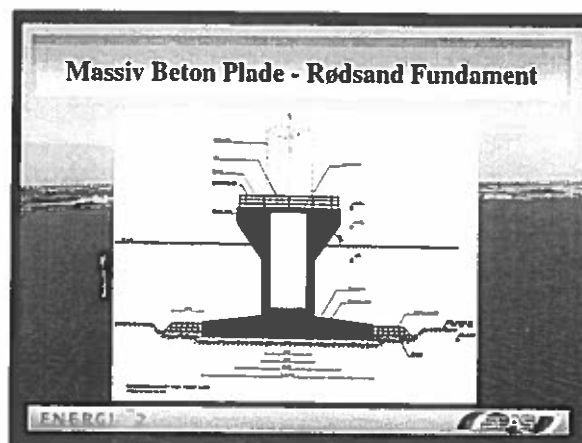
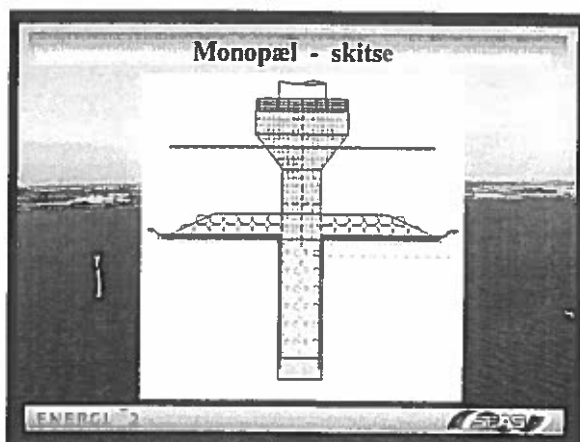
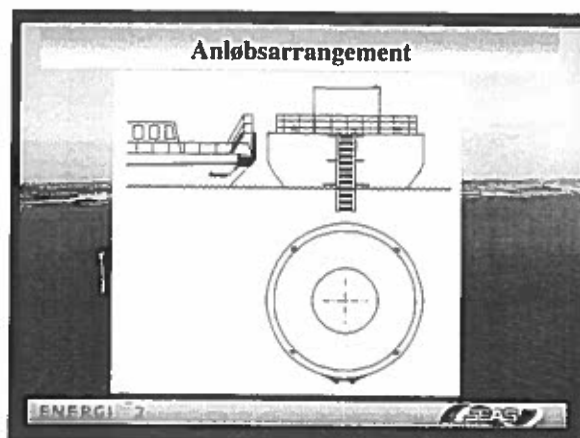
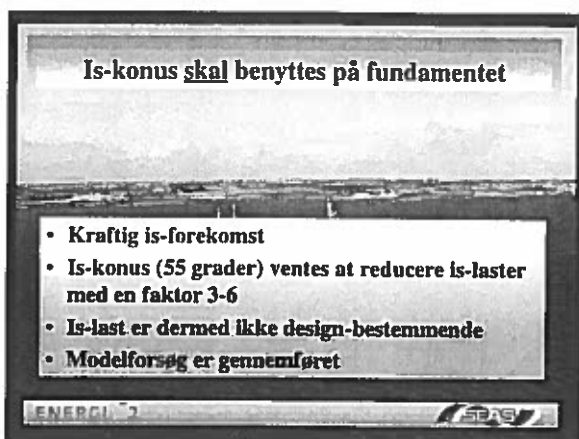
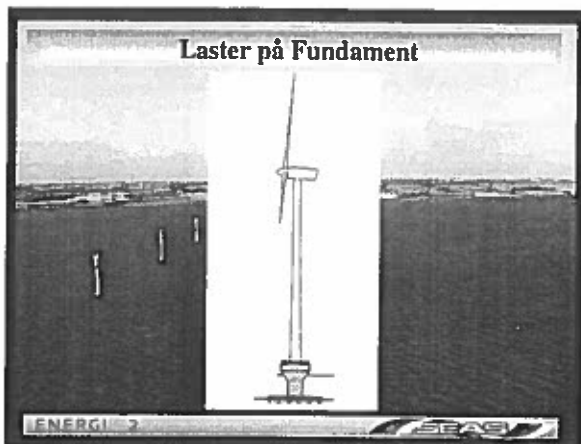
ENERGI 2 SEAS



Laster på Fundament

- Havmøllefundamenter er påvirket af:
 - Vindlaster (vandret kraft i navhøjde)
 - Bølgelaster (vandret kraft i havoverfladen)
 - Islaster (vandret kraft i havoverfladen)
- Alle laster er stærkt dynamiske og varierende
 - Stålfundamenter er primært udmattelsesbestemte
 - Betonfundamenter er delvist udmattelsesbestemte
- Vindlast optræder altid samtidig med enten bølgelast eller islast
- På havbunden gælder:
 - Bøjningsmoment er domineret af vindlast
 - Vandret kraft er domineret af bølger/is

ENERGI 2 SEAS



Massivt Beton Plade Fundament

- Ligner Middelgrundsfundamentet og pladefundamenter til Megawatt møller på land
- Ingen ballast på pladen
 - til forskel fra landmølle fundamentet
- **Betonrør** mellem betonpladen og tårnet
 - ikke stålør som på Middelgrunden
- **Is-konus** i massiv beton - tårnet fastgøres med indstøbte bolte (leveret med møllen)
- Fundamenterne vejer 1500-2000 ton

ENERGI 2



Valg af Koncept

- **Betonplade: "Det Konservative Valg"**
 - Problemstillinger bredt kendte (entreprenører, rådgivere, SEAS)
 - Stift, dvs. begrænset dynamisk interaktion med mølle
 - Udbydes detaljprojekteret!
- **Stålmonopæl: "Fremtidens Valg"**
 - Billigt valg hvis planerne holder
 - Ramning af 0-4m stålpile begrænset udstyr og erfaring
 - ⇒ Risiko for forsinkelser
 - Fleksibelt ⇒ interaktion med mølledynamik, risiko for EF-ændringer med tiden og EF-forakelle m.m. sites
 - Er velkomne som alternative bud designet af entreprenør
- **Stålsænkke, Ballasteret Betonplade, Tripod i Stål, Betonsænkke, Forspændt Beton...**

ENERGI 2



Udbudsforløb

- **Der udbydes: Massiv Beton Plade Fundament, men Alternative tilbud er velkomne**
- Prækvalifikation af entreprenører er i gang (svar Februar 2001)
- Udbud: Ultimo 2001 (Efter møllekontrakt)
- Tilbudsfrist: Primo 2002
- Kontrakt: Primo 2002

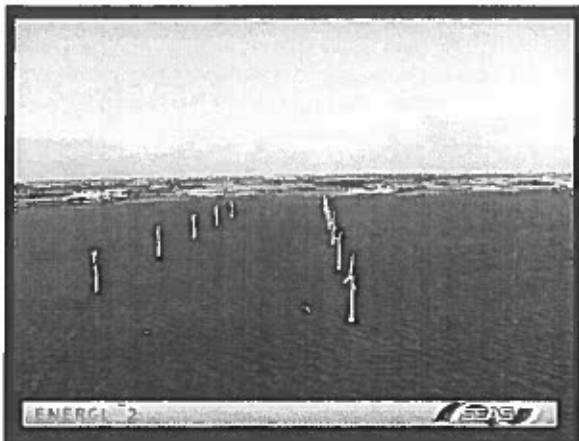
ENERGI 2



Konklusion

- Park på 150 MW opføres i 2003
- Fundamentudbud Ultimo 2001
- Udbud: Detailprojekteret Betonpladefundament
- Alternative bud er velkomne (design af entreprenør)
- Tidsplan i offshore arbejde er kritisk:
 - Analyser af vejrligsfølsomhed og geotekniske forhold
 - Forceringsplaner, nødplaner
 - Logistik: Gravning, afretning, komprimering, transport, placering, erosionsbeskyttelse...

ENERGI 2



ENERGI 2



ENERGI 2





DANSK VANDBYGNINGSTEKNISK SELSKAB

SEMINAR OM

FUNDAMENTER TIL HAVVINDMØLLER

DEN 17 JANUAR 2001

BOREDE OG RAMMEDE ENKELTPÆLE

af

N.-E. OTTESEN HANSEN

LICengineering

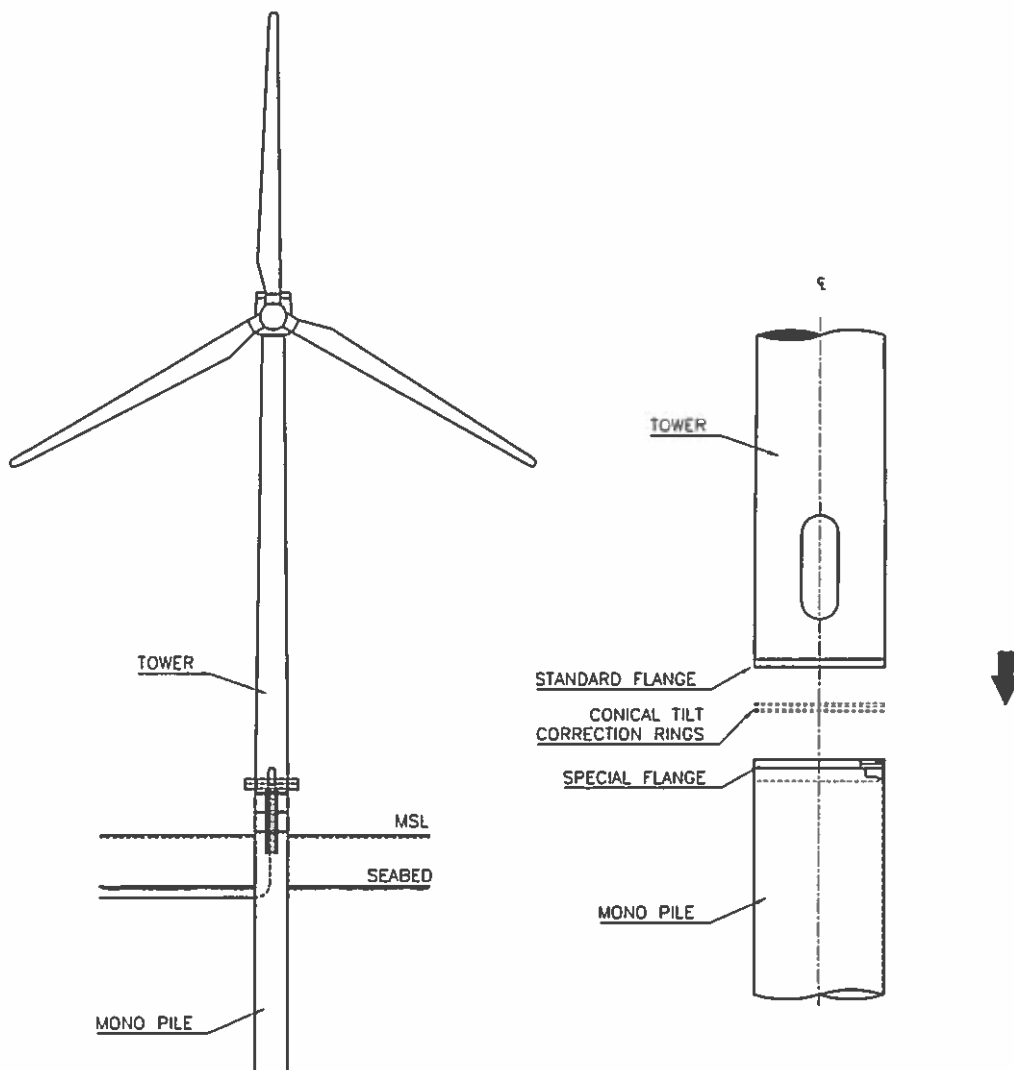
INDHOLD

- 1. ENKELTPÆLENS STATIK OG DYNAMIK**
- 2. PROJEKTERINGSOVERVEJELSER**
- 3. INSTALLATION**
- 4. BLYTH PROJEKT (BOREDE ENKELTPÆLE)**
- 5. SCROBY SANDS PROJEKT (RAMMEDE ENKELTPÆLE)**
- 6. UDVIKLINGSPROJEKTER VEDRØRENDE ENKELTPÆLE**
- 7. AFSLUTTENDE BEMÆRKNINGER**

VEDLÆG: SAMMENFATNING OG KONKLUSION
(Dansk oversættelse)

Forenkling af Samlinger i Havmøllefundamenter

Simple Connectors for Tower on Offshore Wind Turbine Foundations



LICENGINEERING A/S

EFP-Project ENS j.nr. 1363/98-0027
Danish Energy Agency
Final Report

September 2000

ØSTERGADE 4, ST. TH. EHLERSVEJ 24
DK-6700 ESBJERG DK-2900 HELLERUP
PHONE: +45 75 18 16 88 PHONE: +45 39 62 16 42
TELEFAX: +45 75 18 16 40 TELEFAX: +45 39 62 54 80



2 SAMMENFATNING OG KONKLUSION

2.1 INDLEDNING

I denne rapport præsenteres resultater og konklusioner af EFP-projektet "Forenkling af Samlinger i Havmøllefundamenter". Projektet er delvist finansieret af Energistyrelsen under projektreferencen ENS Journalnr. 1363/98-0027. Arbejdet er udført af LICengineering A/S i perioden 1998 til 2000.

Projektet er en opfølgning på EFP-projektet EFP-96 Journalnr. 1363/96-0006 "Vindmøllefundamenter i Havet". Her blev der udviklet og beskrevet 3 koncepter til fremtidige vindmøllefundamenter. Der blev præsenteret både tegninger og prisoverslag.

Formålet med dette projekt har været at udvikle simple forbindelser mellem havmøllers hovedkomponenter med henblik på at reducere fundamenternes installationsomkostninger. De udviklede forbindelser er afprøvet og dokumenteret ved feltforsøg.

Der rettes en tak til Elsamprojekt A/S, som muliggjorde offshore prøvning af en påsvejst flange under ramning af enkelt-pælsfundamentet til deres målemast på Horns Rev.

Dele af projektet har været offentliggjort på OWEMES 2000-konferencen i Italien, 13.-14. april 2000, samt på Energistyrelsens Faglige Vindenergikonference, 2000 Vind, Hav og Maskiner i Billund, 30.-31. maj 2000.

Som en del af projektet har Demex udviklet en metode til påførelse af impulsive laster på enkelt-pæle for at undersøge pælefundamenternes modstandsdygtighed overfor impulsive tværlaster.

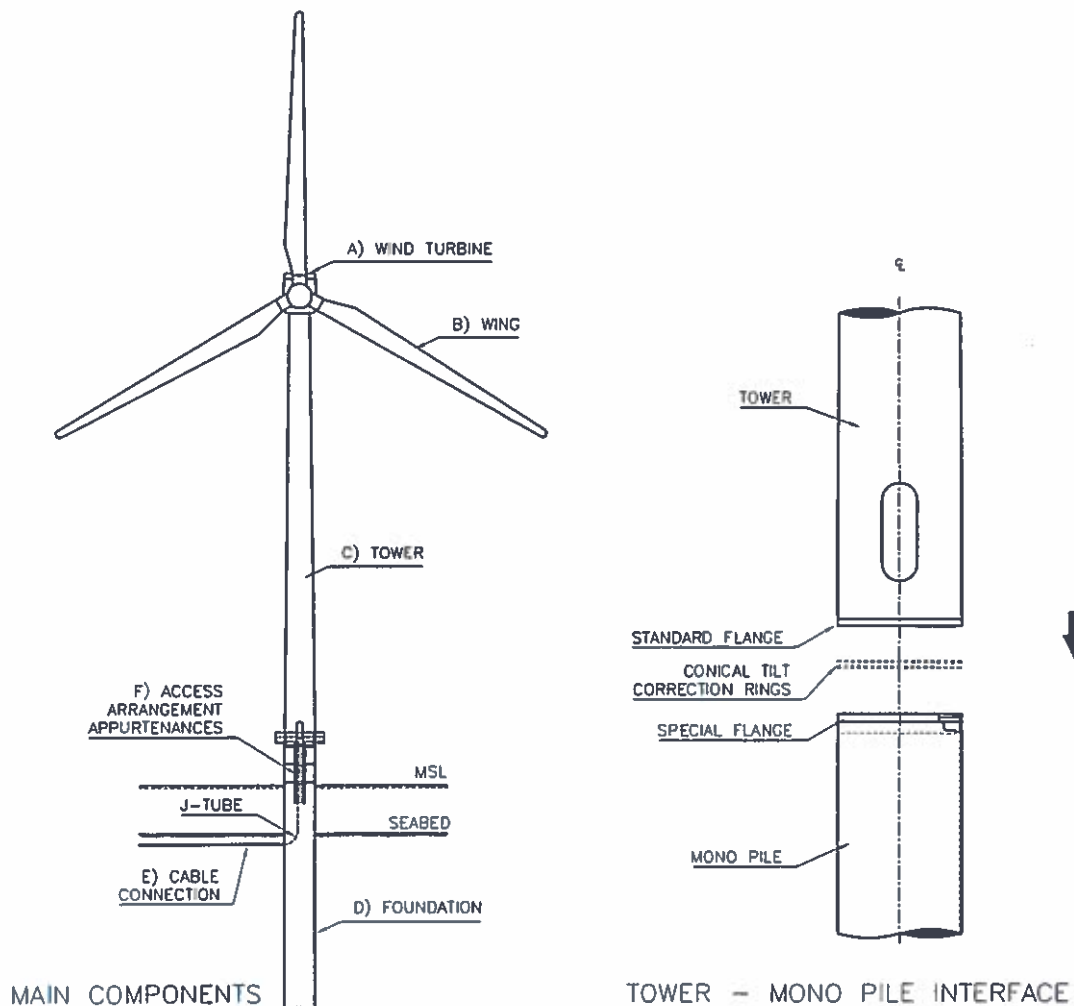
2.2 MONOPÆLE

2.2.1 FORDELE

For at etablere af konkurrencedygtige havmølleparker er det nødvendigt at udvikle møllefundamenter, der er effektive at udføre og montere. På lavere vand vil en monopæl med stor diameter være en teknisk og økonomisk fordelagtig løsning, forudsat at jordbundsforholdene er egnede. Monopælen er forholdsvis billig at fremstille. Derudover besidder monopælen den fordel, at der kan anvendes samme kran til at installere såvel den store monopæl som vindmøllen, inklusiv tårn. Derved kan der opnås en samlebåndslignende operation. Dette medfører hurtig og enkel installation med få, meget standardiserede operationer.

En havmølle funderet på en enkelt-pæl kan opdeles i følgende hoveddele, figur 2.2.1.1:

- a) Nacelle
- b) Vinger
- c) Tårn
- d) Fundament
- e) Kabelforbindelser
- f) Adgangsarrangement

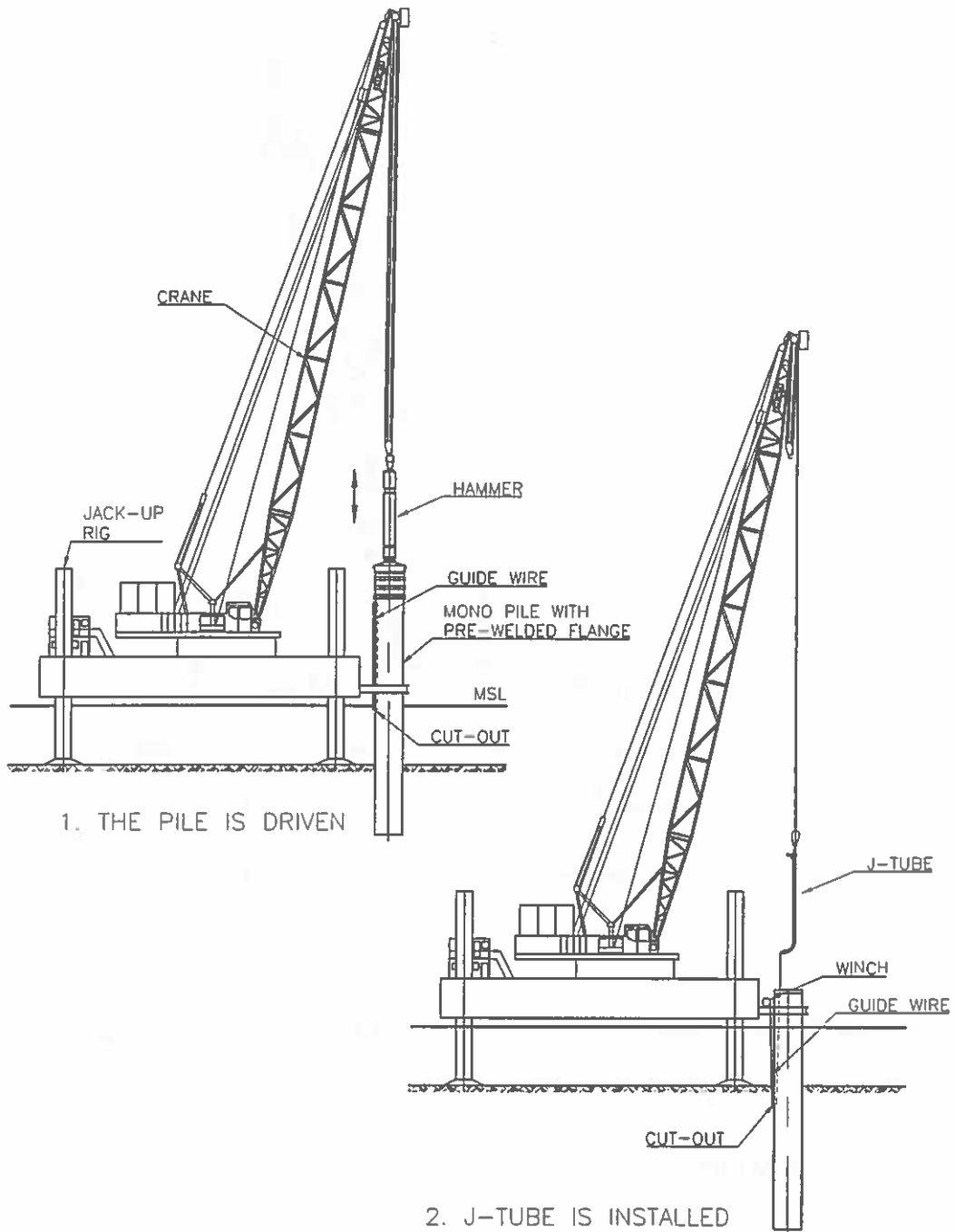


Figur 2.2.1.1 Hoveddele i havmølle sat på monopæl.

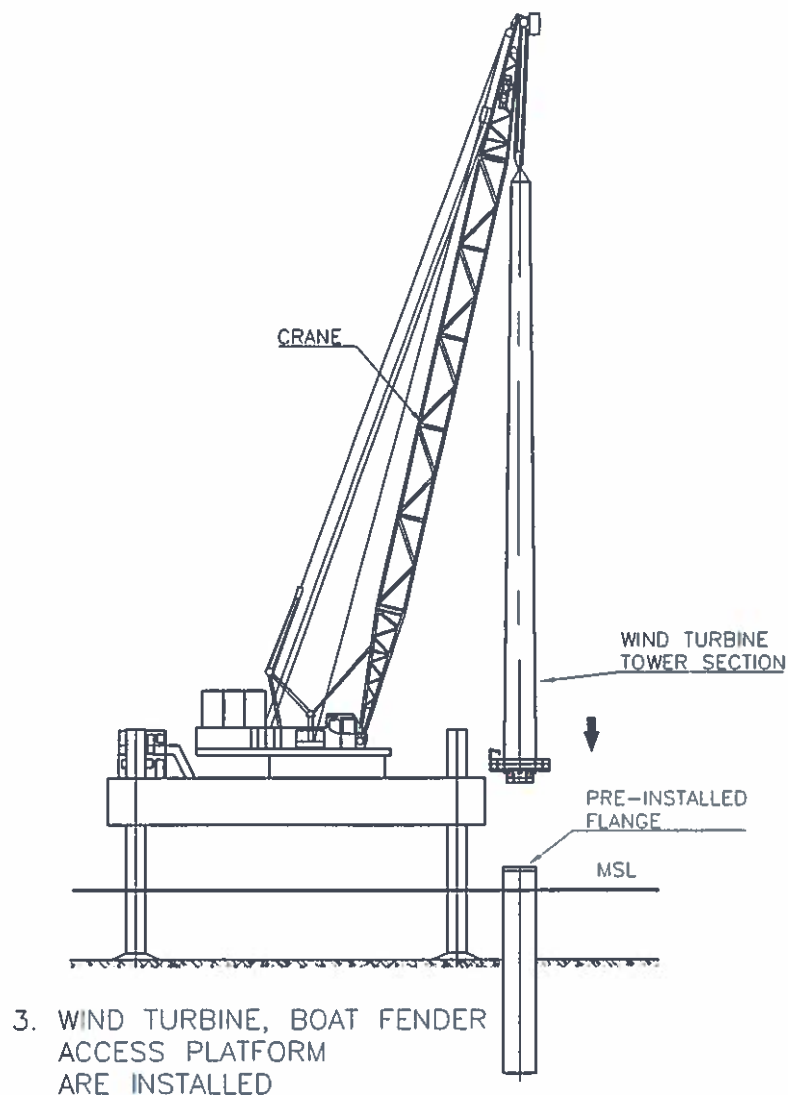
Den billigste montage vil være at samle de enkelte hoveddele på land og derefter samle hoveddelene som moduler offshore.

Eksempelvis er samlingen af hoveddelene ved hjælp af en jack-up rig med udstyr vist i figur 2.2.1.2 og 2.2.1.3 for en rammet pæl. Hvis denne metode skal være rentabel, skal montagen af mølle, tårn og vinger foretages straks efter ramning af pælen. Derfor skal der etableres en enkel samling mellem tårn og fundament. En flangesamling er enkel, stærk og nem at montere. Denne metode er således at foretrække, såvel på land som i havet. Tårnet kan monteres med en standard flange, hvorimod udformningen af monopælsens flange afhænger af montagemetoden.

En monopæl/tårnsammenkobling er illustreret i figur 2.2.1.1 for et rammet monopæls fundament. Ved utilsigtet hældning af pælen som følge af ramning kan tårnets hældning korrigeres ved hjælp af hældningskorrektionsskiver mellem flangerne, figur 2.2.1.1.



Figur 2.2.1.2 Montagerækkefølge for havmølle på monopæl. 1) Ramning af pæl. 2) J-rørs montage.



Figur 2.1.2.3 Montagerækkefølge for havmølle på monopæl. 3) Montage af vindmølle (tårndel skitseret).

2.2.2 MONTERING AF FUNDAMENT

Montering af monopæles fundamenter til havvindmøller kan foretages ved anvendelse af følgende metoder:

- Der bores et overstørrelse hul med eller uden forerør. Herefter isættes monopælen og forbindelsen mellem pæl og undergrund etableres ved udstøbning af cementmørtel.
- Pælen kan vibreres ned i havbunden, hvorved flangen undgår belastning fra hammer.
- Pælen kan rammes uden flange. Efter ramningen afskæres den øverste del af pælen og afrettes til svejsning og en flange (eller tårnet) kan påsvejses med en feltsvejsning. Alternativt kan der benyttes en cementmørtelsamling mellem flange og pæl.

- Pælen kan rammes med flange.

Alle disse løsninger kan være realistiske. Imidlertid vil risikoen ved montage til havs være høj for nogle af dem. Nogle af montagemetoderne vil yderligere være mindre økonomiske.

Den nedborede pæleløsning er den logiske, hvis havbunden udgøres af klippe. I dette tilfælde er den yderst konkurrencedygtig. Monopælen kan fabrikeres i én enhed indeholdende J-rør for indtrækning af kabler, stiger og adgangsbro samt dæk. Hele enheden kan sættes i det udborede hul og låses til klippen ved injicering af cementmørtel. Løsningen er imidlertid kun konkurrencedygtig i områder med klippeundergrund. I områder, hvor havbunden består af sedimenter som for eksempel sand, silt og ler vil ramning eller vibrering af monopælen være billigere.

Vibrering af pælen til den specificerede dybde ville være en attraktiv løsning, hvis den var mulig, fordi den netop kunne udføres uden problemer med flangen påsvejst pælen. Det mest sandsynlige er imidlertid, at pælens bevægelse vil gå i stå før den når den specificerede dybde. Grunden er, at vibrationsenergien overføres til den omgivende jord, der ender med at udsende jordbølger i alle retninger. Derfor må en sådan pæl mest sandsynligt rammes det sidste stykke til den endelige dybde. Denne dybde skal nås for at opnå den nødvendige holdekraft.

Det kan derfor konkluderes, at hvis en pæl ikke bores ned, så må den rammes – i hvert fald det sidste stykke.

Løsningen med ramning af en monopæl med påsvejst flange på toppen af pælen er fordelagtig, da den muliggør installation af vindmøllen umiddelbart efter ramning af pælen.

Ramning af pæle til havs med stor diameter kan udføres ved hjælp af velkendte metoder. Imidlertid vil en entreprenør, som har fået til opgave at ramme en offshore pæl med flange, sandsynligvis tage et forbehold i sin kontrakt vedrørende flangeoverfladens sluttilstand, med mindre han har dokumentation for, at det kan lade sig gøre inden for de givne tolerancer.

Alternativt kan flangen som nævnt påsvejses efter ramningen. Men herved tilføres yderligere en marin operation som kan forsinke montagen (svejsning vil formentlig tage 2 dage med inspektion og udbedring af de forkastede dele af svejsesømmene). Den tredje mulighed – cementmørtelforbindelsen – er ikke fuldstændig gennemdokumenteret for ren bøjningspåvirkning og for langvarig udmattelsespåvirkning. Metoden bør således dokumenteres bedre med flere forsøg før den anvendes.

Derfor kan det konkluderes, at det mest hensigtsmæssige vil være at montere pælen med flangen påsvejst. Pælen kan vibreres ned de første meter, men det må påregnes, at den skal rammes det sidste stykke. Derfor er der i nuværende arbejde udviklet flangetyper, der kan modstå påvirkninger fra en hydraulisk hammer uden nævneværdige udmattelseskader eller utilladelige plastiske deformationer, selv i "worst case" rammeseneiet.

2.2.3 PÅSVEJSTE FLANGER TIL RAMMEDE MONOPÆLE

Monopæle, der rammes med påsvejste flanger udsættes for mange lastkombinationer. De kan opdeles i to grupper: belastninger under ramning af pælen og belastninger fra havmøllen under

drift (og under storm). Projektering mod belastninger under drift er hyppigt beskrevet i litteraturen. Derimod findes der ikke meget om ramning af pæle med påsvejste flanger. Nærværende projekt er derfor benyttet til at finde metoder og udformninger, hvormed ramning kan foregå uden at påføre samlingerne unødige skader.

Det afgørende styrkekriterie for monopælflangen er, at den efter ramningen overholder de specificerede tolerancer, der er givet for udførelsen. Disse tolerancer er efter gældende praksis ± 1 mm.

Når flanger svejses til tårn eller til pæle kan de, hvis der ikke vises agtpågivenhed, kaste sig. I værkstedet kan de imidlertid ret let tilpasses de specificerede tolerancer. Derfor er acceptkriteriet for en flange, hvorpå der hamres, at den ikke beskadiges ud over de specificerede tolerancer.

Ramningen medfører store accelerationer i pælen. En påsvejt flange vil bøje som følge af accelerationerne, og hvis den ikke er korrekt designet, vil der opstå betydelige plastiske deformationer i flangen, og der kan udvikles udmattelsesskader i flange og pæl. Et sammenligningsstudie blev udført for at fastslå hvilken flangetype, der er mest robust overfor påvirkninger fra ramningen inklusiv excentriske påvirkninger som følge af mulig hældning på pælen. Undersøgelsen viste, at en flange af ANSI typen var mest hensigtsmæssig under hensyntagen til såvel risiko for plastisk deformation som udmattelsesskade på svejsningen mellem flange og pæl.

Geometrien for en prototype flange til en $\varnothing 3200$ mm pæl er vist i figur 1.2.3.1 (tegninger af $\varnothing 3200$ mm prototype er vedlagt i appendiks A). Flangens dimensioner vil naturligvis afhænge af møllen, såvel som udstyret til ramning samt jordbundsforholdene. Gabet vist i figur 1.2.3.1 er i størrelsesordenen 1 til 2 mm. Derved sikres, at der ikke sker nogen direkte påvirkning mellem ambolten og flangens inderside. Bøjningslasten på flangen reduceres derved til belastninger, fremkaldt af accelerationerne.

Den krævede tykkelse og bredde af flangen bestemmes primært af kravene til sammenboltningen. Bredden og tykkelsen kan kun reduceres til et vist niveau på grund af den ønskede forspænding af boltene. Den bløde overgang på flangen ved påsvejsningsstedet nedbringer spændingskoncentrationen ved svejsningen. Det skal bemærkes, at den simple løsning med svejsning af en flangering direkte på pælen uden overgangsstykke (stykke under stiplede linie i figur 1.2.3.1) vil medføre for store udmattelsesskader som følge af spændingskoncentrationen ved svejsningen.

2.2.4 HÆLDNINGSKORREKTION

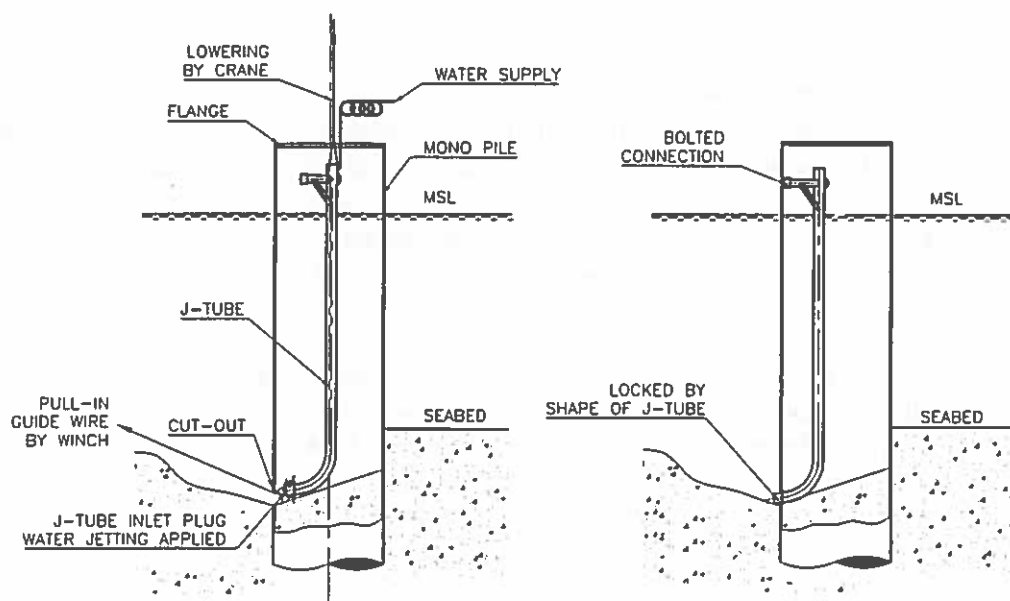
Afhængig af bundforholdene vil ramning af en monopæl med stor diameter 20-30 meter ned i havbunden medføre risiko for utilsigtet hældning af pælen. Denne hældning kan relativt nemt korrigeres ved at indsætte én eller to stålskiver med lineært varierende tykkelse mellem de to flanger (se figur 1.2.1.1). Ved at dreje ringene relativt til pæl og tårn opnås den ønskede hældningskorrektur. Det skal bemærkes, at korrektionsringene skal indarbejdes i designet af flangeforbindelsen (forspænding af bolte, osv.). Skiverne skal fabrikeres med de samme tolerancer som flangerne. Dette udføres ved normal værkstedsbehandling.

Som et statistisk gennemsnit forventes 2/3 af pælene placeret således, at der ikke behøves korrektionsskiver i en havmøllepark. For resten må der forventes brug af skiver, med mindre der pålægges restriktioner ved sætningen af pælen.

2.2.5 POST-INSTALLERING AF J-RØR TIL INDTRÆKNING AF KABLER

Installationsrækkefølgen må tages med i overvejelserne ved design af sekundære komponenter såsom systemer til indtrækning af kabler og etablering af adgangsforhold. For indtrækning af strømkabler ville den idéelle løsning for en rammet monopæl være at installere pælen med et præmonteret J-rør. Krav til minimumsbøjningsradius af kabler påfører imidlertid en geometrisk begrænsning, der gør, at J-røret ikke kan dimensioneres til at blive modstandsdygtig overfor de accelerationer, der opstår under en ramning. J-røret skal derfor installeres efter ramning. J-røret kan fastspændes til monopælen på den udvendige side. Imidlertid kunne denne placering under visse omstændigheder være ønskeligt at undgå:

- Lokal stærk strøm og bølgeuro forårsager problemer og forsinkelser af dykkerarbejdet, der er nødvendigt for den udvendige montage.
- For havmøller med stærk isgang vil ydre J-rør blive hårdt belastet af iskræfter. Dette vil gøre det mere fordelagtigt at benytte et indre J-rør, således at iskræfterne optages direkte af pælevæggen.



Figur 2.2.5.1 Montering af J-rør ved nedskylning (venstre). J-rør, endelig position (højre).

Det udviklede kabelindtrækningssystem er baseret på ramning af monopælen med et guidekabel og en udskæring for kabelindtrækning (se figur 2.2.5.1). J-røret installeres på indvendig side af monopælen efter ramning ved hjælp af et guidekabel og en konisk guide, fastgjort til J-røret under installationen. Hoveddelene er afbilledet i figur 1.2.4.1. Faconen på J-rørets nedre del er

designet til at fastlåse den ved udskæringen i pælen, når en boltet forbindelse i toppen af J-røret er fastgjort. Brug af højtryksspuling sikrer "ren" kontaktflade mellem J-røret og pælen ved udskæringen. Hvis den nedre åbning på J-røret er under havbundsniveau, kan sandet i nærheden af udskæringsstedet fjernes vha. f.eks. en mammutpumpe betjent fra riggen.

Løsningen med indvendigt J-rør nødvendiggør en udskæring i pælen. Denne udskæring medfører naturligvis en spændingskoncentration, og udskæringen vil typisk sidde i nærheden af havbunden, hvor den største udmattelsespåvirkning i monopælens fundament kan forventes som følge af naturlaster. Imidlertid kan kanterne af udskæringerne forarbejdes på forhånd i værkstedet på land. For eksempel vil et elliptisk formet hul reducere spændingskoncentrationsfaktoren til 2.0. Dette er fortsat en høj spændingskoncentration, når det tages i betragtning at udskæringen er placeret i det mest belastede tværsnit.

Dette kan kompenseres ved at udføre åbningen i en sømløs rullet sektion af røret. I dette tilfælde vil udmattelsesstyrken forøges med en faktor 3-20 sammenlignet med svejste områder. Dette betyder, at spændingskoncentrationerne kan kompenseres. Faktisk kan en ovalisering og skærping af hullet sammen med anbringelsen i et område frit for svejsesømme medføre at netop denne sektion har et længere udmattelsesliv end resten af monopælen.

Det interne J-rør er langt sikrere over for skibsstød og isgang end den ydre indføring.

Derfor er der udviklet et internt J-rørs system, der kan installeres dykkerløst umiddelbart efter ramningen.

2.2.6 ADGANGSFORHOLD

Af hensyn til vedligehold og reparation af vindmøllen er det nødvendigt med adgang til møllen. Design af adgangsforhold til møllen vil afhænge af aktuelle forhold så som antal møller i parken, lukket/åbent farvand, isforekomst på installationsstedet, osv. I dette projekt er der udviklet to adgangssystemer: 1) *minimum adgangsstige*, baseret på enkle lejdere, fastspændt til enkelt-pælen. Denne type er billig og hurtig at installere, og kan nemt erstattes i tilfælde af skader som følge af ispåvirkninger. 2) *Fugleburssystem*: denne løsning inkluderer en mellemliggende platform mellem hovedadgangsplatformen og havoverfladen. Fordelene ved dette system er: Naturlig overgang fra en pæl med mindre diameter til et standardtårn med stor diameter, forholdsvis hurtig at installere, klatreafastanden fra skibet reduceres ved hjælp af den mellemliggende platform og endelig de arkitektoniske fordele ved mulighederne for at sløre en utilsigtet hældning af enkelt-pælen. Den største ulempe er fabrikationsomkostningerne, samt relativt store skader ved forekomst af islast. Skaderne ved islast kan minimeres ved indsættelse af "svage led" lige under den nederste platform.

2.3 FREMSTILLINGS- OG FELTFORSØG

De udviklede koncepter for samlinger for rammede monopæle med flange samt installation af kabelføringssystem blev verificeret dels ved beregning dels ved to feltforsøg:

Forsøgene omfattede:

- En offshore test baseret på en $\varnothing 1620$ mm enkelt-pæl rammet i Nordsøen.
- En serie af feltforsøg udført på havneområdet ved Esbjerg Havn, baseret på $\varnothing 610$ mm enkelt-pæle med en længde på 24 m, rammet i vandmættet sand og silt.

Den allerbedste afprøvning af de udviklede samlinger ville være at afprøve dem i fuld skala til havs. Omkostningerne til dette ville imidlertid overstige et helt års EFP-bevilling til forskning i vindkraft.

Heldigvis kunne forsøgene udføres i mindre skala med de samme muligheder for at drage konklusioner som for fuldskalaforsøg. Grunden til dette er, at deformationer og spændinger er de styrende parametre med henblik på såvel strukturel som udmattelsesstyrke i flangen. Flangerne til eksperimentet kunne derfor skaleres på en sådan måde, at det anslåede spændingsniveau i en "fuldskala" ramning blev opretholdt i forsøgene.

For at reproducere fænomenerne fra fuldskalaforsøg korrekt i den mindre skala blev det valgt at udføre forsøgene på land med en hydraulisk IHC S-70 hammer. Ved hjælp af denne hammer med dens ramslag var der muligt at reproducere de naturlige processer korrekt, herunder effekten af at ramme skævt, Figur 2.3.1. Den har karakteristika som de offshore hammere der bruges til ramning af pæle med stor diameter offshore. Hammeren var udstyret med en 30" rammehat. Rammehatten kombineret med 24" pælene ($\varnothing 610$ mm = skala 1:5) gjorde det muligt at undersøge effekten af tolerancer på rammehatten. Disse tolerancer er af stor betydning for en sikker ramning af pæle med pre-svejste flanger.

Spændinger og accelerationer blev målt under ramningen af pælene både for normal ramning og for definerede "worst case" scenarier. De benyttede flanger blev gennemmålt for at verificere hvornår skader var indenfor tolerancerne og hvornår skaderne var uden for tolerancerne. Sideløbende med målingerne blev der gennemført omfattende finite element beregninger for at støtte konklusionerne.

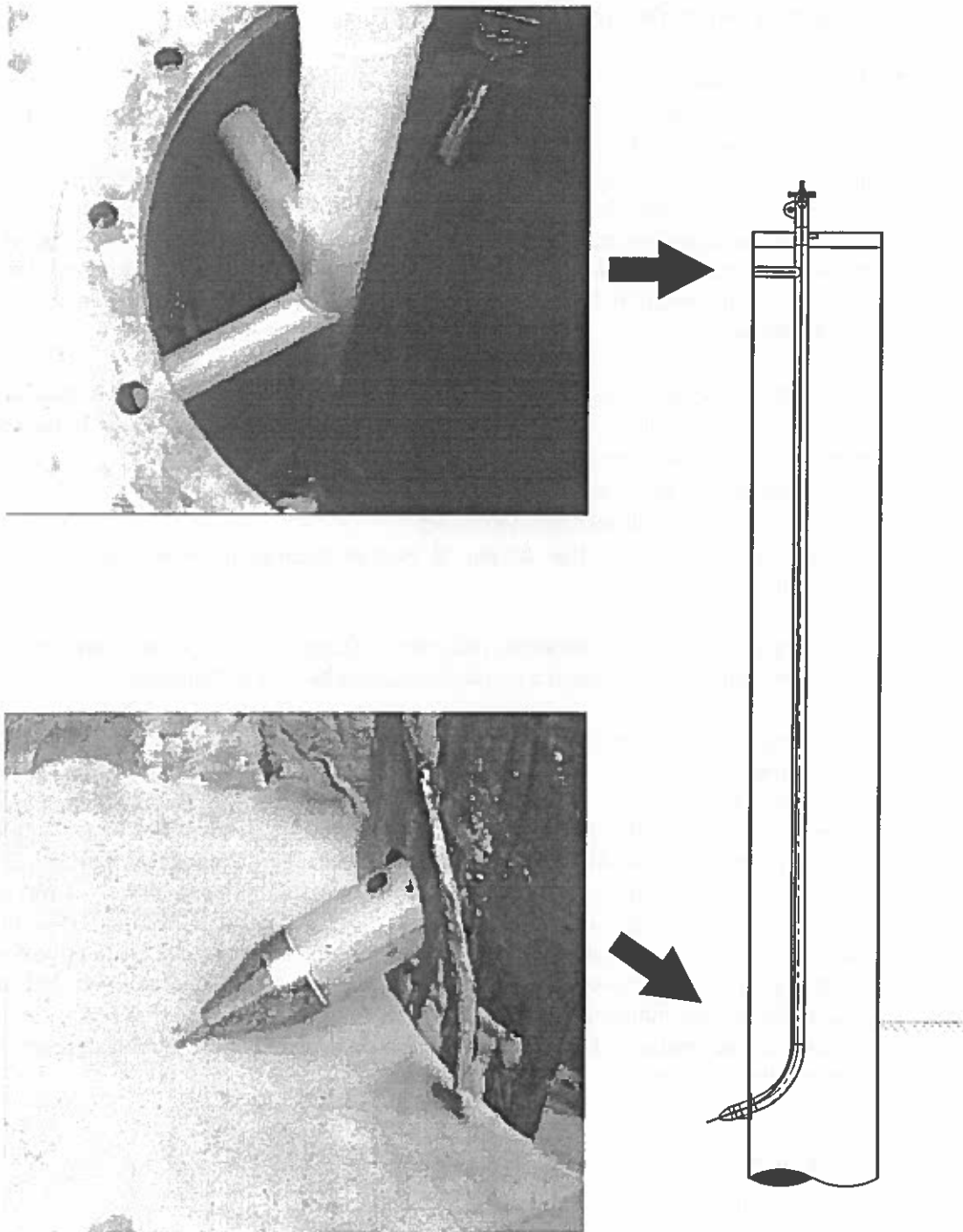
Der blev også udført forsøg med den indre J-rørs løsning, Fig. 2.3.2.

De testede flanger blev fremstillet hos A.H. Bolte A/S, én af hovedleverandørerne af flanger til vindmølleindustrien. Fremstilling af pælen samt J-rør systemet til indtrækning af strømkabler blev primært foretaget af LICEngineering A/S. Testen på land blev udført med assistance fra MT Wejse A/S. Offshore installation af $\varnothing 1620$ mm enkelt-pælen på Horns Rev blev foretaget af Per Aarsleff A/S.

Ekspirimenterne blev optaget på video, og der er produceret en test video.



Figur 2.3.1 Ramning af forsøgsmonopæl på land med ekstremt skråt slag (2°) for at undersøge styrke af flange.



Figur 2.3.2 Installeret J-rør med indføringskønen i endelig position (nederste billede).

2.4 KONKLUSION OG ANBEFALINGER

2.4.1 KONKLUSION

Der er udviklet simple samlinger mellem hoveddelene i en havvindmølle installeret på en rammet monopæl. Hovedsamlingen mellem monopælen og havvindmøllen er baseret på en flangeforbindelse i hvilken monopælen er forsynet med en specialflange, som er modstandsdygtig overfor påvirkninger fra ramningen. Den anden vigtige sammenkobling er indtrækningen af strømkabler. Til dette formål er udviklet et system, baseret på et post-installeret J-rør. Dette system har den fordel, at man kan undgå brug af dykkere samtidig med at det er mere robust over for iskræfter. Hoveddelene er blevet afprøvet i to forskellige rammeforsøg. Disse forsøg omfattede:

- Formoptimerede udskæringer i pælen til kabelindtrækning og to typer pre-svejste flanger,
- spændings- og accelerationsmålinger og registrering af mulige plastiske deformationer og skader som følge af ramningen,
- virkningen af pælens hældning som følge af installationstolerancer,
- installation af kabelindtrækningssystem, og
- design og test af forskellige beslag til post-installation af J-rør, adgangsplatforme og bådlanding

Med udgangspunkt i test og detaljerede målinger af flangerne før og efter ramningen samt ikke-destruktiv prøvning af svejsningerne og udskæringerne kan det konkluderes:

- pæle med pre-installerede flanger og formoptimerede udskæringer til kabelindtrækning kan nedrammes uden at skade flangen eller udskæringen udover de normale installationstolerancer og uden at der opstår udmattelsesrevner (teoretisk udmattelseskade beregnet på basis af den målte spænding er i overensstemmelse med observationerne). De testede flanger viste sig således at være robuste hvad angår ramningsbelastninger.
- enkelt-pælen blev rammet med et guidekabel. Efter ramningen blev et J-rør succesfuld installeret, styret af guidekablet. Styrekablet og faconen på J-røret sikrer en problemløs passage for J-røret gennem udskæringen i pælen. Den valgte løsning har to hovedfordele: der undgås dels brug af dykkere, dels svejsninger i nærheden af udskæringen. Sidstnævnte er vigtigt for pælens udmattelsesstyrke.
- Beslag for fastgørelse af J-røret og eller andre sekundære enheder kan fastsvejses på enkelt-pælen inden ramning.

2.4.2 ANBEFALINGER

For at opnå en hensigtsmæssige ramning anbefales følgende:

1. Pælen med pre-svejste flange kan rammes ved hjælp af en standard, frithængende hydraulisk offshore hammer. Under ramning bør pælens hældning holdes under 1°.
2. Rammehattens indvendige diameter skal være så lille som muligt for at opnå en høj sikkerhedsmargin mod lokal foldning af pælen. Rammehatten skal guide hammeren, således at den maksimale relative vinkel mellem pæl og hammer er 1°. Dette kan opnås ved normale tolerancer for rammehatte til pæle med stor diameter.

3. Kontaktfladen mellem ambolten og flangen skal være plan for at sikre jævne og centrale ramningslaster overføres til flangen. Ambolten skal holdes ren for at undgå overfladeskader på flangen som følge af sand, småsten, der "fanges" mellem ambolten og flangen.
4. Rammehatten skal helst have en god udformning til montering af hammeren på pælen. Rammehatten kan forsynes med en neopren-ring eller lignende, fastgjort til bunden for at undgå skader fra påvirkninger mellem rammehatten og flangen under montering af hammeren. Derved undgås ridser på den ydre flangekant.
5. Enkelt-pælen skal rammes med mindst mulig energi for at minimere udmattelsesskader som følge af ramningen. Visse steder kan pælen vibreres ned de første meter og rammes det sidste stykke, hvorved ramningslasten på pælen reduceres under installation.

Udmattelsesstyrken af svejsningen mellem flangen og pælen afhænger af flangens form, men også af: 1) fabrikationstolerancerne mellem flange og pælen, og 2) svejsningens kvalitet. Udmattelsesstyrken kan således forbedres ved at slibe svejsningen og ved at specificere små tolerancer for pælens ovalisering og for dens diameter/vægtykkelse forhold. Derved reduceres spændingskoncentrationerne som følge af produktionstolerancer. Ved hjælp af en passende udformning af flangen sammen med de ovennævnte svejseforbedringer er det kritiske punkt med hensyn til udmattelsesstyrke ikke længere flangesvejsningen, men derimod normale rundsømme mellem de nedre pælektioner.

Svejsning til havs skal helst undgås. Fastgørelse af sekundære emner såsom bådlandinger skal derfor ske ved hjælp af andre metoder som f.eks. fastboltning. Feltforsøgene viste, at påsvejste beslag kan modstå belastningen fra ramningen. Emner med langsgående svejsninger og tyngdepunktet tæt på monopælen anbefales.

Under forsøgene på Esbjerg Havn ramte een af pælene en kampesten. Pælespidsen blev beskadiget, men pælens hældning blev ikke påvirket. Det kan overvejes at anvende en påsvejst forstærket afslutning på pælen. Geometrien for denne kan optimeres ved hjælp af f.eks. finite element analyse for at opnå højere modstandsdygtighed overfor sten under ramning.

På grundlag af testene kan følgende hovedkonklusion drages: Monopæle med pre-monterede flanger og en formoptimeret udskæring til post-installering af J-rør kan installeres ved hjælp af standard metoder for pæleramning. Løsningen giver et økonomisk fordelagtigt og effektivt fundament for havvindmøller på lavt vand. Før anvendelse af løsningen anbefales det at udføre en detaljeret analyse af hammer/pæle påvirkninger under ramning, da udformningen af flangen afhænger af de aktuelle jordbundsforhold.

2.5 ANDRE UDVIKLINGER

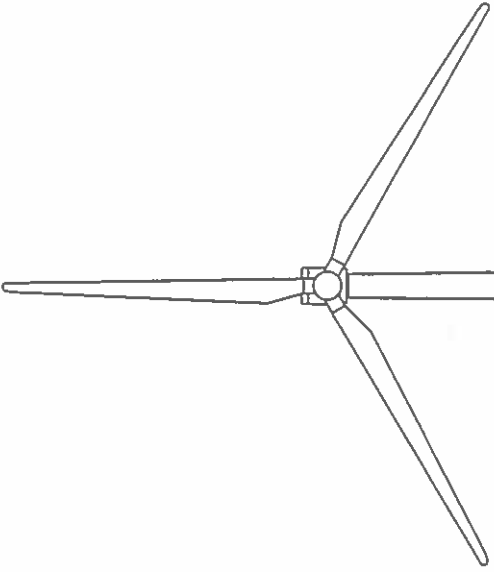
Foruden hovedarbejdet i nærværende projekt er der også blevet udviklet en metode til bestemmelse af responset af pæle over for en impulsiv tværbelastning. Formålet var at undersøge responset ved meget skrå ramning og ved tværstød.

Projektets udvikling medførte, at systemet ikke blev nødvendigt for de endelige forsøg.

Det anbefales imidlertid, at det anvendes til at bestemme reservekapaciteten for respons af pæle over for impulsiv tværkraft sammenlignet med en statisk tværkraft.

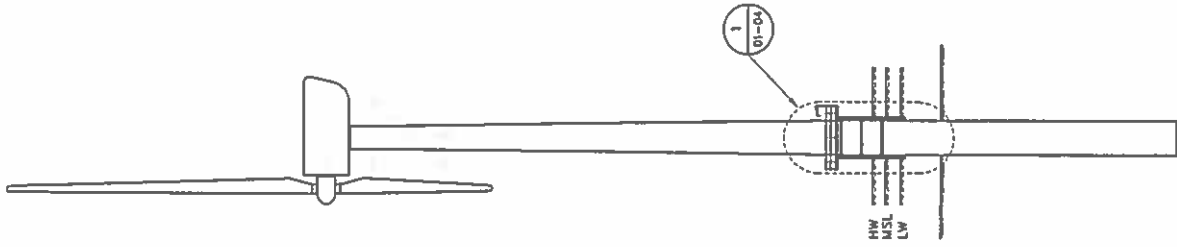
1. ALL ELEVATIONS ARE IN METRES
2. ADVANTAGES OF SYSTEM:
 - A) CHEAP TO FABRICATE
 - B) FAST TO INSTALL
 - C) EASY TO REPAIR IN CASE DAMAGE DUE TO ICE LOADS

PROPERTY OF
LIC ENGINEERING A/S
NOT TO BE COPIED



HW
MSL
LW
0.0
SEA BOTTOM
DRAWN IN EL. (-) 5.5
MONO PILE FOUNDATION

GENERAL ARRANGEMENT
SCALE 1:500



HW
MSL
LW

GENERAL ARRANGEMENT
SCALE 1:500

LIC ENGINEERING A/S	
ENERGISTYRELSEN	
MONO PILE FOUNDATION	
GENERAL ARRANGEMENT	
WIND TURBINE	
MINIMUM SOLUTION ACCESS LADDER	
Scale	NOTED A3
Sheet no.	9812-01-01
Total no.	0

12.01.2001
HIG

DIMENSIONSGIVENDE LASTER PÅ STIVE FUNDAMENTER PÅ HAVVINDMØLLER

Ved chefrådgiver Helge Gravesen, Carl Bro

1. Indledning

I dette notat gives en kortfattet beskrivelse af en metode til at bestemme dimensionsgivende laster på stive fundamenter på havvindmøller, hvad enten de er et resultat af en kombination af ekstreme hændelser eller de er et resultat af at en situation med driftlast, der optræder mange gange sammen med en tilhørende bølge eller en ekstrem islast. Der ses alene på cylinderformet konstruktion udstyret med en opadrettet konus til at minimere islasterne, som f.eks. anvendt på Middelgrunden.

En præcis dimensionering kræver mange simuleringer, udførelse af modelforsøg (med is og bølger) og efterfølgende kombinerede simuleringer. Notatet giver alligevel forslag til nogle tilnærmede metoder, som kan anvendes til at lave overslagsberegninger med.

Resultaterne stammer fra erfaringer indhøstet i forbindelse med projektet for havvindmøller på Middelgrunden samt forarbejder til de kommende havvindmøller ved Rødsand og Grenaa. Vindbelastninger er baseret på simuleringer foretaget af Risø, Bonus og NEG Micon. Forbedret viden om bølge og islast er opnået via modelforsøg i forbindelse med projektet for havvindmøller på Rødsand. Kombinerede simuleringer er udført af Risø og Carl Bro. De generelle erfaringer er i vidt muligt omfang beskrevet i udkast til Rekommandation til Teknisk godkendelse af vindmøller på havet.

Mange personer har bidraget med kreative tanker og ideer inkl. blandt andet folk fra SEAS (Per Vølund og Lars Jørgensen), Risø (Sten Frandsen, Morten Thøgersen, Peter Noe Poulsen og Niels Jacob Tarp-Johansen), Carl Bro (Jeppe Blak Nielsen og Henrik S. Hansen), DnV (Christer Ericson og Knut Ronold), Aalborg Universitet (Peter Frigaard og Tue Hald) og NRC (Garry Timco).

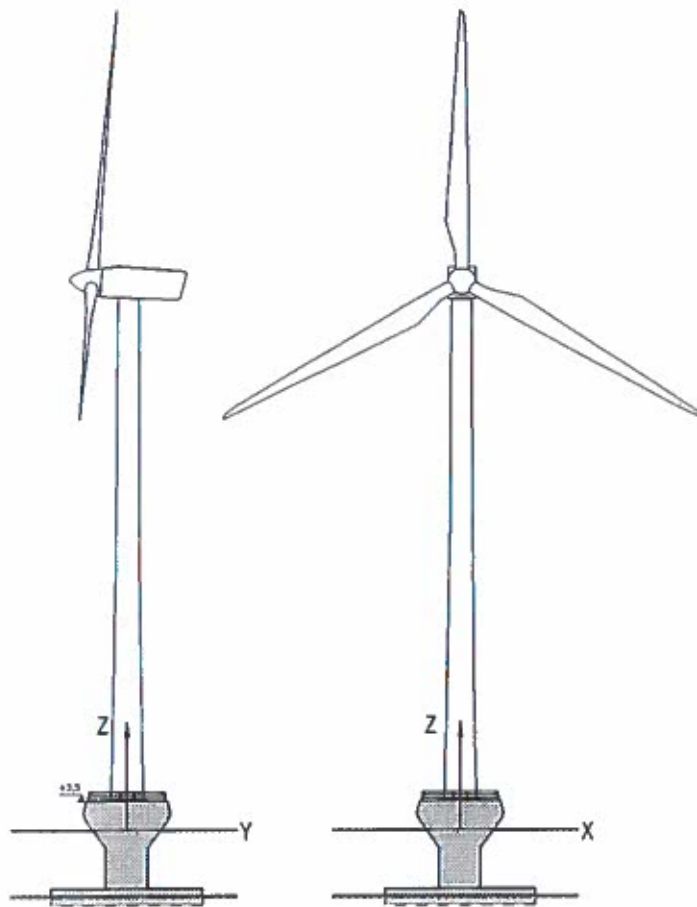


Fig.1.1 Definition af koordinatsystem for belastninger

2. Sikkerhedsfilosofi

2.1 Vind

Karakteristiske værdier defineres som 98% fraktilen af årsektremværdifordelingen for lasten. Dette svarer til lasten med 50 års returperiode. I visse designberegninger skal laster med andre returperioder anvendes. Hvis belastningerne der svarer til disse returperioder ikke er defineret kan værdier i nedenstående tabel benyttes, idet ekstremlastfordelingen er antaget at svare til en Gumbelfordeling. T -års lasten er stærkt afhængig af variationskoefficienten (COV) på lasten, der således skal estimeres. I DS 410 er antaget en $COV=0.23$ på ekstrem vindlast for $T < 50$ år og en $COV = 0,40$ for $T > 50$ år. Relationen mellem T -års lasten og 50-års lasten er vist grafisk i Fig. 2.1.

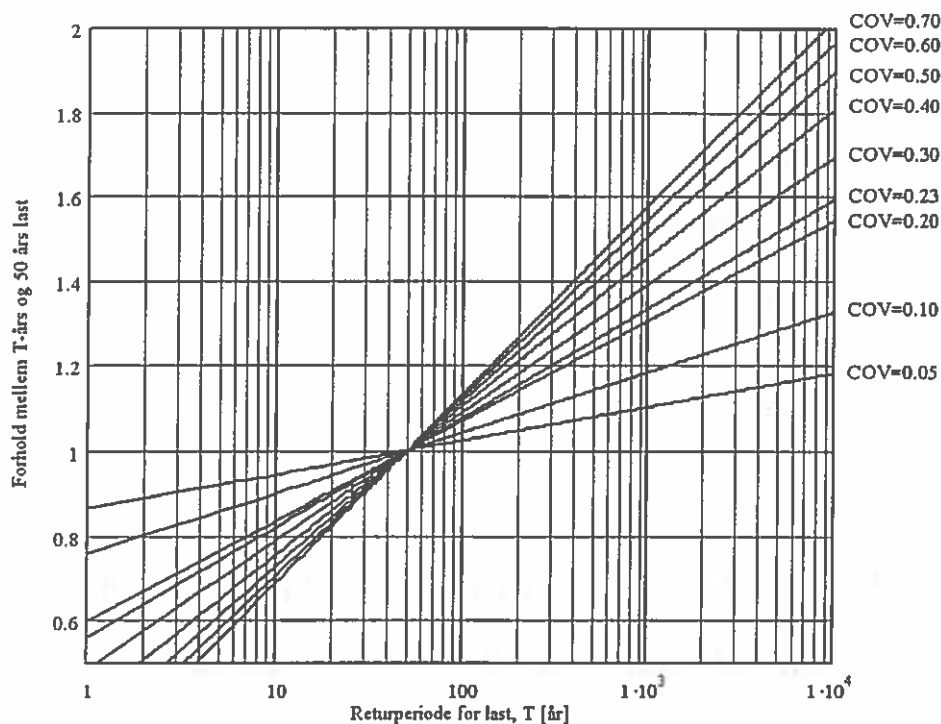


Fig. 2.1: Forhold mellem T-års last og 50 års last (for $p=\exp[-1/T]$).

Med en partialkoefficient på 1,5 på en last svarer det til at lastsituationen inkl. partialkoefficient optræder 1/1320 år svarende til en overskridelsessandsynlighed på $7,6 \times 10^{-4}$ (per år).

Efter at seneste revision af lastnormerne har flyttet den dominerende del af den samlede partialkoefficient over på lasten (ved at øge vindlastpartialkoefficienten fra 1,3 til 1,5) skønnes det at være mest rationelt at synkronisere lasterne på en sådan måde at partialkoefficienten på de andre naturlaster (bølger og is) svarer til samme risiko for overskridelse = $7,6 \times 10^{-4}$ (per år). Dermed er der i det mindste indre konsistens i lastfastsættelsen. De kombinerede laster skal dermed have en vægtet partialkoefficient med samme risiko for overskridelse.

2.2 Bølger

Når bølgeforholdene er begrænset af vanddybden på grund af brydning, når bundtopprofilen i øvrigt har en begrænset bundhældning så der kun optræder topbrydning (og ikke styrtbrydning) og når lasterne på konstruktionen er domineret af inerti (tryk-) kræfter er bølgelasten tilsvarende begrænset. Det betyder at forholdet imellem den ekstreme last med overskridelsessandsynlighed på $7,6 \times 10^{-4}$ (per år) og den karakteristiske last (2×10^{-2}) = partialkoefficienten på bølgelast er af størrelsesorden 1,1-1,2.

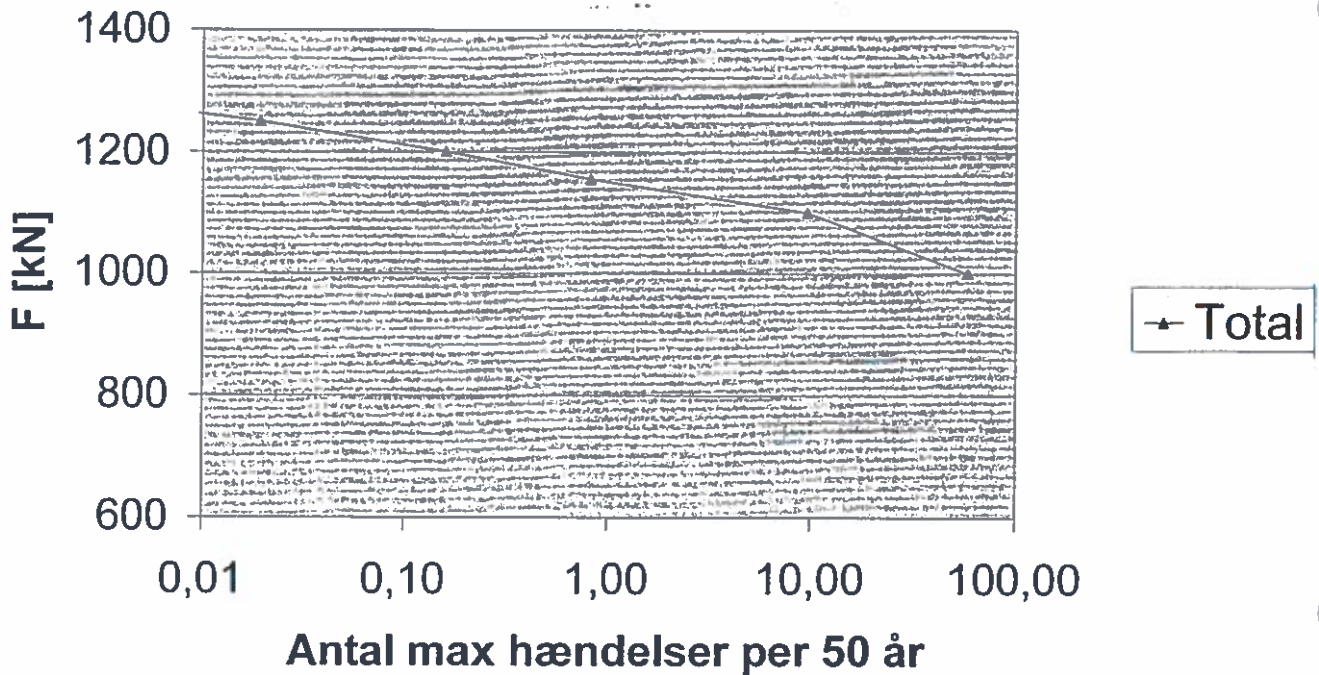


Fig. 2.2 Eksempel på bølgelast (akkumuleret fra forskellige underliggende lasttilfælde)

2.3 Is

For islast er situationen den modsatte af den der gælder for bølgelast. For kræfter domineret af bøjningsbrud i isen kan der opstilles følgende relation baseret på kræfterne antages proportionale med $\sigma_f \times t^2$, hvor σ_f = bøjningsstyrken og t = istykkelsen:

$$F(7,6 \times 10^{-4}) / F(2 \times 10^{-2}) \cong 0,64 \text{ Mpa} \times (0,80 \text{ m})^2 / 0,50 \text{ Mpa} \times (0,60 \text{ m})^2 = 2,3$$

Ved indsættelse i formeludtryk for is kræfter med en aktuel iskonus fås en faktor på 1,9 - 2,1 i stedet for 2,3 fra det ovenfor viste tilnærmede udtryk.

2.4 Kombinationer af vind og bølger/is

Nedenfor gives en foreløbig forenklet metode til bestemmelse af den vægtede partialkoefficient. Det er kritisk for resultatet, at der foretages en nøje udvælgelse af den kombinerede hændelse for vindlast og bølge/islast. Idet vindlastens partialkoefficient på 1,5 svarer til at vindlasten optræder med $p = 7,6 \times 10^{-4}$ /år ($T = 1320$ år) kan partialkoefficienter for sammensatte laster (f_R) bestemmes ud fra sammenligning af resultater fra 2 simuleringer som:

Sammensat vind og bølgelast:

$$f_R = R_{\max} (\text{vind} + \text{bølger for } p = 7,6 \times 10^{-4}/\text{år}) / R_{\max} (\text{vind} + \text{bølger for } p = 2 \times 10^{-2}/\text{år})$$

Sammensat vind og islast:

$$f_R = R_{\max} (\text{vind} + \text{is for } p = 7,6 \times 10^{-4}/\text{år}) / R_{\max} (\text{vind} + \text{is for } p = 2 \times 10^{-2}/\text{år})$$

3. Bølgelast på fundamenter

3.1 Enkeltbølger

Typiske bølgeparametre for høje bølger på lavt vand (enkeltbølger beregnet ud fra strømfunctionsteorien)

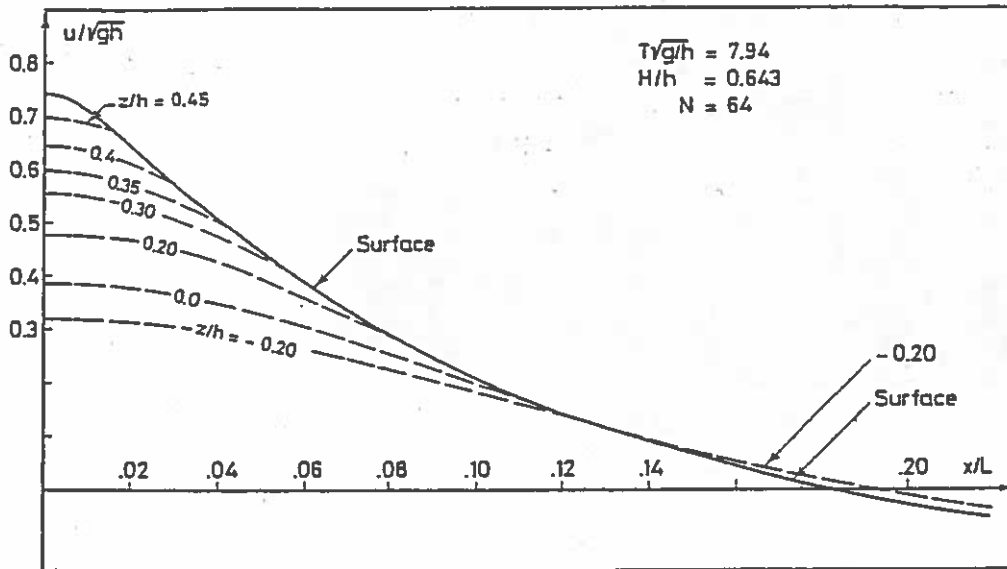


Fig. 3.1 Eksempel på bølgeprofil og forenklet kinematik (Svendsen & Justesen, 1984)

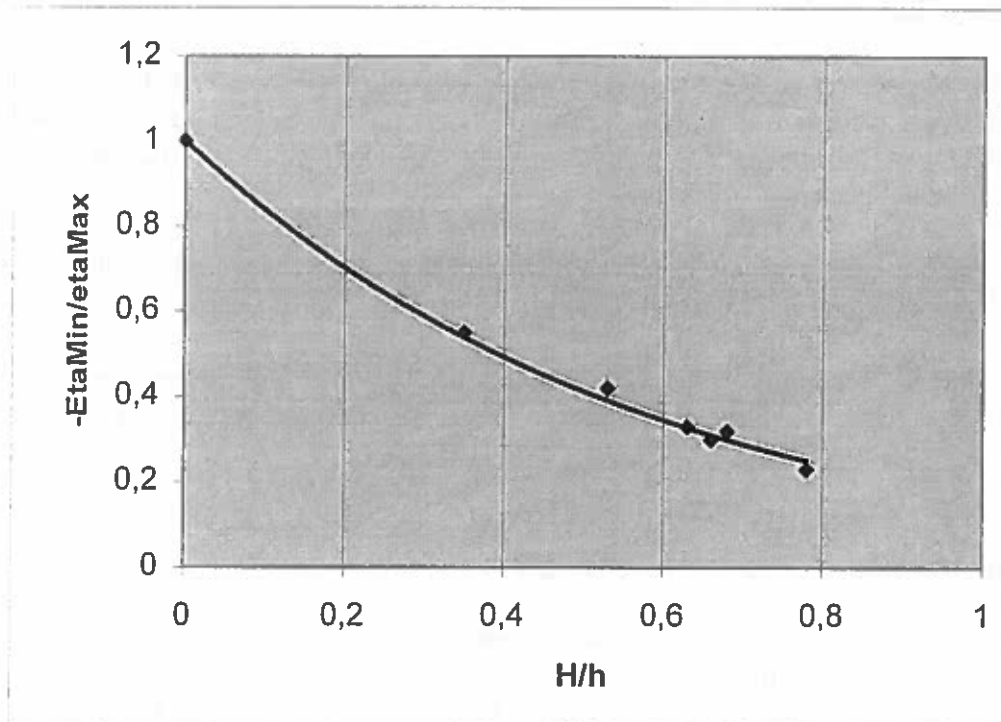


Fig.3.2 Forhold imellem bølgedal / bølgetop for forskellige bølgehøjder (H = bølgehøjde, h = vanddybde)

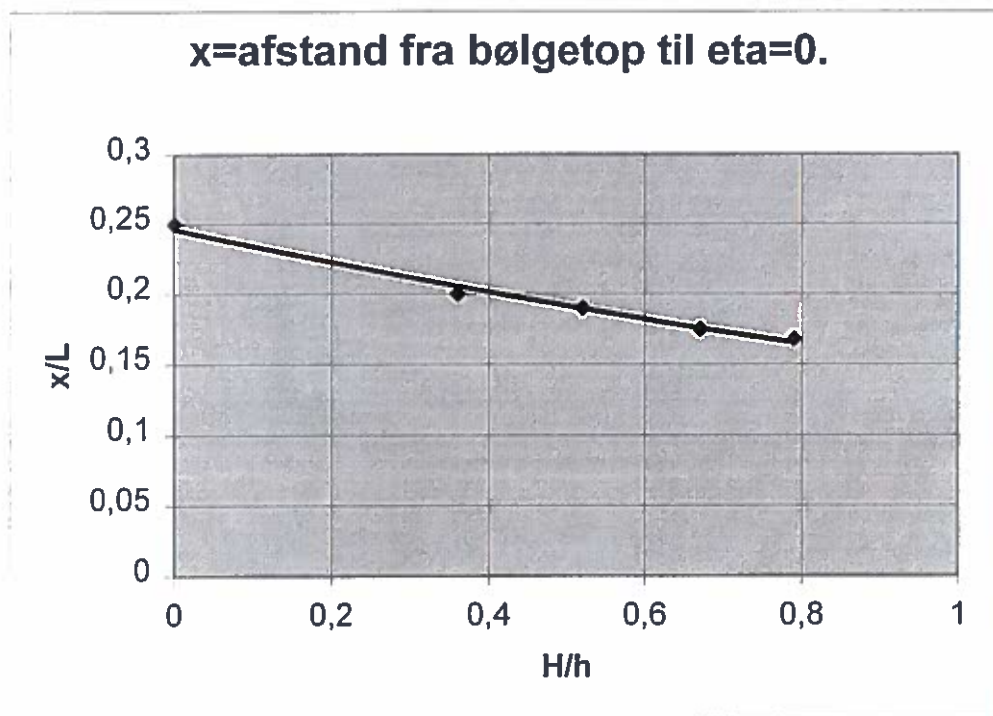


Fig 3.3 Afstand fra middelvandspejl til bølgetop ($L =$ bølgelængde)

3.2 Uregelmæssige bølger

For uendelige små bølger genereret ud fra et ønsket spektrum kan der opstilles en entydig sammenhæng imellem overfladeelevation og bølgekinematik. For endelige bølgehøjder anvendes normalt en såkaldt Wheeler-strækning, der konverterer tryk- hastigheds- og accelerationsfelt fra uendelige små bølger til endelige bølgehøjder.

Der er på det sidste fremkommet et nyt empirisk grundlag for at bestemme bølgehøjdefordeling på lavt vand, se Battjes & Gronendijk (2000). Derved kan maksimumbølgehøjden bestemmes.

Hvis man derefter skønner at bølgeprofilen kan beregnes ud fra f.eks. strømfunktionsteorien kan man bestemme kinematik og trykfordeling for maksimum lasten. Tilnærmede overfladeprofiler kan bestemmes ved anvendelse af Fig. 3.2 og 3.3.

3.3 Boussinesq modellering af uregelmæssige bølger

Det er for nyligt blevet muligt ved hjælp af de såkaldte Boussinesq modellering. Der er nedenfor vist eksempler på resultater fra beregning af kinematik i høje bølger på lavt vand (Per Maden og Harry Bingham). Der kan derved beregnes kinematik og trykfordeling for hele tidsserien. Der er gode håb om at der indenfor relativt begrænset tid kan overbygges en kraftmodel i det mindste for mere enkle geometrier.

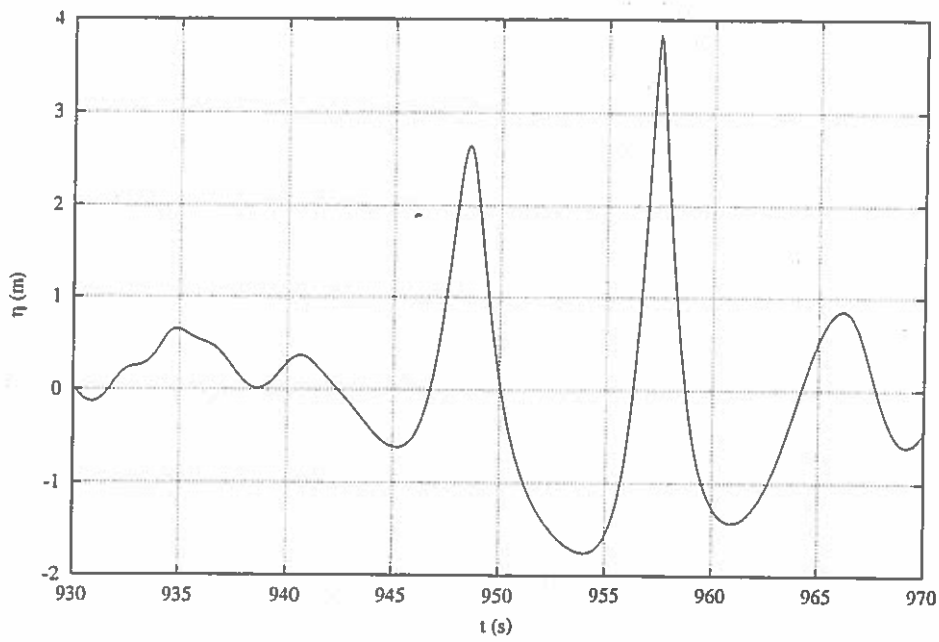


Fig. 3.4 Største beregnede bølgetop ved vindmølle

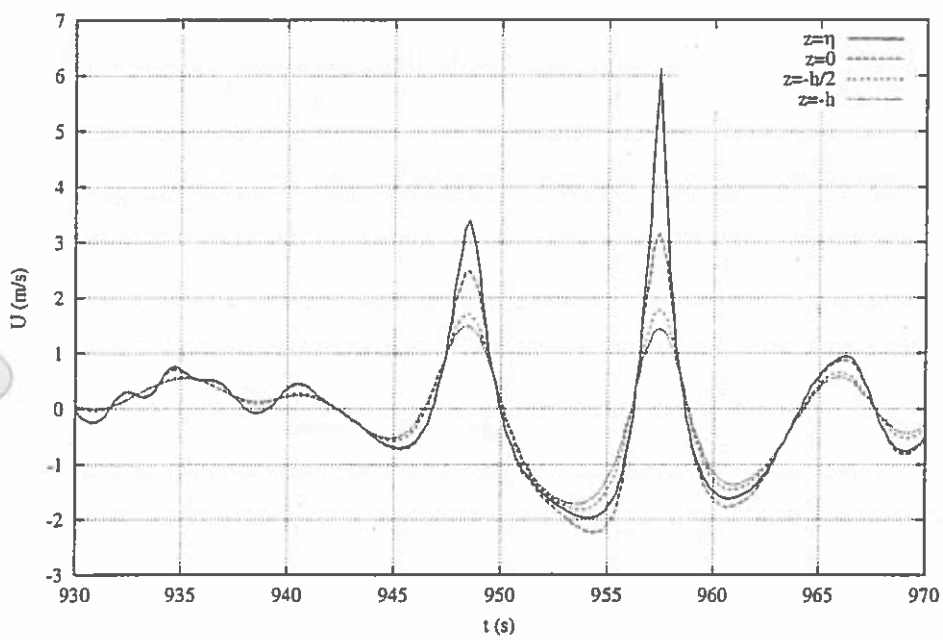


Fig. 3.5 Samtidige vandrette hastigheder ved vindmølle (bølgetop, middelvandspejl, halv vanddybde og havbund)

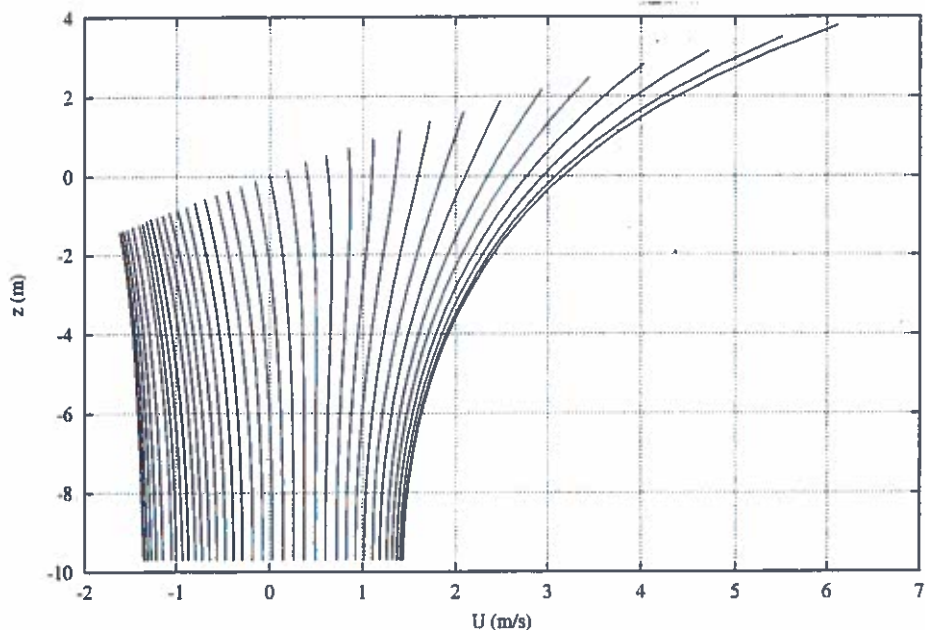


Fig. 3.6 Vandrette hastigheder tæt på største bølgetop

3.4 Bølgelastforsøg

Bølgelastforsøg udføres normalt i bølgerender. Der vises et eksempel på bølgelastforsøg udført på Aalborg Universitet i skalaforhold 1:33. Det væsentligste kompromis ved forsøgene udover skalaforholdet er at det forsøgsteknisk kan være nødvendigt at give modelopstillingen en større bundhældning end svarende til prototypeforhold for at kunne generere tilstrækkelig store bølger. Der er dermed en vis risiko for at der kan optræde en større tendens til styrtbrydning i modellen end i naturen. Der simuleres uregelmæssige bølgetog i den ene ende og bølgeforsøg samt kræfter og momenter ved konstruktionen måles.

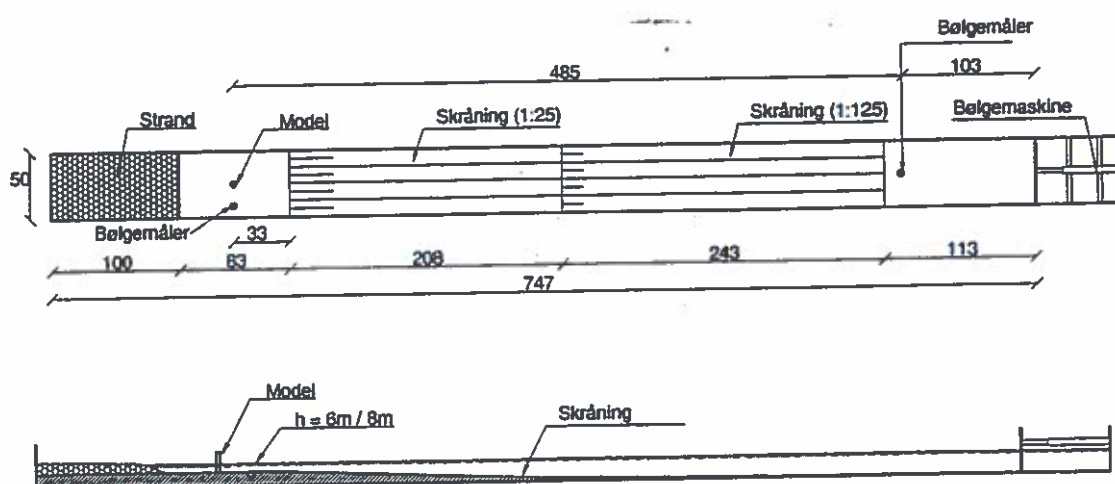


Fig.3.7 Opstilling (i prototype mål)

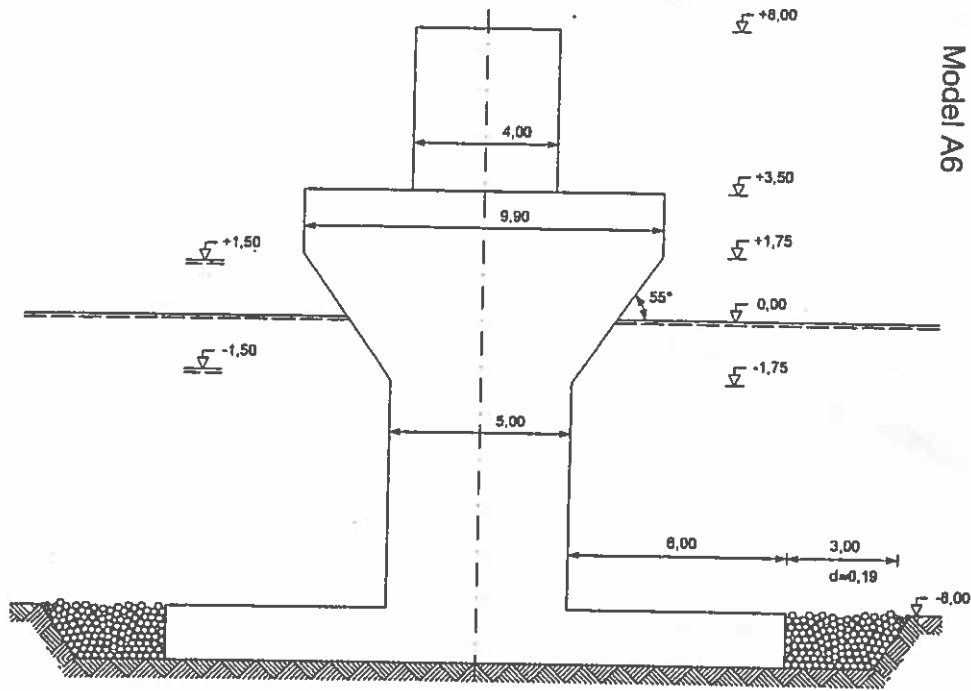


Fig.3.8 Model

3.5 Bølgelaster

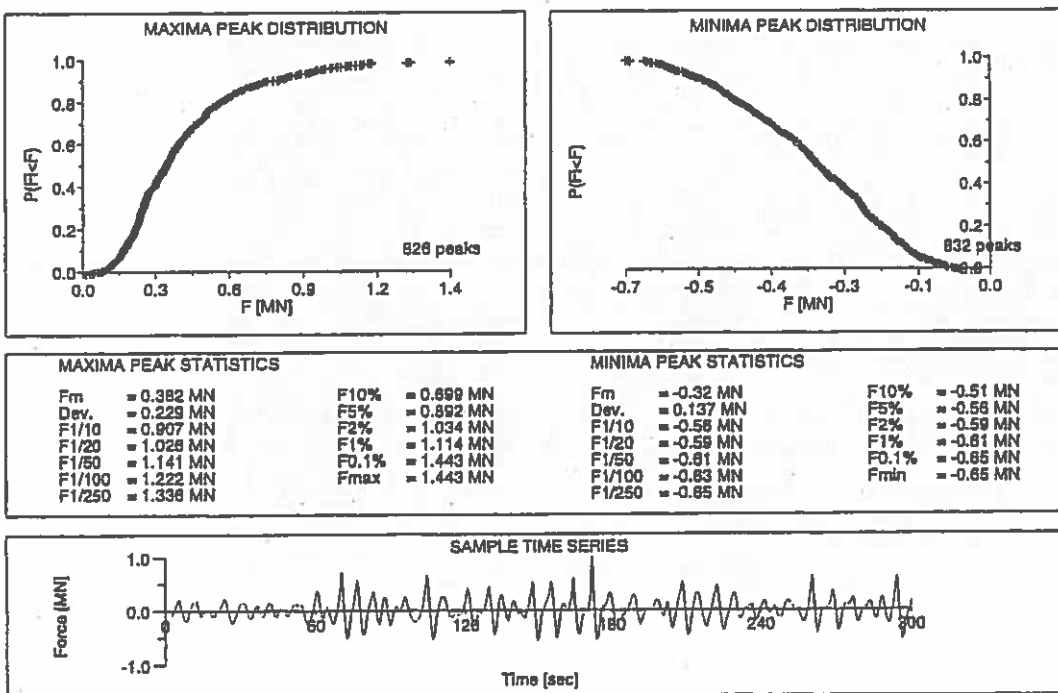


Fig. 3.9 Eksempel på resultat (horisontalkraft)

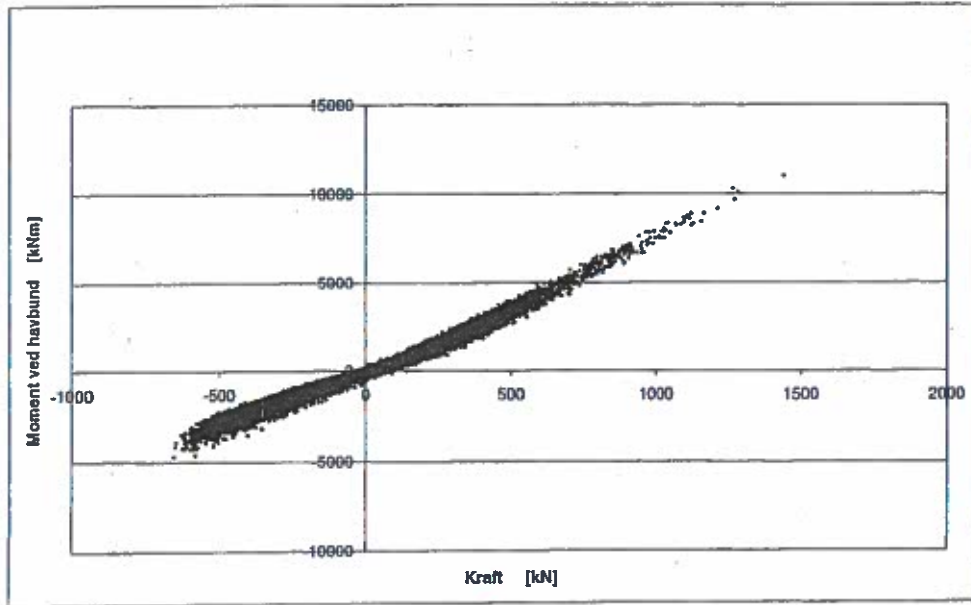


Fig. 3.10 Eksempel på sammenhørende horisontalkræfter og momenter

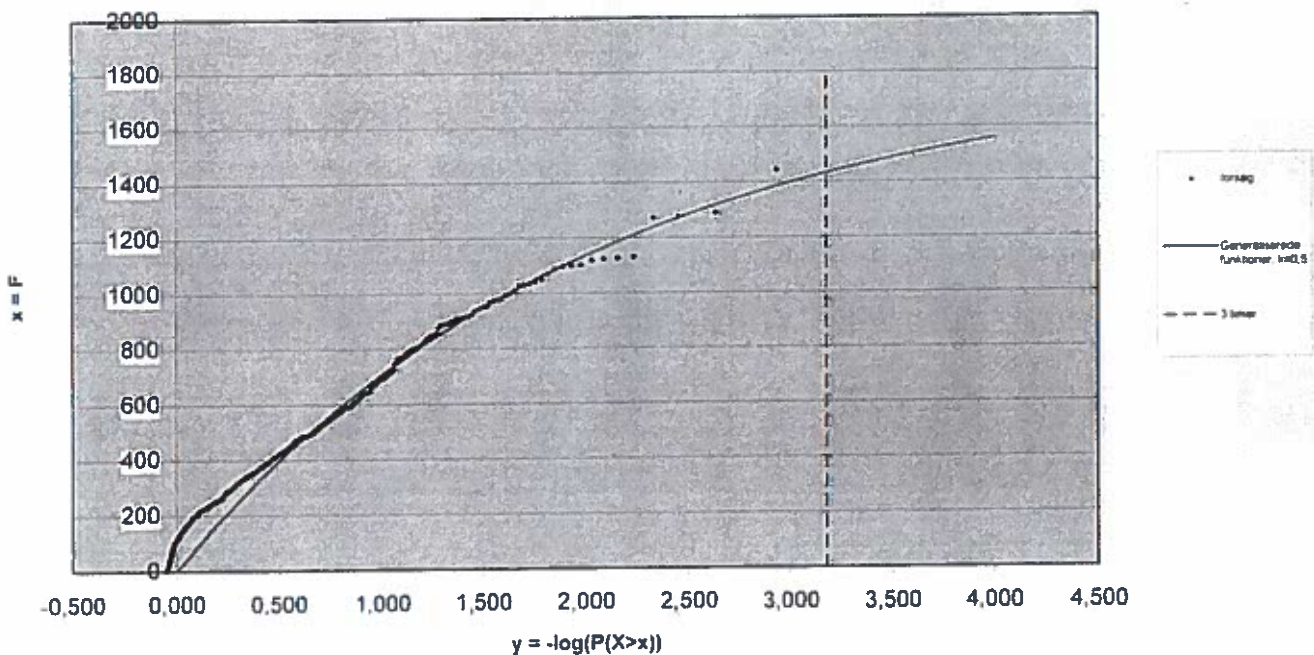


Fig. 3.11 Eksempel på statistisk fortolkningsmodel

$$x = \alpha \cdot \left(\frac{1 - e^{-k \cdot y}}{k} \right)$$

hvor y er givet som minus logaritmen til overskridelses sandsynligheden.

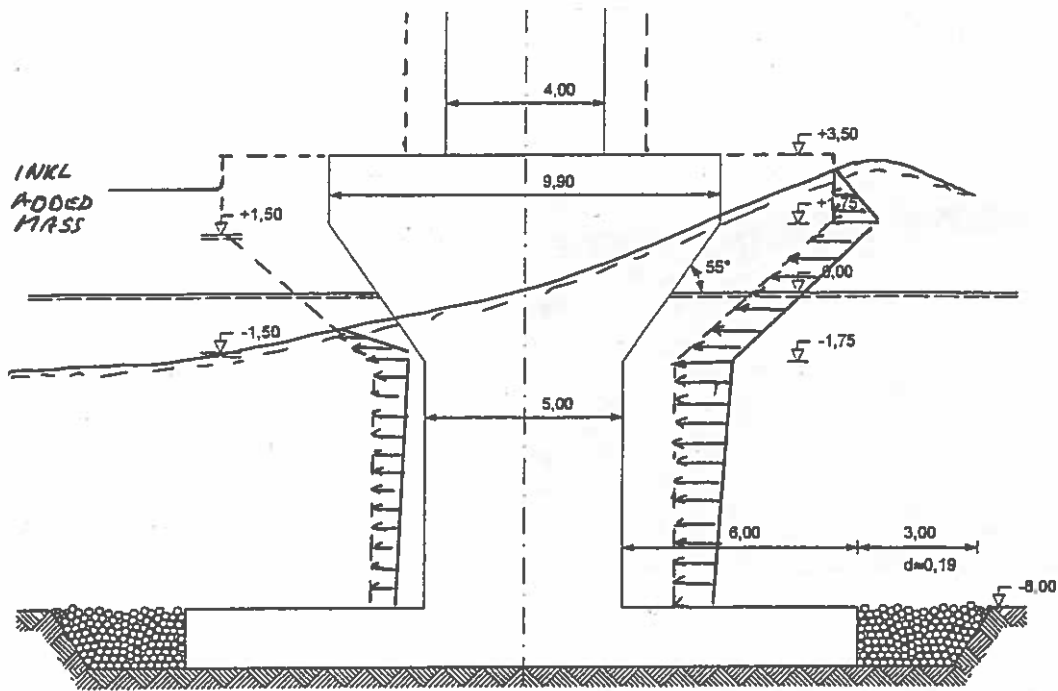


Fig.3.12 Eksempel på deterministisk fortolkningsmodel

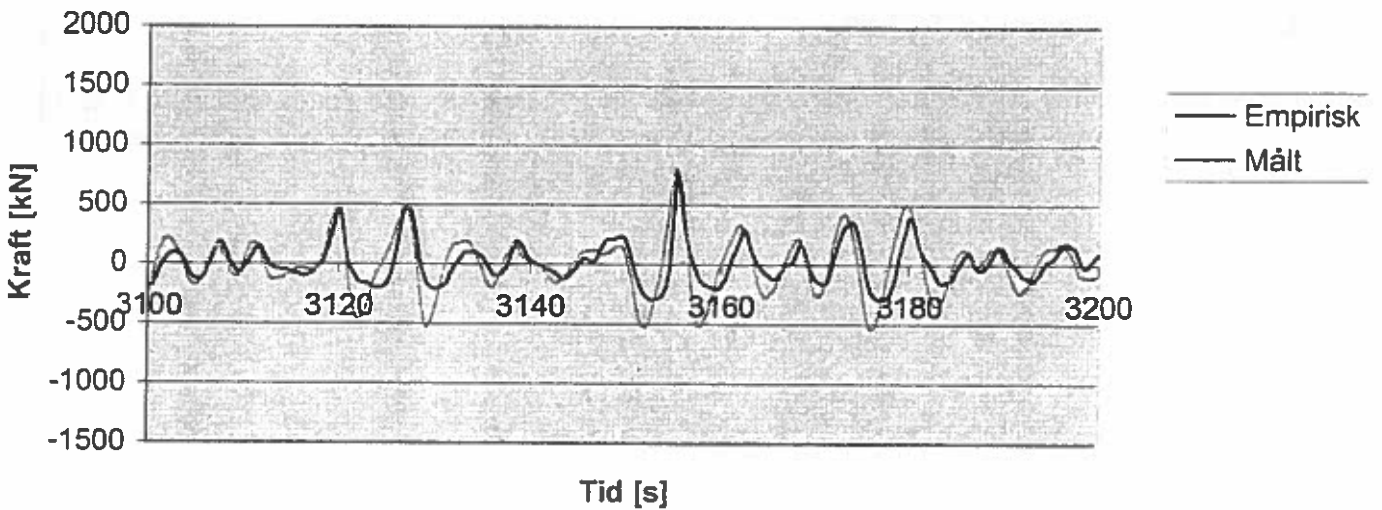


Fig.3.13 Eksempel på krafttidsserie målt og beregnet ved empirisk fortolkningsmodel

Kraften estimeres empirisk med $F = C_1 \eta + C_2 \eta^2$, hvor η er overfladeelevationen og C_1 og C_2 er konstanter bestemt ved forsøgene.

3.6 Bølgelast, statistisk analyse

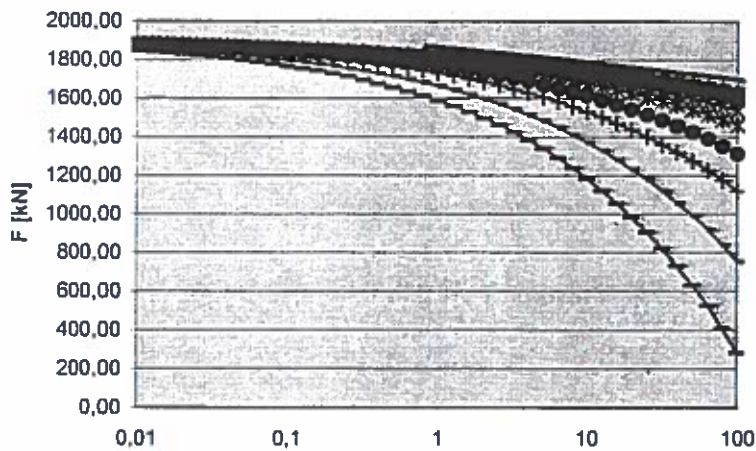


Fig. 3.14 Eksempel på statistisk sammensætning

I ovenstående eksempel er $F(7,6 \times 10^{-4}) / F(2 \times 10^{-2}) \cong 1,1$. Typisk størrelsesorden for bølgelast er 1-3 MN med en resultant omkring middelvandspejlet.

4. Islast

4.1 Granskningsnote 15/11-99

Den generelle viden islast på havvindmøllefundasmenter er præsenteret i granskningsnote af 15/11-99 (vedlagt). Som hovedresultat anbefales at Ralstons formler anvendes ved fundament med iskonus. Typisk dynamisk last antages svarende til nedenstående figur:

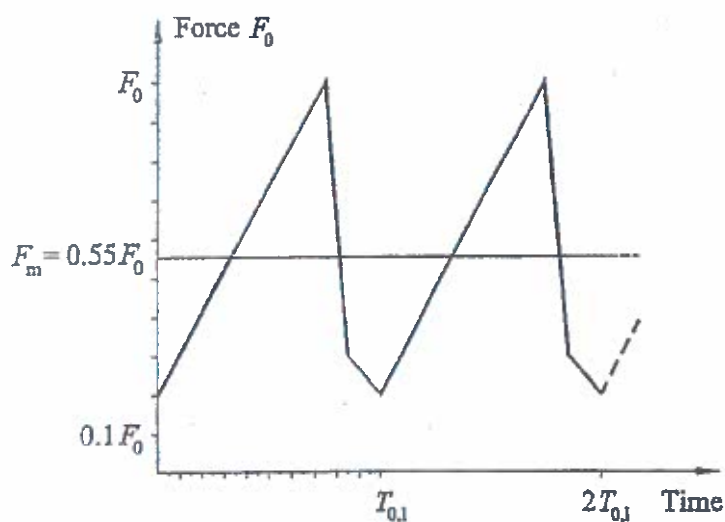


Fig. 4.1: Antaget islastprofil

4.2 Islastforsøg

Der kan udføres forsøg med kunstig is i forskellige islaboratorier. Hovedmodelloven er at istykkelse, bøjningsstyrke og trykstyrke modelleres svarende til prototype parametre divideret med skalaforholdet λ (her $\lambda = 26$).

Der udføres forsøg med stiv og elastisk ophængt konstruktion. Konstruktionens væsentligste egenskaber (egenfrekvens, stivhed i belastningspunktet) simuleres ved de elastisk ophængte forsøg.

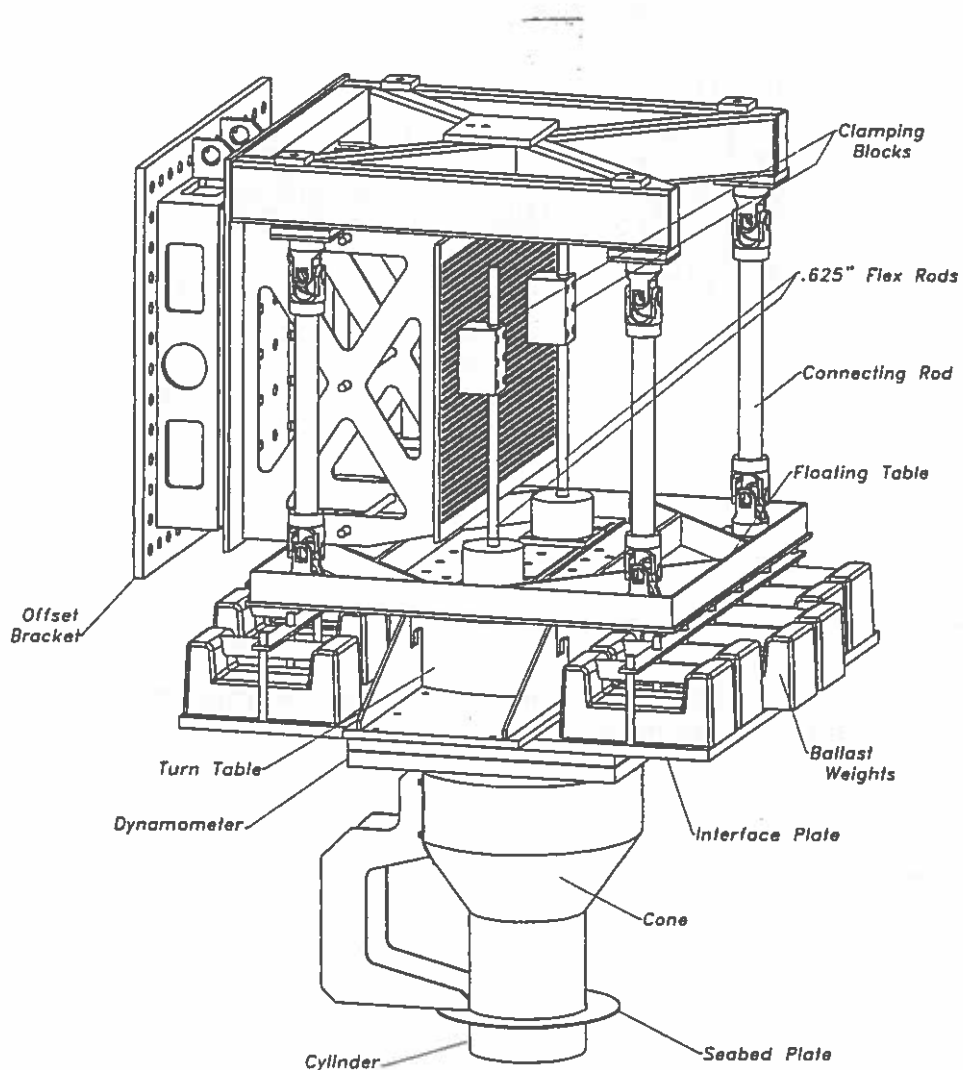


Fig. 4.2 Eksempel på forsøgsopstilling med elastisk ophængt fundament (NRC)

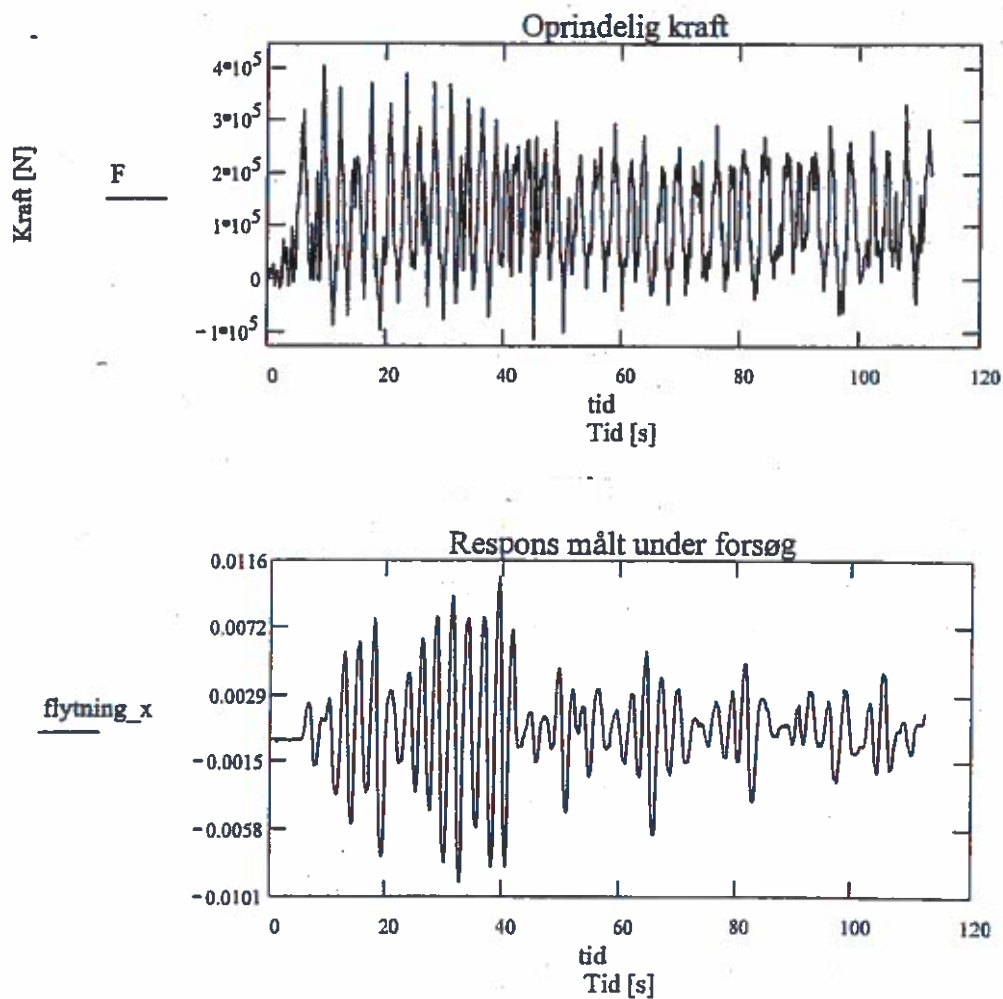


Fig.4.3 Eksempel på resultater fra forsøg.

4.3 Islast, design

Den overordnede konklusion fra forsøgene er at resultaterne størrelsesordensmæssigt svarer til Ralstons formel. Typisk størrelsesorden for islast 1 MN.

5. Udvalgte vindlastsituationer

5.1 Ekstrem vindlast

Typisk lastsituationer i kote + 3,5:

$$\begin{array}{ll}
 F_{x,max} = 0,55- 0,65 \text{ MN} & F_{x,mid} \cong 0,5-0,6 F_{x,max} \\
 M_{y,max} = 29-37 \text{ MNm} & M_{y,mid} \cong 0,5-0,6 M_{y,max} \\
 M_{z,max} = 2,1-3,3 \text{ MNm} & M_{z,mid} \cong 0-0,4 M_{z,max}
 \end{array}$$

Bemærk M_z har stor betydning for bæreevneberegninger.

Der er hidtil regnet med at maksimale hændelser på F_x , M_y og M_z optræder samtidigt. Dette er dog ikke altid tilfældet:

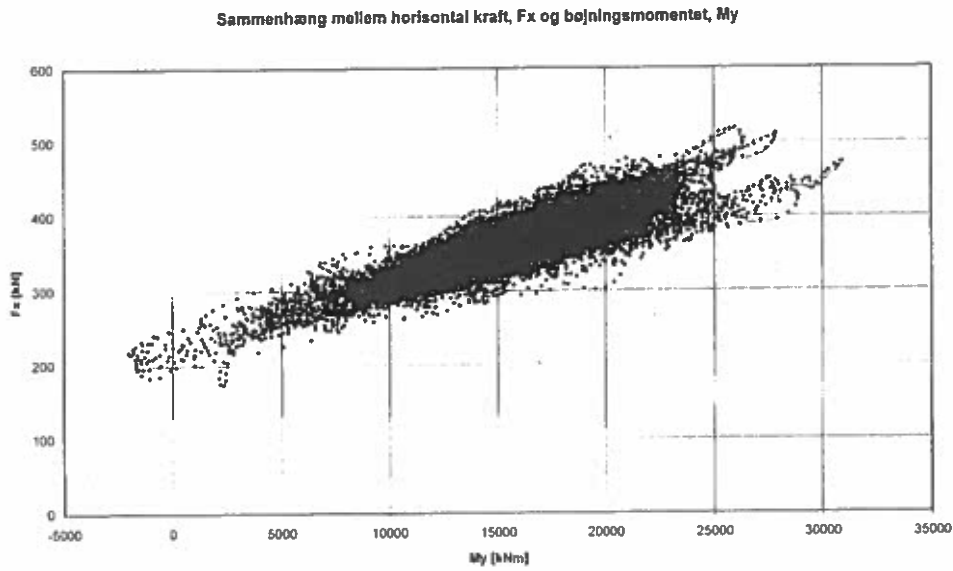


Fig. 5.1 Sammenhørende værdier af F_x , og M_y

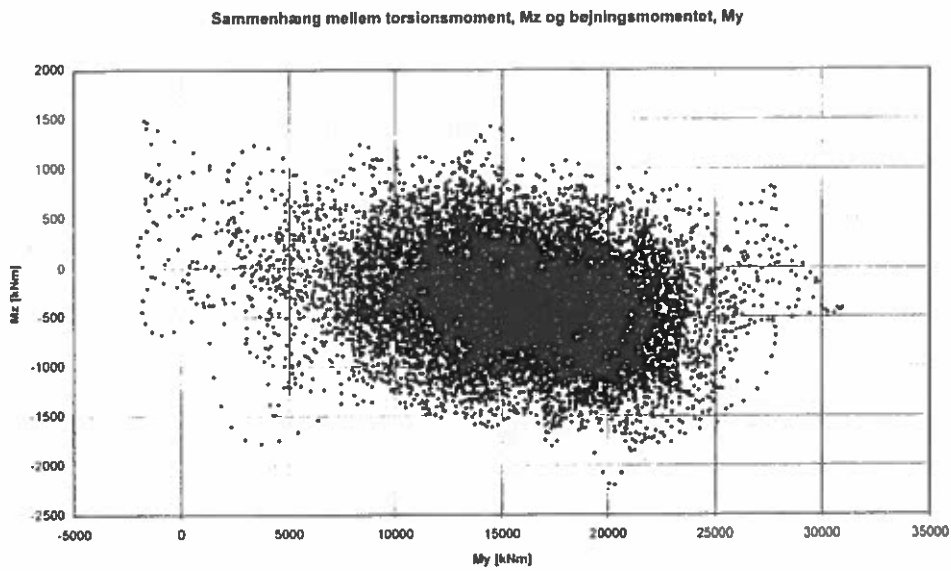


Fig. 5.2 Sammenhørende værdier af M_y og M_z

5.2 Maksimal driftvindlast

Typiske lastsituationer i kote + 3,5:

$$\begin{aligned}
 F_{x,\max} &= 0,52-0,69 \text{ MN} & F_{x,\text{mid}} &\cong 0,55-0,7 F_{x,\max} \\
 M_{y,\max} &= 35-37 \text{ MNm} & M_{y,\text{mid}} &\cong 0,55-0,7 M_{y,\max} \\
 M_{z,\max} &= 2,2-2,4 \text{ MNm} & M_{z,\text{mid}} &\cong 0-0,2 M_{z,\max}
 \end{aligned}$$

6. Sammensatte lasttilfælde

6.1 Ekstrem vind og bølgelast

Eksempel:

Eksempel	Vanddybde m	Kombination	hyppighed	Vindlast (max.)*		Bølgelast (max.)**		Vind + bølgelast***		f _{Fx}	f _{My}
				F _x MN	M _y MNm	F _x MN	M _y MNm	F _x MN	M _y MNm		
1	5,8	Alle	2x10 ⁻²	0,56	38,8	1,60	10,6	1,90	41,5	1,00	1,00
	5,8	Vind	7,6 x10 ⁻⁴	0,84	58,2					1,50	1,50
		Bølger				1,92	13,1			1,20	1,20
		Vind + bølger		0,84	58,2	1,92	13,1	2,39	61,4	1,26	1,46
2	10	Alle	2x10 ⁻²	0,56	41,1	2,20	24,2	2,50	52,3	1,00	1,00
	10	Vind	7,6 x10 ⁻⁴	0,84	61,7					1,50	1,50
		Bølger				2,64	29,0			1,20	1,20
		Vind + bølger		0,84	61,7	2,64	29,0	3,09	73,2	1,24	1,40

*DS472

**bestemmes ved modellforsøg kombineret med statistisk sammensætning (foreløbigt typisk skøn)

***bestemmes ved simuleringer af kombinerede tidsserier. Foreløbigt skøn: Der antages at middel vindlasterne er halvdelen af de maksimale vindlaste og at de kombinerede laster kan beregnes ud fra $F_x = 0,5 F_{x,\text{vind}} + ((0,5 F_{x,\text{vind}})^2 + (F_{x,\text{bølge}})^2)^{0,5}$ og $M_y = 0,5 M_{y,\text{vind}} + ((0,5 M_{y,\text{vind}})^2 + (M_{y,\text{bølge}})^2)^{0,5}$

Tabel 6.1 Eksempel på bestemmelse af partialkoefficienter for ekstrem vind og bølgelast

Det fremgår af ovenstående at partialkoefficienten på den kombinerede last for horisontalkraft i ovenstående eksempel er i størrelsesordenen 1,25 mens partialkoefficient på væltende moment er i størrelsesordenen 1,45.

6.2 Driftvind og bølger

Først bestemmes antal gentagelser for simuleringsperioden i levetiden hhv. drift vindlast og drift vindlast kombineret med bølgelast. Der defineres en sikkerhedsfilosofi baseret på en antagelse om at vejret bliver gennemsnitligt dårligere i hele levetiden svarende til at hyppigheden for maksimum driftsituationen optræder dobbelt så hyppigt som normalt. Antal hændelser multipliceres derfor med 2 faktor.

Der udføres derefter en række simuleringer for vind og simuleringer/modelforsøg af bølgelast til bestemmelse af den relative fordelingsfunktion af maksimum hændelsen. Derefter udføres der tilsvarende simuleringer af de kombinerede hændelser (minimum 50). Nogle foreløbige analyser har vist at det kan antages at den relative fordelingsfunktion er normalfordelt. Ud fra de forskellige simuleringer bestemmes bedste skøn på spredningen. Hvis der er afvigelser fra antagelsen om normalfordeling lægges der vægt på de mest sjældne hændelser og herudfra bestemmes et forsigtigt skøn for spredning i den tilnærmede normalfordeling.

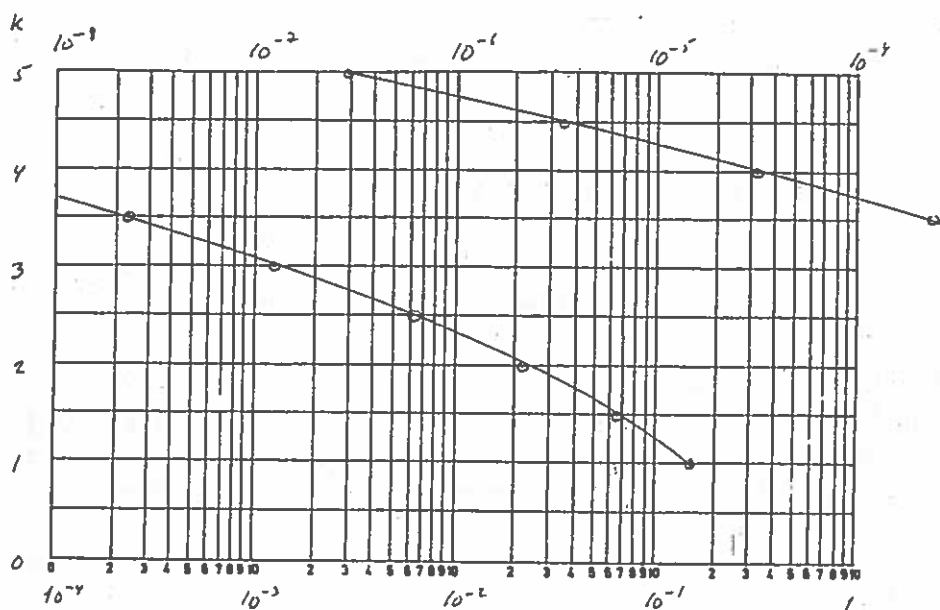


Fig. 6.1 k-faktor i normalfordeling

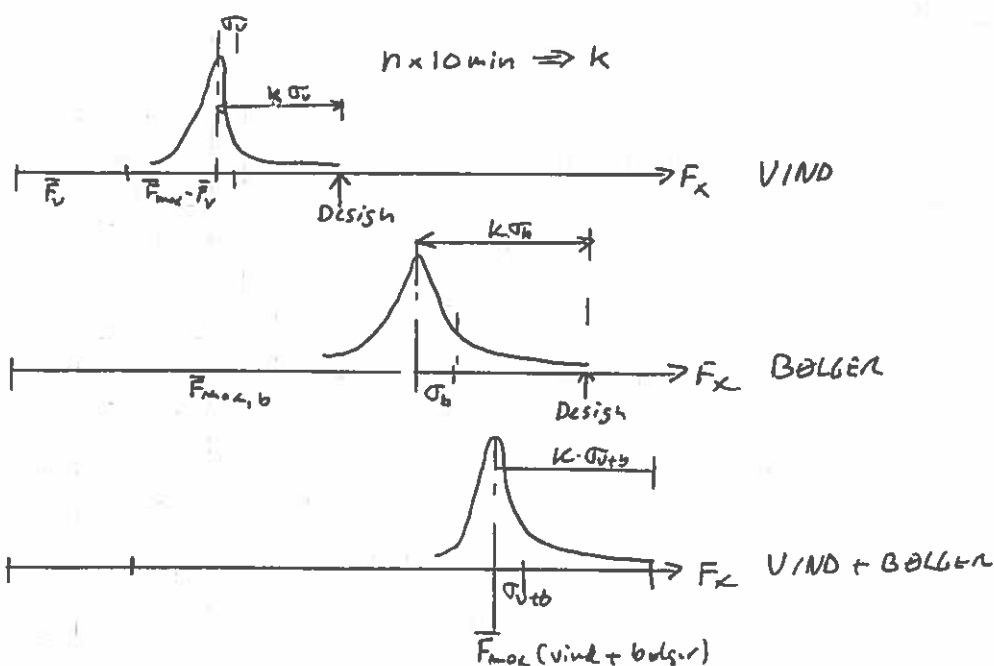


Fig. 6.2 Illustration af sammensætning af drift vind og bølger

Eksempel

Eksempel	Vanddybde	Antal 10 min. hændelser i levetid	Vindlast (max.)			Bølgelast (max.)			Vind + bølgelast**					
			F_{xv} (middel-max)	M_{yv} (middel-max)	σ_v	F_{xb} (middel-max)	M_{yb} (middel-max)	σ_b **	F_x (middel-max)*	M_y (middel-max)*	$1+k\sigma_{F_x}$	$1+k\sigma_{M_y}$	F_x (max) ***	M_y (max) ***
	m		MN	MNm		MN	MNm		MN	MNm			MN	MNm
1	5,8	3.000	0,69	44,8	0,05	1,40	9,3	0,12	1,87	47,4	1,35	1,22	2,52	57,9
2	10	3.000	0,69	47,7	0,05	1,93	21,2	0,12	2,39	58,0	1,37	1,26	3,27	72,9

*Foreløbigt skøn for middel-max værdier (baseret på at middelvindlast er 65 % af maksimal vindlast):

$$F_x = 0,65 F_{x,vind} + ((0,35 F_{x,vind})^2 + (F_{x,bølge})^2)^{0,5} \text{ og } M_y = 0,65 M_{y,vind} + ((0,35 M_{y,vind})^2 + (M_{y,bølge})^2)^{0,5}$$

**gælder kun for kraftigt dybdebegrænsede bølgelaster med dominans af inertikræfter

$$***F_x(\text{max}) = F_x(\text{middel-max}) \times (1 + k\sigma_{F_x})$$

$$***M_y(\text{max}) = (M_y(\text{middel-max})) \times (1 + k\sigma_{M_y})$$

hvor k bestemmes ud fra antal hændelser for normalfordelingen (k = 3,1 for n = 1000, k = 3,4 for n = 3.000, k = 3,75 for n = 10.000, k = 4,05 for n = 30.000)

Tabel 6.2 Eksempel på bestemmelse af maksimal sammensat driftvindkraft og tilhørende bølgekraft

$$\text{Foreløbigt skøn: } \sigma_{F_x} = (\sigma_v \times F_{xv} + \sigma_b \times F_{xb}) / (F_{xv} + F_{xb}), \sigma_{M_y} = (\sigma_v \times M_{yv} + \sigma_b \times M_{yb}) / (M_{yv} + M_{yb})$$

6.3 Ekstrem is og driftvind

Først bestemmes antal gentagelser for simuleringsperioden i levetiden for ekstrem islast kombineret med drift vindlast. Der udføres derefter en række simuleringer for simuleringer/modelforsøg af islast og for vind (minimum 10) til bestemmelse af den relative fordelingsfunktion af maksimum hændelsen. For islast omregnes til en hændelse svarende til en hyppighed på hhv. 2×10^{-2} (karakteristisk last) og $7,6 \times 10^{-4}$. I eksemplet svarer det til at den karakteristiske last multipliceres med en faktor 1,85 (for bøjningsbrud) for at finde islasten svarende til en hyppighed på $7,6 \times 10^{-4}$. Derefter udføres der tilsvarende simuleringer af de kombinerede hændelser.

Nogle foreløbige analyser har vist at det kan antages at den relative fordelingsfunktion er normalfordelt. Ud fra de forskellige simuleringer bestemmes bedste skøn på spredningen. Hvis der er afvigelser fra antagelsen om normalfordeling lægges der vægt på de mest sjældne hændelser og herudfra bestemmes et forsigtigt skøn for spredning i den tilnærmede normalfordeling.

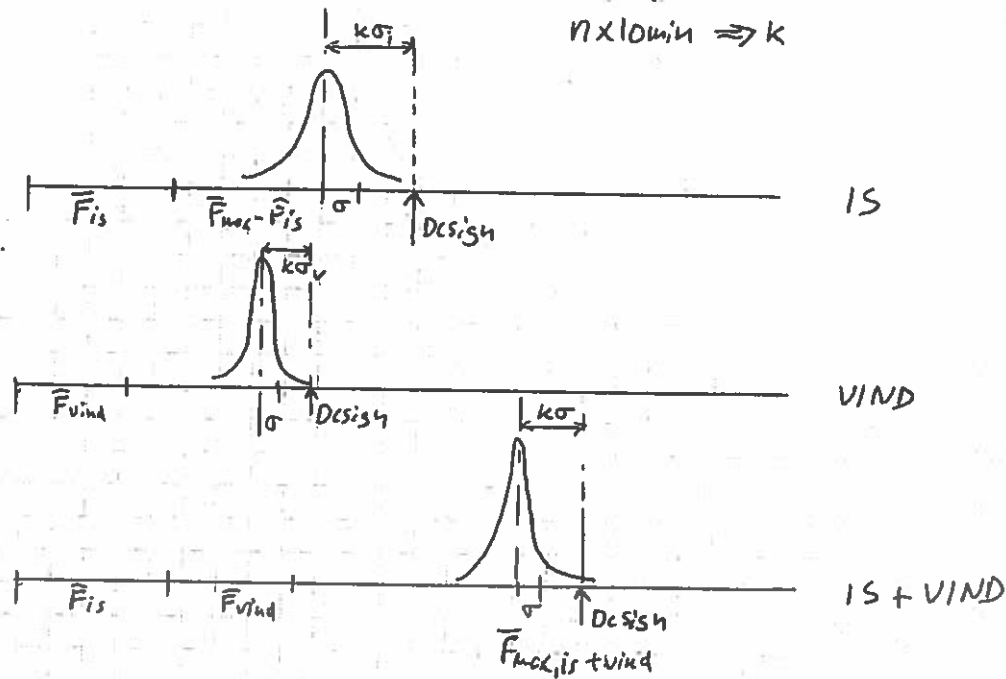


Fig. 6.3 Illustration af sammensætning af ekstrem is og bølger

Eksempel:
Hyppighed 2×10^{-2} :

Eksempel	Vanddybde	Antal 10 min. hændelser	Vindlast (max.)			Islast (max.)			Vind + islast**					
			F_{xv} (mid-del-max)	M_{yv} (mid-del-max)	σ_v	F_{xi} (mid-del-max)	M_{yi} (mid-del-max)	σ_i **	F_x (mid-del-max)*	M_y (mid-del-max)*	$1+k\sigma_{Fx}$	$1+k\sigma_{My}$	F_x (max) ***	M_y (max) ***
			MN	MNm		MN	MNm		MN	MNm			MN	MNm
1	5,8	100	0,69	44,8	0,05	1,00	10,3	0,12	1,51	51,1	1,21	1,15	1,82	58,6
2	10	100	0,69	47,7	0,05	1,00	14,8	0,12	1,51	57,1	1,21	1,15	1,82	65,9

Hyppighed $7,6 \times 10^{-4}$:

Eksempel	Vanddybde	Antal 10 min. hændelser	Vindlast (max.)			Islast (max.)			Vind + islast**					
			F_{xv} (mid-del-max)	M_{yv} (mid-del-max)	σ_v	F_{xi} (mid-del-max)	M_{yi} (mid-del-max)	σ_i **	F_x (mid-del-max)*	M_y (mid-del-max)*	$1+k\sigma_{Fx}$	$1+k\sigma_{My}$	F_x (max) ***	M_y (max) ***
			MN	MNm		MN	MNm		MN	MNm			MN	MNm
1	5,8	100	0,69	44,8	0,05	1,85	19,1	0,12	2,33	57,5	1,23	1,16	2,87	66,8
2	10	100	0,69	47,7	0,05	1,85	27,4	0,12	2,33	66,8	1,23	1,17	2,87	78,4

*Foreløbigt skøn for middel-max værdier for fundament med iskonus:

$$F_x = 0,65 F_{x,vind} + 0,55 F_{x,is} + ((0,35 F_{x,vind})^2 + (0,45 F_{x,is})^2)^{0,5}$$

$$\text{og } M_y = 0,65 M_{y,vind} + 0,55 M_{y,is} + ((0,35 M_{y,vind})^2 + (0,45 M_{y,is})^2)^{0,5}$$

**gælder kun for islast på konus og med middel vindlast = 65 % af maksimal vindlast

$$***F_x(\text{max}) = F_x(\text{middel-max}) \times (1 + k\sigma_{Fx}), M_y(\text{max}) = M_y(\text{middel-max}) \times (1 + k\sigma_{My})$$

hvor k bestemmes ud fra antal hændelser for normalfordelingen (k = 2,3 for n = 100, k = 3,1 for n = 1000, k = 3,4 for n = 3.000, k = 3,75 for n = 10.000, k = 4,05 for n = 30.000)

Tabel 6.3 Eksempel på bestemmelse af maksimal sammensat ekstrem iskraft med driftvindkraft

Ovennævnte svarer alene til et stift fundament med islast på opadrettet konus uden væsentlig dynamisk forstærkning. Ud fra forsøg med islast bestemmes følgende (middel-maksimum) parametre for islast:

$$F_i = F_{i0} + F_{ivar} + F_{ihøj}$$

hvor

F_{i0} = kvasistationær komponent

F_{ivar} = varierende komponent i periodeinterval ca. 1-10 s

$F_{ihøj}$ = højfrekvent komponent

Der anvendes følgende grove model:

Vandret: $F_{i0} + F_{ihøj} = 0,55 F_i$, $F_{ivar} = 0,45 F_i$,

Lodret: $F_{iz} = 0,5 F_i$ virkende i højvandspejl

Foreløbigt skøn: $\sigma_{Fx} = (\sigma_v \times F_{xv} + \sigma_i \times F_{xi}) / (F_{xv} + F_{xi})$

$\sigma_{My} = (\sigma_v \times M_{yv} + \sigma_b \times M_{yi}) / (M_{yv} + M_{yi})$

Ud fra granskningsnote, som beskriver Ralstons teori og giver et skøn for tidsvariationen, kan anvendes $F_{i0} = 0,55 F_i$ og $F_{ivar} = 0,45 F_i$ (her er ikke medtaget en højfrekvent komponent).

8. Referencer

- /1/ Svendsen, I.A. (1979): Bølgebrydning, ISVA, DTU.
- /2/ Svendsen, I.A. og Justesen, P. (1984): Forces on slender cylinders from very high waves and spilling breakers, Symp. Description and Modelling of Directional Seas, DHI, DTU
- /3/ Madsen, P., Bingham, H. and Liu, H. (2000): The ultimate Boussinesq formulation for highly dispersive and highly nonlinear water waves, ICCE 2000, Sydney, Australia.
- /4/ Lundgren, H. (1972): Bølgeproblemer i Ocean teknikken. ISVA, DTU
- /5/ The Øresund Link (1995): Ice Loads, 1995.
- /6/ Granskningsnote til design basis for iskræfter, Middelgrunden, dateret 1999-11-30
- /7/ API Recommended practice 2N, 2nd Ed 1995 "Recommended practice for planning, designing and constructing structures and pipeline for arctic conditions
- /8/ Battjes, J.A. and Groenendijk, H.W. (2000): Wave height distributions on shallow foreshores, Coastal Engng. 40 (2000) pp. 161-182.
- /9/ Energistyrelsen (2001): Rekommendation for teknisk godkendelse af vindmøller på havet, udkast, januar 2001.



**GRANSKNINGSNOTE TIL DESIGN BASIS FOR ISKRÆFTER.
MIDDELGRUNDEN.**

DATO: 1999-11-15

1. INDLEDNING.

Carl Bro ved Helge Gravesen har på vegne af SEAS iværksat en granskning af iskræfter med henblik på skrivning af design basis for projektet vedrørende vindmøller på Middelgrunden.

Granskningsgruppen består af:
Helge Gravesen, Carl Bro A/S
Carsten Sørensen, Rambøll
N.-E. Ottesen Hansen, LICEngineering A/S

Granskningsnotens er udarbejdet på begrænset tid baseret på eksisterende viden hos granskningsgruppens deltagere på basis af et oplæg fra Carl Bro på et indledende møde den 26 august 1999. Notens indeholder både kommentarer og anbefalinger. Notens er primært baseret på et udkast udarbejdet af N.-E. Ottesen Hansen. Tilføjelser og rettelser er indarbejdet af Helge Gravesen, delvis på basis af kommentarer fra Carsten Sørensen, og delvis på basis af et fagligt møde afholdt den 15 september 1999 hos Carl Bro med deltagelse af granskningsgruppen samt følgende:

Lars Jørgensen og Per Vølund, SEAS
Sten Frandsen og Morten Lybech Thøgersen, Risø
René Zorn, DHI
Jørgen Pinholt, Elsamprojekt
Simon Green og Claus Gormsen, Niras
Torben Arnbjerg Nielsen, Rambøll
Jeppe Blak Nielsen, Carl Bro

Der er i størst muligt omfang formuleret generelle krav til vindmøller i indre danske farvande.



2. SYMBOLER

U_{is}	isflagernes hastighed (m/s)
τ	forskydningspænding på isflage fra luft eller vand (pa)
c_D	dragkoefficient på isflage (= 0,004 og 0,006 for hhv. luft og vand) (-)
ρ	massefylde af hhv. vand og luft (kg/m^3) / hjælpeparameter til iskraftberegning
V	vandhastighed 1 m under vandoverflade eller vindhastighed i 10 m højde (m/s)
σ_u	isens trykstyrke (pa)
σ_f	isens bøjningsstyrke (pa)
t	istykkelse (m)
K_{\max}	summen af frostperiodens døgnmiddel ($< 0^\circ\text{C}$)
ρ_{is}	isens massefylde (900 kg/m^3)
γ_{is}	isens rumvægt (8.84 kN/m^3)
γ_w	vandets rumvægt ($=\rho_w g$) (N/m^3)
g	tyngdeaccelerationen ($9,81 \text{ m/s}^2$)
E	isens elasticitetsmodul (2 GPa)
μ	friktionskoefficient (-)
F	iskraft (N)
k	dimensionsløs faktor på iskraften afhængig af D/t forholdet
D	diameter af strukturen i isens angrebshøjde hhv. diameter af den koniske struktur i vandlinien (m)
D_T	diameter i toppen af den koniske struktur (m)
α	vinklen med vandret på den koniske struktur ($^\circ$)
f_n	strukturens egenfrekvens (s^{-1})
L	opsprækningslængden af isen (m)
ν	tværkontraktionsforhold (-)
$\sigma_{c, \text{lokal}}$	lokalt istryk (pa) på mindre areal A_{lokal}
A_{lokal}	mindre areal på konstruktion udsat for lokalt istryk (m^2)
f_{is}	frekvensen fra islasten (s^{-1})

3. DIMENSIONSGIVENDE FAKTORER

I forbindelse med etableringen af en vindmøllepark udarbejdes der en design basis for iskræfter.

Vindmøllerne antages at have fundamenter enten lodrette sider, eller de er forsynet med en konus (op- eller nedadrettet). Design basis skal omfatte alle disse typer. Islast er ikke defineret for konstruktioner domineret af udmattelseslaster.

I design basis skal der specificeres regler for følgende:

- Isens styrke
- Kræfter, der kan overføres fra isflager til vindmøllefundamenter
- Friktionen mellem is og vindmøllefundament
- Den statiske last på vindmøllefundamentet
- Den dynamiske last på vindmøllefundamentet

4. ISFLAGER

Iskræfter på en konstruktion opstår ved, at isen støder ind i konstruktionen, eller ved at isen presses op mod konstruktionen som følge af påvirkning fra strøm og vind. Der er således en øvre grænse for, hvor store iskræfter, der kan opstå i Øresund afhængig af naturkræfterne og geografien. Den øvre grænse for påvirkningerne afhænger af:

- a) Isflagernes kinetiske energi
- b) Strøm og vind i området
- c) Isflagernes størrelse

Grænsen for iskræfter bestemmes ved:

1. Maksimal isflage størrelse 2 km x 2 km.
2. Maksimale strømhastigheder og strømhastighedsfordelinger bestemt for området. Der antages, at strømmen i Drogdenløbet er ca. dobbelt så stor som strømmen over Middelgrunden. I forbindelse med udbud antages $U_{is} = 1,0$ m/s idet der antages at der ikke er nogen korrelation med vind.
3. Vind- og strømkraft på isflager udregnes på basis formlen

$$\tau = 0,5 c_D \rho V^2$$

hvor $c_D = 0,004$ og $0,006$ for hhv. luft og vand

ρ = massefylde af hhv. vand og luft

V = hhv. vandhastighed 1 m under vandoverflade eller vindhastighed i 10 m højde

Isflagerne antages at have en form, således at kraften indledningsvis overføres til én vindmølle. Efterhånden, som isflagen brydes op af en vindmølle, kommer den i kontakt med flere.

Som grundlag for ovenstående kan anføres, at i farvandet ud for Prøvestenen blev der i vinteren 1995/96 på enkelte dage observeret flager på 500-2000 m i tværmål og op til 50 cm tykke. I vinteren 1996/97 blev der observeret isflager på op til 20 m i tværmål og op til 5 cm tykke, SOK (1996 og 1997).

5. ISENS STYRKE OG TYKKELSE

I Øresundskonsortiets Contract No. 2, Dredging & Reclamation, angives i Design Requirement følgende dimensionsgivende istykkelser:

Gentagelsesperiode	5 år	10 år	50 år
t (m)	0.33	0.42	0.57

Det foreslås, at benytte det samme grundlag for Middelgrunden.

I Elsamprojektets EFP-96 rapport om Vindmøllefundamenter i havet angives flg. styrkeparametre for isen i en 50 års issituation ved Rødsand:

Isens trykstyrke, σ_u	1,65 MpPa
Isens bøjningsstyrke, σ_f	0.36 Mpa

Det foreslås at anvende værdier for isparametre ca. svarende til de af Øresundskonsortiet anvendte for fundamenter til vindmøller anbragt i Bælterne eller længere inde mod Østersøen, da disse værdier er de nyeste for området:

Returperiode	5 år	10 år	50 år	100 år	10.000 år
K_{max} (-°C døgn)	170	245	410	480	960
σ_u (Mpa)	1.0	1.5	1.9	2,0	2,6
σ_f (Mpa)	0.25	0.39	0.50	0,53	0,69
t (m)	0.33	0.42	0.57	0,63	0,91

hvor

σ_u = isens trykstyrke

σ_f = isens bøjningsstyrke

t = istykkelse = $0,032 (0,9 K_{max} - 50)^{0,5}$



K_{\max} = summen af frostperiodens døgnmiddel ($< 0^{\circ}\text{C}$)

Andre isparametre:

Isens massefylde, ρ_{is}	900 kg/m ³
Rumvægt, γ_{is}	8.84 kN/m ³
Elasticitetsmodul, E	2 GPa
Friktionskoefficient mellem is og is regnes til, μ	0.1

6. STATISKE ISLASTER

6.1 Konstruktion med lodrette Sider

Til bestemmelse af islasten (knusning) på vindmøllerne foreslås anvendelsesformlerne angivet i DS 410 for lodrette strukturer. Konstruktioner regnes at have lodrette sider, hvis vinkel med lodret er mindre end 20° .

$$F = k \sigma_u D t \quad (6.1)$$

F	: Vandret iskraft
k	: Dimensionsløs faktor afhængig af D/t forholdet
σ_u	: Isens trykstyrke
D	: Diameter af strukturen i isens angrebshøjde
t	: Tykkelsen af isen

$k = 1 + 3/(1 + D/t)$ for vindmølle fundamentet (med $D/t < 9$).

Ovennævnte formel kommer fra Tryde (1983).

6.2 Koniske Strukturer

Til bestemmelse af iskraften (opbøjende is, inkl. bidrag fra brydning og ride-up) på vindmøllerne anvendes Ralstons formel for koniske strukturer (API, Bul. 2N, 1995).

For en opadrettet struktur, se figur 1, anvendes flg. formler:

$$F_H = [A_1 \sigma_f t^2 + A_2 \rho_w g t D^2 + A_3 \rho_w g t (D^2 - D_T^2)] A_4 \quad (6.2)$$

$$F_V = B_1 F_H + B_2 \rho_w g t (D^2 - D_T^2) \quad (6.3)$$

F_H	: Vandret kraft på den koniske struktur
F_V	: Lodret kraft på den koniske struktur
$\gamma_w = \rho_w g$: Vands enhedsvægt
μ	: Friktionskoefficient mellem is og struktur
σ_f	: Isens bøjningsstyrke
t	: Tykkelsen af isen



- D : Diameter af den koniske struktur i vandlinien
- D_T : Diameter i toppen af den koniske struktur
- α : Vinklen med vandret på den koniske struktur

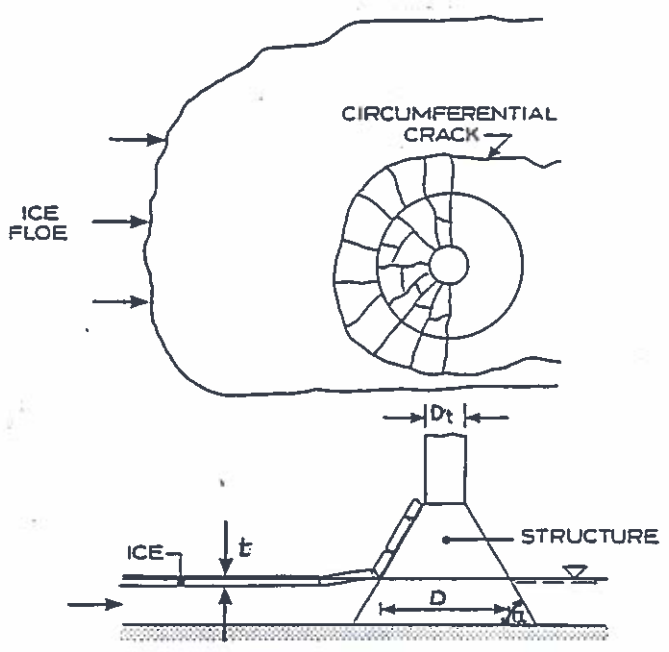


Fig. 1 Isflager, der skubbes ind mod konisk (opadrettet) struktur

De dimensionsløse koefficienter, A₁, A₂, A₃, A₄, B₁ og B₂ findes af figureerne på Bilag 1. Det er ofte mest praktisk jvf. Thunbo Christensen (1988) at anvende en hjælpeparameter ρ defineret som løsning til ligningen

$$\rho - \ln(\rho) + 0,0830 (2\rho + 1) (\rho - 1)^2 (\gamma_w D^2 / \sigma_f t) \tag{6.4}$$

Herved kan A₁ og A₂ findes analytisk som

$$A_1 = (1 + 2,711 \rho \ln(\rho)) / (3(\rho - 1)) \tag{6.5}$$

$$A_2 = 0,075 (\rho^2 + \rho - 2) \tag{6.6}$$

Sammenhængen imellem ρ og (γ_w D² / σ_f t) er også vist på en figur i Bilag 1.

Hvis den koniske struktur er meget stejl (α > 70°) kan formlerne (6.3) og (6.4) ikke anvendes.

For en nedadrettet konisk struktur kan formlerne (6.3) og (6.4) anvendes med den korrektion, at A₂, A₃ og B₂ aflæst for en opadrettet konisk struktur alle multipliceres med 1/9.



Der regnes med et angrebepunkt for iskraften imellem vandstand og $0,8 \times$ istykkelsen under vandstanden for en lodret konstruktion. For en opadrettet konus regnes med angrebepunkt i vandspejlet. For en nedadrettet konus regnes med et angrebepunkt $0,8 \times$ istykkelsen under vandspejlet.

7. DYNAMISKE LASTER

7.1 Lodrette Vægge

Det foreslås at benytte metoden fra LICEngineering (1997).

Ved isgang opstår der både dynamiske og statiske påvirkninger. Specielt for konstruktionerne med lodrette sider vil konstruktionens egensvingninger påvirke isens opbrydningsfrekvens, således at den tunes til egenfrekvensen (lock-in). Dette betyder, at konstruktionen påvirkes til svingninger i dens egensvingsformer.

En konservativ metode til analyse af disse svingninger er som følger.

Kriteriet for tuning er jf. Singh et al (1990):

$$U_{is} / t f_n > 0,3 \quad (7.1)$$

U_{is} : Isflagens hastighed
 t : Tykkelsen af isen
 f_n : Strukturens egenfrekvens

Lasten påføres som et savtakket profil, se figur 2, hvor den maksimale værdi er den statiske, vandrette islast. Efter knusning af isen reduceres lasten til 20% af den maksimale last. Lasten påføres med en frekvens svarende til strukturens egenfrekvenser. Alle egenfrekvenser, der opfylder tuningskriteriet skal gennemregnes.

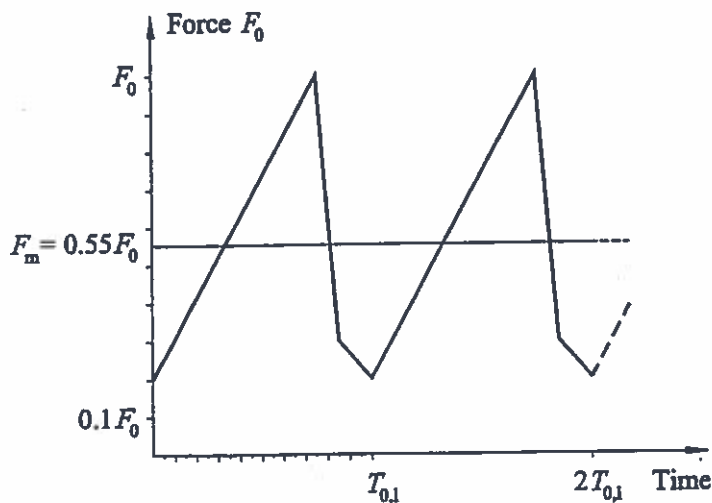


Fig. 2 Savtakket lastprofil

Alle dæmpebidrag i konstruktionen tages i regning. Der skal regnes med generaliserede bidrag. Ekstra dæmpning som følge af isflagernes opfoldning kan medtages, hvis der er dokumentation herfor.

7.2 Koniske Strukturer

For koniske strukturer skal isens opbrydningsfrekvens regnes uafhængig af konstruktionens egensvingning. For alle strukturer gælder stadig, at islastens frekvens ikke må være nær ved strukturens egenfrekvens/at strukturens egenfrekvens skal ligge minimum 20% uden for lastfrekvensområdet for brydende is.

Frekvensen fra islasten, f_{is} , kan bestemmes som

$$f_{is} = U_{is} / L \quad (7.2)$$

hvor

U_{is} er isflagens hastighed

L er opsprækningslængden af isen

L bestemmes som

$$L = \rho D / 2 \quad (7.3)$$

hvor

D er diameteren af konen i vandoverfladen

ρ bestemmes fra Bilag 1, hvor ρ er givet som funktion af $(\gamma_w D^2 / \sigma_f t)$

σ_f = isens bøjningsstyrke

t = tykkelsen af isen



Kraften påføres efter samme model som vist i Fig. 2.

Der er en del diskussion om hvad der er det bedste skøn for opsprækningslængden samt om denne ændrer sig fra statisk til dynamisk lasttilfælde.

Thunbo Christensen (1989) angiver

$$L = (0,5 E t^3 / (12 \gamma_w (1 - \nu^2)))^{0,25} \quad (7.4)$$

Dette angives også af Clough & Vinson (199x). I Tsinker (1991) refereres Blanchet et al (1989) for at blokkene typisk er 4-5 gange t.

Izumiyama et al (1991) referer Tatinclaux (1986) for følgende udtryk:

$$L/t = 0,26 \text{ \AA } 0,54 (\sigma_r / \gamma_w t)^{0,5} \quad (7.5)$$

Der mangler, at isflagens hastighed indgår i beregningsudtrykket for opsprækningslængden.

8. LAST PÅ FUNDAMENTET FRA FASTFROSSEN IS

I tilfælde af at isen fryser fast på *fundamentet*, vil en vandspejlsændring medføre en lodret kraft på pælen.

Adhæsionsstyrken ved forskydningsbrud for havis kan regnes til $\tau_0 < 0,1$ Mpa for konstruktioner af træ, stål og beton. Værdierne er svarende til en øvre grænse for lasten.

Adhæsion vil kun forekomme i stille perioder med nip-tidevand.

Der bør undersøges, om den omliggende is kan optage den opståede kraft i bøjning.

Værdier kan findes i litteraturen Nakazawa et al. (1994), Terashima et al. (1999) samt Tsinker (1991).

9. FRIKTION IS/VINDMØLLEFUNDAMENT

Den afgørende faktor for friktionen mellem is og vindmøller er den marine begroning på vindmøllen. En hård begroning bestående af rurer og muslinger øger friktionen, mens en blød begroning bestående af planter ikke øger strukturens vandmodstand.

Der vil være spredt begroning af rurer under bølgeslagzonen (laveste vandstand plus bølgeamplituden). Med hensyn til iskræfter tages ruheden fra rurer derfor ikke i regning. Det vil sige, at der anvendes almindelig ruhed for beton eller stål i det område, hvor isen angriber.

Værdien for friktionskoefficienter er f.eks. præsenteret i Nakazava et al, 1994.

Ved undersøgelse af bro piller og nogle af vore egne konstruktioner befinder den hårde marine begroning - ruere og muslinger - sig under bølgeslagzonen ved lavvande. Der kan forekomme enkelte individer i grænsen, men de vil ikke bidrage til en ru overflade.

De få individer der har slået sig ned i vandlinjen må i øvrigt påregnes skuret af under opbygning af et isdække.

Der benyttes følgende friktionskoefficienter ved beregning af iskræfter.

Statisk: stål / is: 0,2
 beton / is: 0,3

Dynamisk: stål / is: 0,1
 stål / beton: 0,2

Der kan ses bort fra marin begroning.

Friktionskoefficienterne kan reduceres, hvis der benyttes specielle belægninger for hvilke, der er givet friktionskoefficienter. Belægningerne skal være af en sådan art, at de i det mindste kan bevares intakt under en hel isvinter.

10. LOKALT ISTRYK

Der anvendes det af Thunbo Christensen (1995) et al anbefalede udtryk:

$$\sigma_{c, lokal} = \sigma_c (5t^2/A_{lokal} + 1)^{0,5}$$

idet der antages at $\sigma_{c, lokal} < 20 \text{ Mpa}$

Samtidig må maksimum lasten ikke overskrides.

11. OPSKYDNING AF IS

Der skal for en situation med gentagelsesperiode på 50 år dimensioneres for opskydning af is til minimum kote + 7 m. Der regnes uden medtagen partialkoefficient med et hviletryk fra en storkornet masse med vægtfylde 6 kN/m^3 .

12. OVERISNING AF MØLLETÅRN

Det vurderes at overisning ikke er et kritisk lasttilfælde.

13. LITTERATUR

Tryde, P. (1983): "Isteknik, Havisens fysiske og mekaniske egenskaber. Iskræfter på konstruktioner". Noter fra 1983.

Nakazawa, N., T. Terashima and H. Saeki, 1994. Ice-Material Surface Interaction in Ice Friction and Ice-Adfreeze Bonding. Proceedings of the Fourth (1994) International Offshore and Polar Engineering Conference, Osaka, Japan, April 10-15, 1994.

Terashina, T., T. Kawai, A. Furuya, K. Narita, N. Usani and H. Saeki. 1999, Experimental Study on Adfreeze Bound Strength between Ice and Pile Structures, Proceedings of the Ninth (1999) International Offshore and Polar Engineering Conference, Brest, France, May 30-June 4, 1999.

SOK's Is- og besejlingsforholdene i de danske farvande i vinteren 1995/96 henholdsvis 1996/97.

Tryde, P. (1983): "Isteknik, Havisens fysiske og mekaniske egenskaber. Iskræfter på konstruktioner".

API (1995): "Recommended practice for planning, designing, and constructing structures and pipelines for arctic conditions", Bul. 2N, 2. ed. 1995

LICEngineering (1997): "Mono-Pile Foundation. Vindmølle-fundamenter i havet", EFP-96, J.nr. 1363/96-0006. Endelig rapport fra 1997

Thunbo Christensen (1988): "Calculation of Optimal Dimensionless Coefficients for Ralston's Plastic Limit Analysis Approach to Determination of Sheet Ice Loads on Conical Structures". Progress Report 66, ISVA, DTU, 1988.

Thunbo Christensen (1989): "Determination of extreme ice forces. Notes from a short course at University of Salford, with corrections from 1995.

Thunbo Christensen, F., Bruun, P. and Sackinger, W.M. (1995): "Ice loading and pileup against vertical and inclined sea walls". ASCE task committee on inclined and vertical wall structures.

Ralston, T.D. (1977): "Ice force design considerations for conical offshore structures". Proc. 4th int. conf. on Port and Ocean Engng. under Arctic Conditions (POAC-77, vol. 2, pp. 13-31, Luleaa, Sweden.

Ralston, T.D. (1979): "Plastic limit analyses of sheet ice load on conical structures". Physics and mechanics of ice. IUTAM symposium, Copenhagen, 1979.



Singh, S.K, Timco, G.W, Frederking, R.M.W, and Jordaan, L.J. (1990): "Test of ice crushing on a flexible structure". 9'th Int. Conf. on Offshore Mechanics and Arctic Engng. Vol IV, pp 89-94.

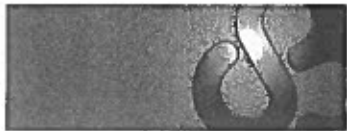
Clough & Vinson (199x): "Ice forces on fixed conical structures".

Tsinker (1995):" Marine structures engineering: Specialized applications". Chapman & Hall.

Blanchet, D., Churcher, A., Fitzpatrick, J, and Barda-Blanchet (1989): "n analysis of observed failure mechanics for laboratory first-year and multi-year ice". In special report 89-5 by IAHR, edited by G.W. Timco.

Izumiyama, K., Kitagawa, H., Koyama, K., aqnd Uto, S. (1991): "On the interaction between a conical structure and ice sheet". Proc. 11'th. int. conf. on Ports and Ocean Engng. under Artic Cond., St. John's, Canada

Tatinclaux (1986): Ice floe distribution in the wake of a simple wedge». Proc. OMAE'86, vol. 4.



BILAG 1

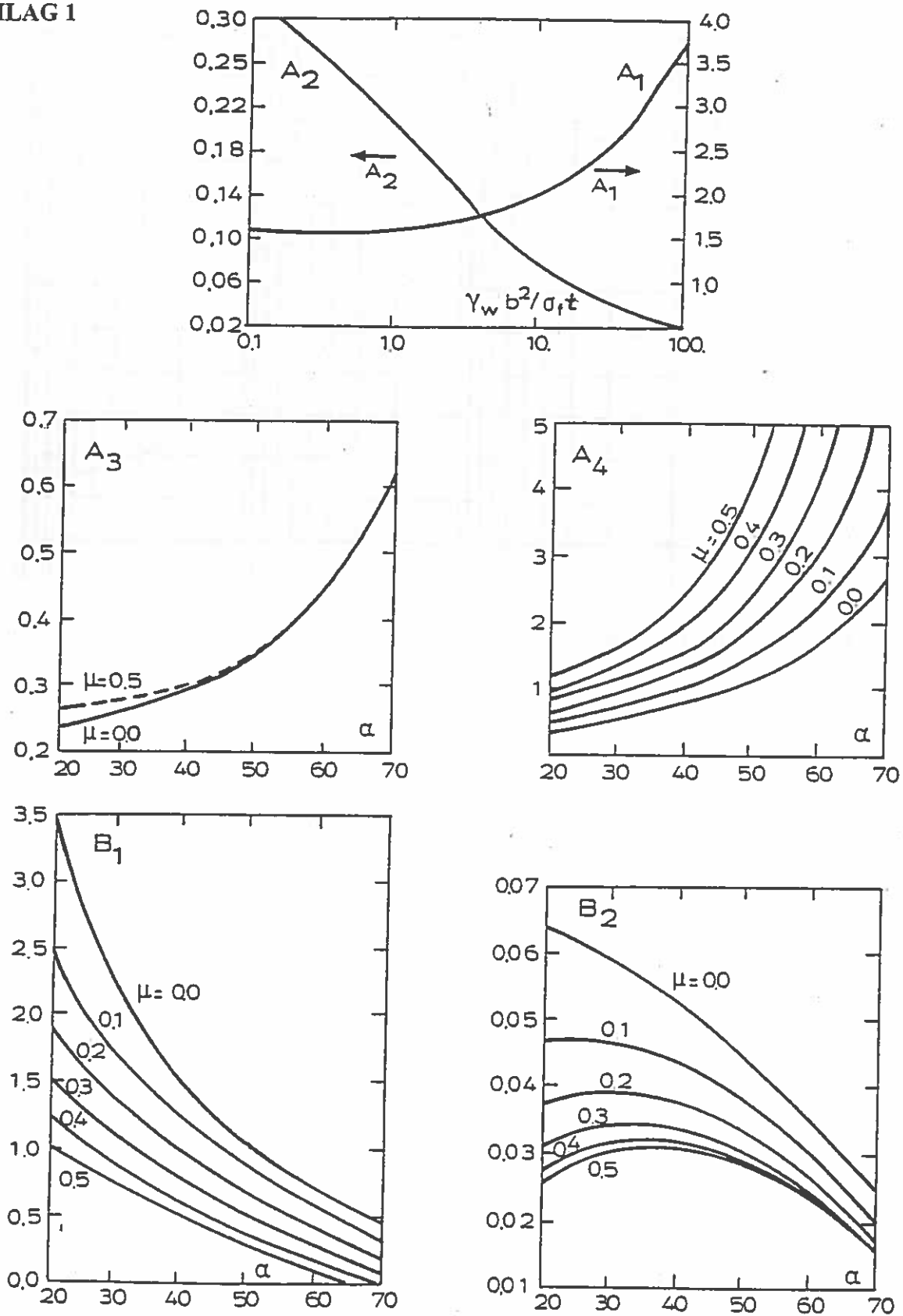


Fig. Ice force coefficients for plastic limit analysis. From Ralston (1977).

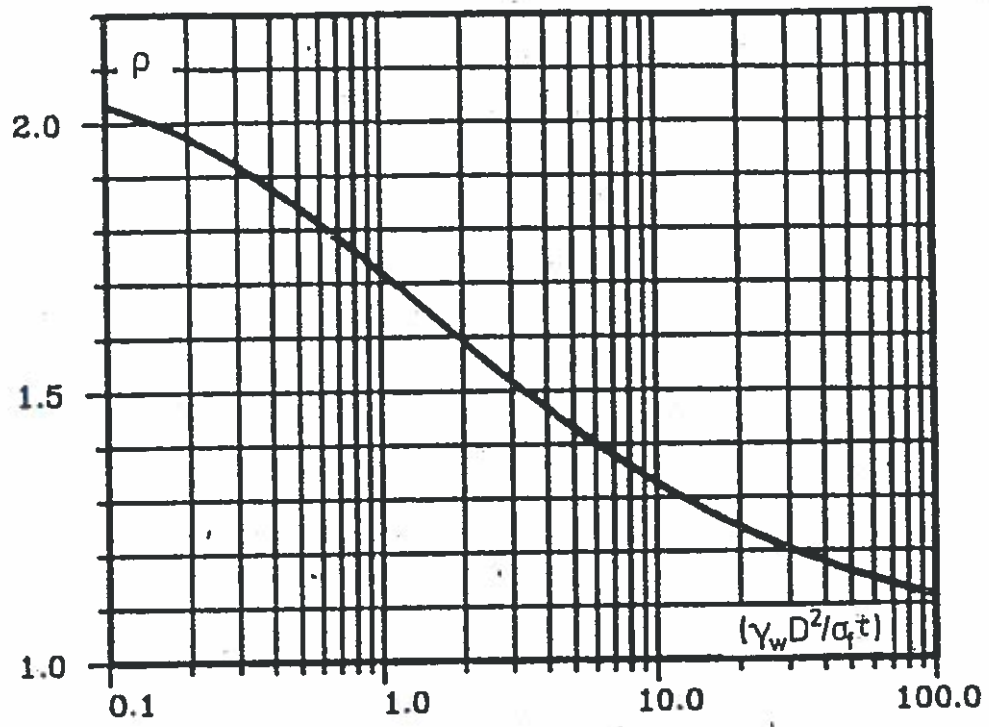


Fig. The optimal ρ as a function of $(\gamma_w D^2 / \sigma_f t)$

Udkast til
REKOMMANDATION FOR
TEKNISK GODKENDELSE AF VINDMØLLER PÅ
HAVET

4. UDKAST, JANUAR 2001

Energistyrelsens godkendelsesordning for vindmøller

Indholdsfortegnelse:

1. INTRODUKTION	4
1.1 ANVENDELSE.....	4
1.2 FORUDSÆTNINGER OG NORMHENVISNINGER	5
1.3 DEFINITIONER.....	6
2. KLIMAPARAMETRE OG SIKKERHED I RELATION TIL DS 472	7
2.1 TILLÆG TIL DS 472.....	7
2.1.1 Maksimal vindhastighed	7
2.1.2 Størrelsesreduktionsfaktor for kvasistatisk vindlast	7
2.1.3 Luftens densitet.....	7
2.1.4 Lastpartialkoefficienter	7
2.1.5 Partialkoefficienter for GUP.....	8
2.1.6 Turbulens i vindmølleparker	8
2.2 ÆNDRINGER TIL DS 472 MED TILLÆG	11
2.2.1 Årsmiddelvindhastigheder.....	11
2.2.2 Sikkerhedsniveau og integreret sikkerhed.....	11
2.2.3 Partialkoefficienter.....	11
3. LASTER OG LASTTILFÆLDE	12
3.1 BEREGNINGSMETODE.....	12
3.1.1 Omfanget af den dynamiske konstruktion.....	12
3.1.2 Omfang af simuleringer.....	12
3.2 LASTER	13
3.3 LASTTILFÆLDE	14
3.3.1 Indledning.....	14
3.3.2 Bølger	14
3.3.3 Strøm	17
3.3.4 Vandstand.....	18
3.3.5 Erosionsforhold	19
3.3.6 Is.....	19
3.3.7 Overisning	21
3.3.8 Skibsstød.....	22
3.3.9 Laster under opførelse.....	22
3.4 SAMTIDIGT VIRKENDE LASTER.....	23
3.4.1 Baggrund.....	23
3.4.2 Sammenhørende hydrauliske forhold	24
3.4.3 Generelt.....	25
3.4.4 "Statisk check"	26
4. FUNDAMENTER	27
4.1 GENERELT.....	27
4.2 FUNDERINGS- OG SIKKERHEDSKLASSE.....	27
4.3 GEOTEKNISKE FORUNDERSØGELSER.....	27
4.4 KONTROL OG TILSYN	29
4.4.1 Detailkontrol af bundtopografi.....	29
4.4.2 Pæleramning	29
4.4.3 Erosion	29
5. MATERIALER OG KORROSION	30
5.1 BETONKONSTRUKTIONER OG BESKYTTELSESSYSTEMER	30
5.2 STÅLKONSTRUKTIONER OG BESKYTTELSESSYSTEMER	31
6. ANDRE FORHOLD	33
6.1 ARBEJDSIKKERHED	33
6.2 LYNREKOMMANDATION.	33
6.3 AFMÆRKNING.....	34
6.4 STØJ.....	34
6.5 VVM REDEGØRELSE.....	34

7. BILAG 35**Bilag A: Lasttilfælde ifølge DS 472 og den danske godkendelsesordning****Bilag B: Lasttilfælde, med reference til afsnittene (DLC) i IEC 61400-1****Bilag C: Vægtet partialkoefficient****Bilag D: IEC Klasse S beskrivelse****Bilag E: Illustrationer af bølger på lavt vand****Bilag F: Særlige forhold ved specifikke funderingskoncepter**

1. INTRODUKTION

Rekommandationen er et bilag til "Teknisk grundlag for typegodkendelse og certificering af vindmøller i Danmark", og indeholder anvisninger og supplerende oplysninger om godkendelseskrav for vindmøller, der opstilles på havet.

Rekommandationen er udarbejdet af en arbejdsgruppe, der blev nedsat i december 1999 af Energistyrelsens "Rådgivende udvalg for vindmøllegodkendelsen i Danmark". Arbejdsgruppen har afdækket behov for detaljerede forskrifter i godkendelsesammenhæng og efterfølgende udarbejdet nærværende 4. udkast til rekommandation.

Rekommandationen er i vid udstrækning baseret på resultater fra forskningsprojektet: "Designgrundlag for vindmølleparker på havet", EFP-1363/99-0007, som projektledelsen velvilligt har stillet til rådighed.

Arbejdsgruppens medlemmer:

Sten Frandsen, Risø
Helge Gravesen, Carl Bro A/S
Lars Jørgensen, SEAS
Christer Eriksson, DNV
Kaj Morbech Halling, Vestas R&D
Poul Skjærbæk, Bonus Energy A/S
Uffe Jørgensen, Elsamprojekt A/S
Nils E. Werner, Forsikring og Pension, Codan
Jørgen Lemming, Energistyrelsen
Egon T.D. Bjerregaard, Risø (sekretær)

Tekst med lille skrifttype skal læses som vejledende. Bilag er vejledende.

1.1 Anvendelse

Der er i rekommandationen tilstræbt en detaljeringsgrad, der for vindmøller på havet er tilstrækkelig for

- design og detailprojektering af fundament
- design/tilpasning af vindmøller

I et vist omfang er også behandlet følgende emner:

- adgangs- og arbejdsforhold under bygning og drift
- materialer og korrosion

1.2 Forudsætninger og normhenvisninger

Ved design af vindmøller til opstilling og drift på havet skal sikkerhedsniveauet svare til det niveau, som den danske vindmølle industri hidtil har opnået ved opstilling og drift af vindmøller på landjorden i Danmark. Dette opnås ved brug af det i det følgende specificerede normgrundlag.

Opstilling og nettilslutning af vindmøller i Danmark på land og i danske farvande kræver, at vindmøllerne har en dansk typegodkendelse. Denne typegodkendelse er baseret på:

- *Teknisk grundlag for typegodkendelse og certificering af vindmøller i Danmark (TG) suppleret med nærværende og andre gældende rekommandationer under TG*
- *DS 472, Last og sikkerhed for vindmøller*
- *Øvrige danske og udenlandske standarder og normer som listet i TG*

For bølgelaster refereres generelt til

- *DS 449 "Pælefunderede offshore konstruktioner"*

DS 449 er ikke opdateret sammen med de øvrige danske normer, men vejledende materiale heri kan stadig anvendes. Partialkoefficienter i DS 449 kan ikke anvendes i sammenhæng med de nye konstruktionsnormer.

For islaster refereres generelt til

- *API Recommended practice 2N, 2nd ed (1995) "Recommended practice for planning, designing and constructing structures and pipelines for arctic conditions"*.

Partialkoefficienter m.m. i DS 472 er ikke revideret sammen med de danske konstruktionsnormer (DS 409, 2.udg.: 1998, DS 410, 4.udg.: 1998, DS 411, 4.udg.:1999, DS 412, 3.udg.:1998, DS 413:1998, 5. Udg., DS 414, 5.udg.:1998, DS 415, 4.udg.:1998), hvorfor et tillæg til DS 472 er under udarbejdelse.

Indtil dette tillæg foreligger skal ovenomtalte nye normer benyttes sammen med DS 472, men med følgende rettelser i forhold til DS 472:

- *Ændrede lastpartialkoefficienter, (jf. kap 2.1.4)*
- *Basisvind defineres som i DS 410, afsnit 6.1.1, 4. udg., 1999, (jf. kap 2.1.1)*
- *Størrelsesreduktionsfaktor for kvasistatisk beregning af vindlast indføres, (jf. kap 2.1.3)*
- *Turbulens i vindmølleparker, (jf. kap 2.1.6)*

Ønskes andre normer eller metoder anvendt, skal der redegøres for, hvordan det samme sikkerhedsniveau som er specificeret i de ovenfor nævnte danske normer er opnået.

Det antages at der normalt i forbindelse med valg af placering eller VVM-redegørelsen er udarbejdet en risikovurdering indeholdende bl.a. kvantificering af risiko for skibstød fra 3. parts skibe differentieret på skibstyper og tilhørende antagne skibsstøds-energier.

1.3 Definitioner

Se DS 472.

Dog, v_b og $v_{b,0}$, se DS 410, 4.udg, 1998.

V_{eN} , (kun i bilag D), se IEC 61400-1, 2nd edition.

2. KLIMAPARAMETRE OG SIKKERHED I RELATION TIL DS 472

NB! Dette kapitel udgår i det omfang, som det kan erstattes af tillæg til DS 472, så snart det foreligger. Kapitel 2.2 indeholder ændringer, som vil være gældende for offshore forhold.

Henvisning i margin refererer til sidetal i DS 472.

2.1 Tillæg til DS 472

2.1.1 Maksimal vindhastighed

Side 51
rettelse

Definitionen af basisvind i Anneks A, afsnit A2.1 inkl. vejledning. Afsnittet slettes og erstattes med:

Basisvindhastigheden v_b defineres som i DS 410, 4. udg., 1999, afsnit 6.1.1, (1)P-(8)P, begge inklusive.

: I Nordsøen gælder, at for afstande fra kysten større end 50 km skal basisvindhastigheden 31 m/s benyttes. For afstande fra kysten mellem 0 og 50 km kan basisvindhastigheden bestemmes ved en lineær interpolation mellem værdien 27 m/s ved kysten og værdien 31 m/s i en afstand af 50 km fra kysten.

2.1.2 Størrelsesreduktionsfaktor for kvasistatisk vindlast.

Side 56
tilføjelse

Anneks B1, vejledningen øverst s. 56 udvides med følgende tre afsnit:

:
: Såfremt konstruktionen kan regnes ikke at sættes i svingninger, kan det tillades formelt at regne vindlasten dynamisk, men at sætte resonansfaktoren til $k_r = 0$.
:
: Skillefrekvensen n^* for dynamisk/kvasistatisk beregning er uændret som anført ovenfor.

: Hvis tidssimulering benyttes til dokumentation for konstruktionens bæreevne og såfremt den i denne forbindelse anvendte turbulensmodel er realistisk, vil turbulensmodellen i statistisk forstand indeholde størrelsesreduktionsfaktoren.

2.1.3 Luftens densitet

Side 51
rettelse

Anneks A, afsnit A 1.5: $\rho = 1,28 \text{ kg/m}^3$ ændres til $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$.

Side 38
rettelse

Formlen $p_0 = 0,5\rho W^2 c C_L$ ændres til $p_0 = 0,64W^2 c C_L$ og definitionen ρ er $1,28 \text{ kg/m}^3 =$ luftens densitet slettes.

Det skal bemærkes, at konstanten "0,64" har dimensionen kg/m^3

2.1.4 Lastpartialkoefficienter

Side 28
rettelse

Tabel 5.4 erstattes med følgende tabel:

Tabel 5.4. Lastpartialkoefficienter

Lastpartialkoefficient γ_f	Brudgrænsetilstand				Anvendelsesgrænsetilstand
	Udmattelse	Ekstremlast,		Ulykke	
		Produktionskørsel	Ekstrem vind, stilstand og friløb		
Luftlaster ¹⁾	1,0 ²⁾	1,3	1,5	1,0	1,0
Tyngdelaster	1,0 ²⁾	1,0 ³⁾	1,0 ³⁾	1,0	1,0
Inertilaster	1,0 ²⁾	1,0	1,0	1,0	1,0
Funktionslaster	1,0 ²⁾	1,3	1,3	1,0	1,0

- 1) Partialkoefficienten på luftlaster kan nedsættes med 5 % såfremt de aerodynamiske forhold, herunder lift og drag koefficienterne kan dokumenteres.
- 2) For laster, hvor usikkerheden på de enkelte spændingsvidder er beskrevet ved en variationskoefficient mindre end 10 %, benyttes $\gamma_f = 1,0$. For laster, hvor variationskoefficienten er af størrelsesordenen 30 %, benyttes $\gamma_f = 1,3$. For andre værdier af variationskoefficienten fastlægges γ_f ved lineær interpolation. I henhold til "Rekommandation til opfyldelse af krav i Teknisk Grundlag for Typegodkendelse og Certificering af Vindmøller i Danmark, 1. juli 1992" anbefales $\gamma_f = 1,2$ svarende til en variationskoefficient på 23,3 %. Det bemærkes, at ved udmattelsesberegninger skal der tages hensyn til turbulensens fordeling.
- 3) Skal sættes til $\gamma_f \leq 1,0$, jvf. den relevante konstruktionsnorm hvis tyngden virker til gunst og har afgørende betydning for konstruktionens sikkerhed, fx ved løft eller væltning af konstruktionen.

2.1.5 Partialkoefficienter for GUP

Afsnit 5.5, efter tabel 5.5 indføres følgende vejledning:

Side 28
tilføjelse

- : Da DS 456 ikke forventes at blive revideret i forbindelse med denne tilretning af DS 472 til de i 1998-1999 reviderede DS 409-415, kan det tillades, at materialpartialkoefficienter for glasfiberarmeret, umættet polyester som defineret i tabel 5.5 og i DS 456 (GUP) for brug i vindmøllerotorer reduceres med en faktor 0.92 i forbindelse med tilpasningen af nærværende norm til de nye DS 409-415.

2.1.6 Turbulens i vindmølleparker

Den nederste 'pind' i vejledningen

Side 37
rettelse

- : - For vindmøller i vindmølleparker eller klynger skal mølleafstanden være $> 5D$.

ændres til

- : - For vindmøller i vindmølleparker eller klynger skal mølleafstanden være $> 20D$. Ellers kan den forøgede turbulens beregnes efter modellen i annek C. For mølleafstanden mindre end $3D$ er modellen kun valideret i begrænset omfang.

Nyt informativt Annek C.

Følgende annek tilføjes:

Annex C (informativt)

Udmattelsebelastning i vindmølleparker

Forøget turbulens forårsaget af vindskyggerne fra nærtstående nabomøller i vindmølleparker skal tages i betragtning ved beregning af udmattelse. I det følgende angives en mulig beregningsmetode, som gælder for beregning af udmattelsesbelastning under møllens normale produktionskørsel.

Hvis vindmøllens nærmeste nabomøller er længere væk end 20 rotordiametre, behøver man ikke at regne med forøget turbulens. Hvis nabomøllerne er nærmere end 20 diametre kan den regningsmæssige (retningsmidlede) skyggeturbulensintensitet, der giver den samme skade som den aktuelle turbulens, findes ved hjælp af følgende formel

$$I_{eff} = \left[(1 - N \cdot p_w) I_0^m + p_w \sum_{i=1}^N I_T^m(s_i) \right]^{1/m} \quad C.1$$

hvor

I_{eff} er den regningsmæssige skyggeturbulensintensitet i vindmølleparken,

N er antallet af nærmeste nabovindmøller,

$p_w = 0,06$,

I_0 er fristrømturbulensintensiteten (hvis møllen stod alene på samme sted),

m er materialekonstanten i eksponenten i udtrykket $a \Delta \sigma^{-m}$ for Wöhlerkurven for det benyttede materiale i den relevante komponent,

$$I_T = \sqrt{\frac{1}{(1,5 + 0,3 \cdot s_i \cdot \sqrt{v})^2} + I_0^2} \quad \text{er den maksimale turbulensintensitet ved navhøjde}$$

i

centrum af møllens skygge,

s_i er den dimensionsløse afstand x_i/D til nabomølle nr. i , og

v er middelvindhastigheden i navhøjde.

Inde i store vindmølleparker vil vindmøllerne reducere middelvindhastigheden v . Det tillades ikke, at man i formel C.1 tager reduktionen af middelvindhastigheden i regning, hvorfor v skal sættes lig fristrømsmiddelvindhastigheden. Endvidere vil middelturbulensintensiteten inde i store vindmølleparker være højere end fristrømturbulensintensiteten. Hvis enten 1) parken indeholder mere end fem rækker med mere end fem møller i hver række, eller 2) mølleafstanden i rækker vinkelrette på den fremherskende vindretning er mindre end $3D$, skal den forøgede middelturbulensintensitet tages i regning. Dette gøres ved i formel C.1 at erstatte fristrømturbulensintensiteten I_0 med

$$I_0^* = \frac{1}{2} (\sqrt{I_w^2 + I_0^2} + I_0) \quad C.2$$

hvor

$$I_w = \frac{0.36}{1 + 0.08 \sqrt{s_r s_f v}}$$

- s_r er den dimensionsløse mølleafstand x_r/D i rækkerne,
- s_f er den dimensionsløse afstand x_f/D mellem rækkerne,
- v er middelvindhastigheden som defineret ved formel C.1, og
- I_0 er fristrømturbulensintensiteten som defineret ved formel C.1.

I ovenstående formler er en uniform fordeling af vindretninger antaget. Det er tilladeligt at modificere formlerne, så de tager højde for en ujævn vindretningsfordeling. Derudover er det tilladt at reducere den regningsmæssige skyggeturbulens ved f.eks. at stoppe udvalgte møller i bestemte vindretninger.

Skyggeeffekter fra møller, der er 'skjult' bag de nærmeste naboer, behøver man ikke tage i betragtning.

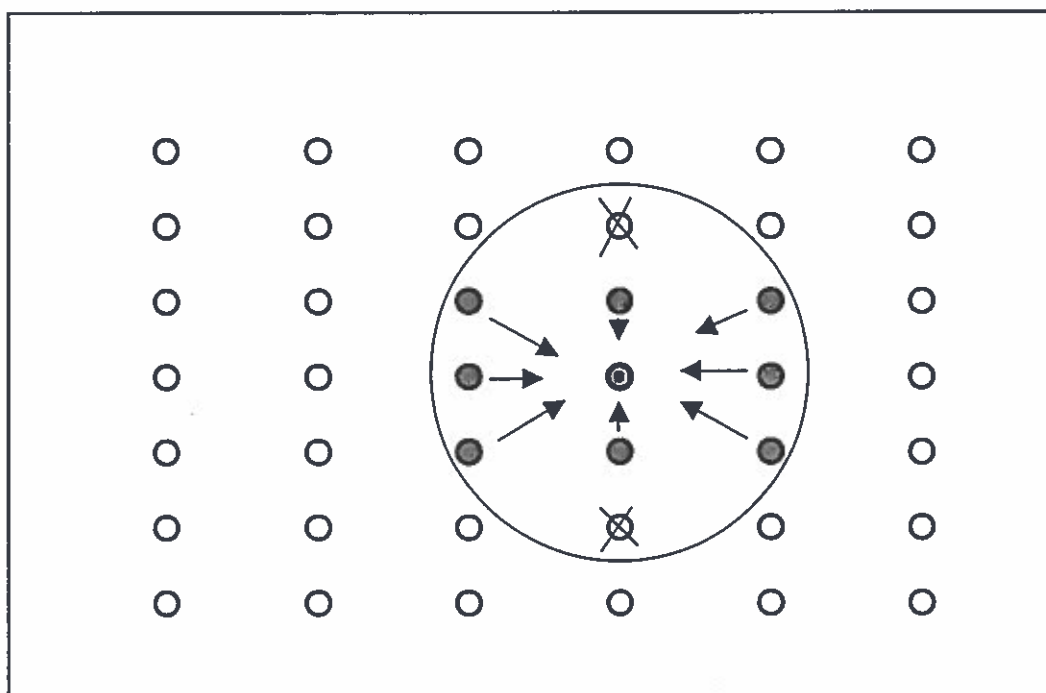
For mølleafstand < 3 rotordiametre antages modellen, at være konservativ. Modellen er dog kun valideret i begrænset omfang.

- : Antallet N af nærmeste nabomøller afhænger af geometrien af vindmølleparken. Eksempler på
- : parkgeometrier og tilsvarende N er givet i tabel C.1. En parkgeometri og "nærmeste nabomølle" er i
- : tilfældet "Inde i en park med mere end 2 rækker" illustreret i figur C.1. De mørke cirkler er nærmeste
- : nabomøller, og de overkrydsede er skjulte. Ved andre parkgeometrier end den viste anvendes samme
- : princip for udvælgelse af de møller, der skal regnes at give vindskygge.

: Tabel C.1 – Antal nærmeste vindmøller N for udvalgte parkgeometrier

Parkgeometri	N
2 vindmøller	1
1 række	2
2 rækker	5
Inde i en park med mere end 2 rækker	8

: Figur C.1 – Eksempel på fastlæggelse af nærmeste nabomølle



2.2 Ændringer til DS 472 med tillæg

2.2.1 Årsmiddelvindhastigheder

Vindforhold:	Parameter
Årsmiddelvindhastighed De angivne årsmiddelvindhastigheder kan kun anvendes til strukturelle beregninger.	50 m højde. Extrapoleres efter DS 472 med $z_0 = 0,001$ m. Nordsøen: 10,0 m/s De indre danske farvande: 8,5 m/s <i>Eller beregning efter relevant dokumentation</i>

2.2.2 Sikkerhedsniveau og integreret sikkerhed

Strukturel sikkerhed: Der tilsigtes design til det sikkerhedsniveau, der er normalt for møller på land i Danmark, idet møllerne skal designes efter gældende danske normer.

2.2.3 Partialkoefficienter

Lasttilstandene defineres, og lastkombinationer samt beregningsforudsætninger gennemgås i afsnit 6.2, DS 472.

For tyngdelaster regnes i overensstemmelse med hidtil praksis og svarende til DS 415 med $\gamma = 1,0$ for såvel tyngden af konstruktionsdele som tyngden af jord og grundvand, idet disse ansættes forsigtigt (eller dokumenteres ved målinger). Dette gælder alle lasttilfælde. For fyld i lukkede rum bør egenvægten ansættes (ekstra) forsigtigt og ved fyld i åbne rum, evt. beskyttet af erosionsbeskyttelse, bør egenvægten ansættes særdeles forsigtigt. Ved en accepteret skade på erosionsbeskyttelse bør egenvægten af erosionsbeskyttelsen reduceres kraftigt.

Naturlaster behandles i sammenhæng med luftlaster. For andre naturlaster end vindlast kan partialkoefficienten bestemmes af de aktuelle variationskoefficienter på årsektret, se bilag 3.4.3.

2.2.4 Forenklet formel for turbulensintensitet i parker

Hvis afstanden til nærmeste nabomølle er mindst 5 rotordiametre, kan der anvendes følgende forenkledede formel for turbulensintensiteten i parken:

$$I_T = \sqrt{0.15^2 + I_0^2},$$

Hvor I_0 er turbulensen i den fri strømning.

3. LASTER OG LASTTILFÆLDE

3.1 Beregningsmetode

3.1.1 Omfanget af den dynamiske konstruktion

Generelt:

"Vindmøllesystemet" omfatter rotor, nacelle, tårn, mekanisk og elektrisk transmission, styre- og sikkerhedssystemer samt fundament plus underliggende/omgivende jord. Afhængigt af systemets stivhed kan vælges mellem følgende metoder for strukturelle beregninger.

Metode 1

Medmindre det kan vises, at fundamentetskonstruktionen plus underliggende/omgivende jord er "tilstrækkelig" stift¹, skal vindmøllesystemet (defineret oven for) betragtes som en helhed og de strukturelle beregninger foretages for dette som en helhed.

Metode 2

Er fundamentetskonstruktionen plus underliggende/omgivende jord "tilstrækkelig" stift¹ og er der en veldefineret skilleflade mellem mølletårn og fundament, da kan de strukturelle beregninger skilles i 1) en beregning af konstruktionen fra skillefladen og oppefter, og 2) en beregning af konstruktionen fra skillefladen og nedefter.

Dersom der er behov for separate godkendelser (og dermed beregning) af vindmølle og fundament, er det nødvendigt at definere en skilleflade mellem tårn og fundament. Skillefladen kan defineres i et niveau, således at en del af tårnet henregnes som hørende til fundamentkonstruktionen. Det er et krav, at skillefladen må defineres i et niveau, der ligger over højeste vandlinies niveau. Højeste vandlinies niveau skal for dette formål beregnes som 50-års stormflodsvandstand plus maksimum bølgetop i tilhørende 3-timers søtilstand plus 1 meter for at tage højde for diverse usikkerheder.

Ved separate godkendelser af vindmølle og fundament påhviler det vindmølleproducenten i et separat dokument at dokumentere resulterende karakteristiske snitkræfter, der overføres fra vindmøllen til fundamentet i skillefladen.

På samme måde påhviler det fundamentsleverandøren i et separat dokument at dokumentere ækvivalente fundamentsstivheder og dæmpningsforhold for alle relevante lastkombinationer for anvendelse i skillefladen ved lastberegninger for vindmøllen.

3.1.2 Omfang af simuleringer

Ved beregning af belastninger vha. simulering er det kendt, at resultatet er afhængig af de "seeds", som regneprocessen initieres med. Derfor skal simuleringen gentages med (tilfældigt) varierende seeds.

¹ Med "tilstrækkelig stift" menes at fundamentet er så stift, at det dets dynamik under belastning har ingen eller ubetydelig indvirkning på møllens dynamik. Anvendes metode 2 skal dette dokumenteres.

Såfremt tidssimulering anvendes til bestemmelse af ekstrem- og/eller udmattelseslaster, bør - idet der tages udgangspunkt i, at perioderne, der simuleres, er 10 min - af antallet af simuleringer med forskellige seeds mindst være 5 (fem) per lasttilfælde. Anvendes længere eller kortere simuleringsperioder skal antallet af simuleringer tilpasses hertil.

Man skal dog være opmærksom på, at flere simuleringer kan være nødvendige, når ikke kun middelværdien af ekstremer skal bruges. Dette er for eksempel tilfældet når ekstremer søges for møllen i drift, hvor resultatet af f.eks. 10 min simuleringer skal ekstrapoleres til længere perioder.

For udmattelsesberegninger kan der anvendes 1 seed pr. lastinterval, forudsat at der skiftes seed imellem lastintervallerne, og forudsat at ca. 5 lastintervaller har lige stor vægt på resultatet.

Når tidssimulering anvendes til bestemmelse af ekstremlast er det karakteristiske respons defineret som middelværdien af ekstremerne i de forskellige tidsserier.

3.2 Laster

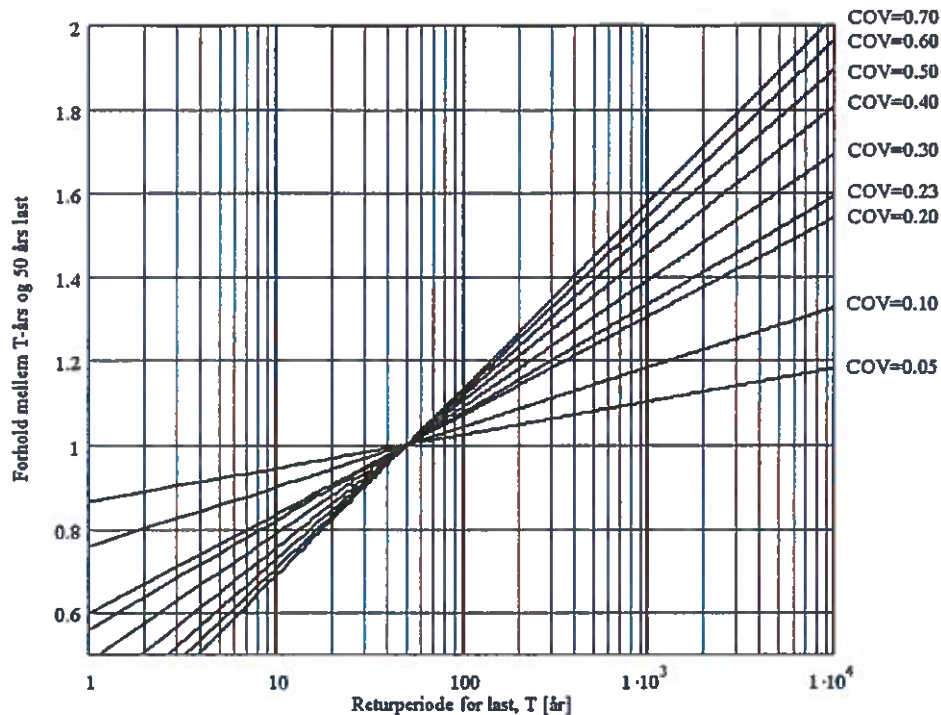
Karakteristiske værdier defineres som 98% fraktilen af årsekstremværdifordelingen for lasten. Dette svarer til lasten med 50 års returperiode.

I visse designberegninger skal laster med andre returperioder anvendes. Hvis belastningerne der svarer til disse returperioder ikke er defineret kan værdier i nedenstående tabel benyttes, idet ekstremlastfordelingen er antaget at svare til en Gumbelfordeling. T-års lasten er stærkt afhængig af variationskoefficienten (COV) på lasten, der således skal estimeres. I DS 410 er antaget en COV=0.23 på ekstrem vindlast for T < 50 år og en COV = 0,40 for T > 50 år.

COV T [år]	0.05	0.10	0.15	0.20	0.23	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50	0.60	0.70
1	0.865	0.758	0.671	0.599	0.561	0.538	0.486	0.441	0.402	0.368	0.337	0.285	0.243
5	0.921	0.858	0.806	0.764	0.742	0.728	0.697	0.671	0.648	0.628	0.610	0.579	0.554
10	0.945	0.900	0.865	0.835	0.819	0.810	0.789	0.770	0.754	0.740	0.727	0.706	0.689
20	0.968	0.943	0.923	0.906	0.897	0.892	0.880	0.869	0.860	0.852	0.845	0.833	0.823
25	0.976	0.957	0.942	0.929	0.922	0.918	0.909	0.901	0.894	0.888	0.883	0.873	0.866
50	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
100	1.024	1.043	1.058	1.071	1.078	1.082	1.091	1.099	1.106	1.112	1.118	1.127	1.134
200	1.048	1.086	1.117	1.142	1.156	1.164	1.182	1.198	1.212	1.224	1.235	1.253	1.268
500	1.079	1.143	1.194	1.236	1.258	1.272	1.303	1.329	1.352	1.372	1.390	1.421	1.446
1000	1.103	1.185	1.252	1.307	1.336	1.354	1.394	1.428	1.458	1.484	1.508	1.547	1.580
10000	1.183	1.328	1.446	1.544	1.595	1.626	1.696	1.757	1.810	1.857	1.898	1.968	2.025

Tabel 1: Forhold mellem T-års last og 50 års last ved forskellige variationskoefficienter af årsekstremlastfordelingen (for $p=\exp\{-1/T\}$).

Relationen mellem T-års lasten og 50-års lasten er vist grafisk i Figur 1.



Figur 1: Forhold mellem T-års last og 50 års last (for $p=\exp(-1/T)$).

3.3 Lasttilfælde

3.3.1 Indledning

Bilag A indeholder regningsmæssige lasttilfælde svarende til de tilfælde, der som minimum skal vurderes ved en dansk godkendelse. Udover disse lasttilfælde skal det undersøges, om der for den aktuelle møllekonstruktion findes andre, værre tilfælde. Sådanne skal i så fald også defineres og gennemregnes.

Bilag B indeholder lasttilfælde der referer til IEC 61400-1. Disse er ikke aktuelle og behøver ikke at gennemregnes for en dansk godkendelse. Men man kan blive præsenteret for krav om gennemregning ved certificering i andre lande.

3.3.2 Bølger

Belastninger fastlægges på principper beskrevet i DS 449, der gælder for dybere vand. På lave vanddybder, hvor de fleste havmøller placeres, får følgende forhold væsentlig betydning:

- endelige bølgehøjder
- bølgetoppe er væsentlig højere end bølgedale (op til ca 3 x bølgedal i stedet for af samme størrelsesorden som bølgedale)
- bølgetoppen optræder kun ned til 1/3 af bølgelængden (i stedet for ca. halvdel af bølgelængden)
- hastighederne i brydende bølger bliver væsentligt større specielt i bølgetop (størrelsesorden $u_{\max} = \sqrt{gh}$, hvor h = vanddybden)

- bølgeprofilen bliver asymmetrisk på langs ved at stejlehed af bølgeprofilen er større op mod bølgetop end efter bølgetop
- bølgehøjdefordelingen ændres (fra den normalt antagne Rayleigh-fordeling)

Der vises illustrerende figurer i Bilag E.

Disse forhold gør at der både må anvendes specielle metoder omfattende effekter af begrænset vanddybde (inkl. refraction og brydning) og diffraktion til at fastlægge bølgeforholdene og til at fastlægge laster fra bølgerne.

Til dimensionering af konstruktionen for bølgekræfter skal der undersøges dels for ekstremhændelser og dels for udmattelse af konstruktionen. Ved styrtbrydende bølger skal lokalstabilitet undersøges separat.

3.3.2.1 Designbølgetilstanden

Ekstremhændelsen, der skal dimensioneres for, er karakteriseret ved designbølgehøjden $H_{sd} = H_{s,XX}$ dvs. den signifikante bølgehøjde der har en returperiode på XX år.

Den tilhørende maksimale bølge og sandsynlige bølgeperiodeinterval bestemmes

Bølgebrydning

Dimensionering skal foretages med hensyntagen til brudte eller brydende bølger. Ved dybdebegrænsede bølger skal der dimensioneres med den dertil hørende maksimale vandstand.

Topbrydning

Enkeltbølger kan simuleres efter Strømfunktionsteorien eller Stokes 5'ordensteori, jvf. /4/. Tidsserier for bølger på begrænset vanddybde (men uden styrtbrydning) i form af bølgeelevationer og hastigheder kan simuleres jvf. /5/. Den maksimale partikelhastighed i en topbrydende bølge $u_{\max} \leq 1,0 \cdot \sqrt{gh}$

Styrtbrydning

Særlige forhold for konstruktioner under bølgers styrtbrydning skal undersøges. Grænserne for styrtbrydning fastlægges jf. /2/ via forholdet ξ mellem bundhældningen $\tan\beta$ og kvadratroden af bølgestejlheden. Bølgestejlheden beregnes fra dybvandsbølgen H_0 eller bølgehøjden ved brydning H_b :

$$\xi_0 = \frac{\tan \beta}{\sqrt{H_0/L_0}}$$

$$\xi_b = \frac{\tan \beta}{\sqrt{H_b/L_0}}$$

Styrtbrydning skal tages i regning dersom enten ξ_0 eller ξ_b er i følgende intervaller

$$0,5 < \xi_0 < 3,3$$

$$0,4 < \xi_b < 2,0$$

Der skal tages hensyn til at bølgetop for brydende bølger er væsentlig højere end bølgedal. Den maksimale partikelhastighed i den brydende bølge $u_{max} = 1,25 \cdot \sqrt{gh}$ jf. /3/ og skal benyttes som hastigheden i et ensformigt hastighedsprofil for hele bølgen over stillevandspejl. Under stillevandspejl benyttes hastighedsprofil jf. konventionel bølge-teori. Hvis konstruktionen er væsentlig større under vandspejlet end over vandspejlet kan dette medføre styrtbrydning og effekten heraf må kvantificeres.

Simulering

Vedrørende simulering af uregelmæssige bølger henvises til referencerne i 3.3.2.4 og til bilag til "Designgrundlag for vindmølleparker på havet", EFP-1363/99-0007.

3.3.2.2 Bølgekræfter

Der skal dimensioneres for bølgekræfter beskrevet ved:

- a) Inertikræfter F_i Funktion af accelerationerne du/dt af vandmassen omkring vindmøllefundamentet
- b) Dragkræfter F_d Funktion af strømhastigheden u (den kombinerede bølge og strøm)
- c) Trykkræfter F_t Funktion af vandspejls-elevationen

Trykkræfter (integreret over arealet) er identisk med inertikræfter (acceleration integreret over volumet). Hvis konstruktionens effektive volumen i vandet er stor, i forhold til over hvilken længde der er tilnærmelsesvis konstant acceleration i bølger, må der tages hensyn til dette ved at medregne de endelige trykforskelle. Der må ved tryk-kraft/inertikraft dominerede konstruktioner medregnes effekt fra de endelige bølge-højder. Ved beregning med kombineret bølger og strøm adderes den stationære strøm vektorielt til bølgeorbitalhastigheden.

På begrænset vanddybde skal sammenhængen imellem vandstand og bølgeforhold nøje vurderes. På begrænset vanddybde skal der desuden til beregning af lokalstabilitet adderes chok-kræfter fra styrtbrydende bølger, hvis dette lasttilfælde er aktuelt.

Lastfastsættelsen skal ske ved metoder, der resulterer i den påkrævede sikkerhed. Jo mere bølge/strøm lasterne betyder i forhold til vindlasterne jo nøjagtigere/sikrere metoder må der anvendes. Forenkede metoder til lastfastsættelse er givet i /6/. Konstruktionens udførelse og størrelse i forhold til bølgelængden er afgørende for om der må lægges vægt på at hhv. trykgradienterne eller hastighederne i bølgeprofilen og om bølge/strømkræfterne kan beregnes på basis af en bølge/strømsimulering.

For projekter hvor bølge/strømlasterne er væsentlige må lastfastsættelse indtil de numeriske metoder er mere udviklede ske på basis af modelforsøg. Der kan alternativt anvendes forsigtige skøn for bølge/strømlasterne.

Regulær bølgekraft

Jf. DS 449 skal påvirkninger på fundamenter med en diameter større end 0,2 bølgelængde L beregnes via diffraktionsteori. På grund af de ændrede stejlede forhold ved begrænset vanddybde skal der tages hensyn til diffraktionseffekter for fundamenter med tilsvarende mindre diameter (ned til 0,13 bølgelængde på lavt vand i stedet for

ned til 0,2 bølgelængde på dybere vand). Se i øvrigt /4/. For fundamenter med en diameter på mindre end 0,13 bølgelængde kan Morrisons formel anvendes til fastsættelse af laster. Der skal dog medtages effekt af endelige bølgehøjder med mindre det kan påvises, at denne effekt er ubetydelig.

Ved lange bølgelængder i forhold til fundamentets diameter(re) kan der optræde hvirvelafløsning, som må medtages i lastgrundlaget.

3.3.2.3 Bølgechok-kraft

Bølgechok-tryk kan forekomme også uden styrtbrydning. Der dimensioneres jf. DS 449 idet bølgechok-kraften regnes som en trekantformet impuls opvoksende fra 0 til maximum værdien på 0,01 sek. og derefter aftagende fra maksimum værdien til 0 i løbet af 0,1 sek.

3.3.2.4 Referencer

- /1/ DS 449 Pælefunderede Offshore Stålkonstruktioner
- /2/ Fredsøe & Deigaard, 1992 'Mechanics of Coastal Sediment Transport', World Scientific
- /3/ Svendsen, I.A., 1979 Bølgebrydning, ISVA, DTU.
- /4/ Svendsen, I.A. og Justesen, P., 1984 "Forces on slender cylinders from very high waves and spilling breakers", Symp. Description and Modelling of Directional Seas, DHI, DTU
- /5/ Madsen, P., Bingham, H. and Liu, H., 2000 "The ultimate Boussinesq formulation for highly dispersive and highly nonlinear water waves, ICCE 2000, Sydney, Australia.
- /6/ Lundgren, H. 1972 "Bølgeproblemer i Ocean teknikken. ISVA, DTU

3.3.3 Strøm

3.3.3.1 Strømkomponenter

Der skal tages højde for følgende strømbidrag:

- Tidevandsgenereret strøm
- Barometrisk genereret strøm
- Strøm forårsaget af vindstuvning lokalt eller i forbindelse med større vandområder
- Overfladestrøm genereret af vindforskydningskraften

Hvis vindmøllerne placeres inden for en bølgebrydningszone på en kyst skal der også tages hensyn til den kystparallelle strøm, der genereres af de brydende bølgers forskydningskraft langs kysten.

Som generel parameter til beskrivelse af strømmen skal anvendes overfladestrømhastigheden $U(0)$ for alle komponenter.

3.3.3.2 Strømsprofil

Strømbidrag fastlægges jf. DS 449. Bidrag fra tidevandsgenereret strøm, barometrisk genereret strøm og strøm forårsaget af vindstuvning samles i en strømkomponent. Denne strømkomponents fordeling over dybden beskrives ved et potensprofil, hvor strømhastigheden $U_S(z)$ som funktion af højden z over vandspejlet er:

$$U_S(z) = U_S(0) (1+z/h)^{1/7}$$

h er vanddybden.

Den vinddrevne strømkomponent U_V regnes iht. DS 449 lineært aftagende ned til 20 m under middelvandspejl:

$$U_V(z) = U_V(0) (1+z/20)$$

Ved dybder mindre end 20 m afskæres strømsprofilen ved havbunden. Til fastsættelse af mulig erosion i havbunden skal den vindinducerede overfladestrøm inkluderes i potensstrømsprofilen med overfladehastigheden $U_V(0)$ til beregning af strømhastigheder ved havbunden.

3.3.3.3 Beregning af strømkræfter

Strømpåvirkninger skal beregnes jf. DS 449

Ved kombination af bølger og strøm skal den stationære strøm adderes vektorielt til de bølgegenererede strømhastigheder og beregnes sammen med bølgekraften.

Hvirvelafløsning undersøges iht. DS 449 B 2.2.

3.3.3.4 Referencer

/1/ DS 449 Pælefunderede Offshore Stålkonstruktioner

3.3.4 Vandstand

3.3.4.1 Vandstand

Der skal fastsættes dimensionsgivende vandstande. Ved fastsættelse skal der beskrives såvel tidevandsforhold som vindstyrkede vandstandssituationer.

Ved islastfastsættelse skal der tilsvarende bestemmes den relevante dimensionsgivende vandstand. Dette er specielt vigtigt når konstruktionen udformes med iskraftreducerende skrånede flader/konus.

Der skal tages hensyn til vandstandens lastpåvirkning ved opdrift på konstruktionen, samt ved bestemmelse af bølge- og strømpåvirkninger.

Der skal defineres en bølgeskylszone, der normalt defineres imellem normal optrædende højvande (f.eks. mindst 1/år) og tilhørende signifikant bølgetophøjde og normal optrædende lavvande med tilsvarende signifikant optrædende bølgedalshøjde. Højde på bølgeskylszone kan evt. begrænses til top af evt. platform.

3.3.5 Erosionsforhold

3.3.5.1 Erosionsforhold

Vindmøllefundamentet skal dimensioneres med hensyntagen til den maksimale mulige erosion af havbunden ved fundamentet. Herunder skal havbundens naturlige niveauændringer over årstiderne og årene fastlægges.

De maksimale vandpartikelhastigheder incl. strømhastigheder ved havbunden benyttes som beregningsgrundlag. Forstærkningen af den resulterende bundforskydnings-spænding pga. fundamentet fastlægges ud fra KC-tallet (med og uden strøm) og forholdet imellem fundamentets diameter(re) og bølgelængden. Jvf. DS 449.

Det kan evt. være nødvendigt at udføre forsøg til bestemmelse af forstærkning på bundforskydnings-spænding og stabilitetsforhold for den valgte erosionsbeskyttelse. Tilladelig skader fastlægges afhængig af de vurderede konsekvenser inkl. om erosionsbeskyttelsen indgår som stabiliserende element.

Der skal tages hensyn til risiko for erosion udenfor det område, hvor der erosionsbeskyttes.

3.3.5.2 Referencer

- /1/ Sumer.B.M. and Fredsøe, J., 2000 "Wave scour around structures". Advances in Coastal and Ocean Engng. , vol 4.
- /2/ Sumer.B.M. and Fredsøe, J., 1997 "Scour around a large vertical circular cylinder in waves". OMAE 1997, Vol 1A, ASME

3.3.6 Is

Lastfastsættelsen skal ske ved metoder, der resultere i den påkrævede sikkerhed. Der henvises generelt til /5/. Jo mere islasten betyder i forhold til vindlasterne jo nøjagtigere/sikrere metoder må der anvendes.

Lastfastsættelse bør, indtil erfaringsgrundlaget er mere udviklet, ske på basis af modelforsøg med kunstig is. Hvis konstruktionen er fleksibel i henhold til definitionen for metode 1 i kap. 3.1.1, bør forsøgene også omfatte en model, hvor de elastiske forhold er medtaget.

De eksisterende metoder er primært baseret på islast fra drivende flager i strømfylde indre danske farvande. Ved dimensionering af fundamenter i mere lukkede farvande må dimensioneringsgrundlaget og -metoderne revurderes.

3.3.6.1 Isparametre

Den karakteristiske islast fastlægges på baggrund af kuldesummen (K_{max}) ved følgende lokalitets afhængige parametre.

- Trykstyrken r_u ,
- Bøjningsstyrken r_f ,
- Tykkelsen e
- Flagestørrelse
- Drifhastighed for flager

For indre danske farvande anvendes normalt

Årlig overskridelsesrisiko	0,2	0,1	0,02	0,01	8×10^{-4}	10^{-4}
Returperiode	5 år	10 år	50 år	100 år	1250 år	10.000 år
K_{max} ($^{\circ}\text{C døg}$ n)	170	245	410	480	744	960
r_u (Mpa)	1,0	1,5	1,9	2,0	2,4	2,6
r_f (Mpa)	0,25	0,39	0,50	0,53	0,64	0,69
e (m)	0,33	0,42	0,57	0,63	0,80	0,91

For Nordsøen kan der efter en dertil hørende dokumentation af ringe eller ingen karakteristiske istykkelser ses bort fra islasten som lasttilfælde.

Derudover haves følgende parametre med generelle værdier:

Massefylde is, ρ_i	900 kg/m ³
Vægtfylde is, γ_i	8,84 kN/m ³
Elasticitetsmodul, E	2 GPa
Poisson's forhold, ν	0,33
Is-is friktionskoefficient, μ	0,1
Is-beton dynamisk friktionskoefficient, μ	0,2
Is-stål dynamisk friktionskoefficient, μ	0,1

Islastens angrebshøjde fastsættes afhænger af de aktuelle vandstandsvariationer (på basis af vandstandsstatistik for måneder med is) og eventuel iskonus.

3.3.6.2 Statisk islast

Der skal dimensioneres for vandret og lodret statisk islast. Belastningerne fra is på lodrette konstruktioner beregnes efter DS 410, /1/, idet de i afsnit 6.3 angivne parametre anvendes.

For skrånende konstruktioner, eksempelvis ved iskraftreducerende konus, beregnes islasten efter formler af Ralston, /2/, såfremt der fra overside eller underside af is er mindst 0,5 m til overgang fra konus til lodret cylinder.

Der skal dimensioneres for lokal istryk, r_{lokal} , givet ved, /3/,

$$r_{lokal} = \left[5 \left(\frac{e^2}{A_{lokal}} \right) + 1 \right]^{0,5} r_u$$

hvor r_u er isens karakteristiske trykstyrke, e er isens tykkelse, og A_{lokal} arealet over hvilket det lokale istryk virker. Det lokal istryk kan ikke overskride 20 MPa.

Der kan være en øvre grænse for islasten grundet isflagernes mulige størrelse, strøm og vind i området samt isflagerne kinetiske energi.

Last af evt. pile-up foran fundamentene skal vurderes.

3.3.6.3 Dynamisk islast

Der skal tages hensyn til isens dynamiske virkemåde. For fundamenter i strømdominerede områder er det normalt den dynamiske islast der er dominerende for totalkræfter ved sammensætning af kombineret vindlast og islast. Fremgangsmåde fra /4/ kan anvendes til at skønne islasterne.

3.3.6.4 Referencer

- /1/ DS 410 Norm for last på konstruktioner, Dansk Standard, 4. udgave, 1998
- /2/ Progress Report 66, ISVA, DTU, 1988
- /3/ The Øresund Link: "Ice Loads", 1995.
- /4/ "Granskningsnote til design basis for iskræfter, Middelgrunden", dateret 1999-11-30
- /5/ API Recommended practice 2N, 2nd Ed 1995 "Recommended practice for planning, designing and constructing structures and pipeline for arctic conditions"

3.3.7 Overisning

Overisning af møllekonstruktionen sker bl.a. ved søsprøjt eller ved atmosfærisk overisning. Søsprøjt giver typisk anledning til overisning af de nederste dele af møllekonstruktionen, medens atmosfærisk overisning påvirker flader på hele konstruktionen.

Ved atmosfærisk overisning skal møllen undersøges for ekstremlaster i driftssituationen, hvor overisning må påregnes op til stopvindhastigheden. Der benyttes en simpel overisningsmodel som angivet i DIBT-richtlinien /1/. Møllen skal undersøges i situationer, hvor:

- a) Alle rotorblade er tilisede
- b) Alle rotorblade undtagen et er tiliset

Endvidere skal overisning inkluderes i udmattelsesanalysen, idet retningslinierne i de tyske DIBT-richtlinie /1/ benyttes. Der skal mindst anvendes en varighed af overisningshændelsen på 7 dage pr. år.

Ved parkeret mølle skal der regnes med et 30 mm tykt islag på alle konstruktionsdele. Densiteten af is kan regnes til 900 kg/m^3 . I Nordsøen skal tykkelsen af overisningen øges til 150 mm på konstruktionsdele i koter op til +20,0 som følge af søsprøjt. For vindmølleparker i de indre danske farvande kan overisningen op til kote +20,0 fastsættes til 100 mm.

Alternative fremgangsmåder for overisningsanalyse kan tages i anvendelse, f.eks. WECO-projektet /2/.

3.3.7.1 Referencer

- /1/ Richtlinie: *Windkraftanlagen Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung* (Fassung Juni 1993), Deutsche Institut für Bautechnik (DIBT-richtlinie)
- /2/ *Wind Energy Production in Cold Climate (WECO)*, EU-projekt (se <http://www.fmi.fi/TUT/MET/energia>)

3.3.8 Skibsstød

Ved dimensionering af havvindmøller skal følgende situationer betragtes i forbindelse med skibsstød:

- Brudgrænsetilstand:* Anløb af et karakteristisk serviceskib med stævn eller hæk ved direkte anløb (langskibs) mod passende af-fendring af konstruktionen.
- Ulykkesgrænsetilstand:* Utilsigtet påsejling af drivende skib – større arbejdsfartøj (kranskib eller tilsv.), alternativt påsejling med et uvedkommende fartøj.

3.3.8.1 Designkriterier

Ved dimensionering af havvindmøller i forbindelse med skibsstød skal følgende design kriterier overholdes:

Brudgrænsetilstanden: Hovedkonstruktionen må ikke påføres skader, der reducerer bæreevnen.

Ulykkesgrænsetilstanden: Det er normalt ikke muligt at beskytte hovedkonstruktionen imod skader. Det antages jf. afsnit 1 at der i forbindelse med den generelle godkendelse er udført en analyse af risiko for skibsstød differentieret på skibstyper og tilhørende antagne skibsstøds-energier. Konstruktionens robusthed vurderes i forhold hertil. Hvis det er muligt indenfor rimelige praktiske og økonomiske rammer at forstærke konstruktionen, så risikoen for skader som følge af skibsstød reduceres mærkbart, skal det foretages.

3.3.9 Laster under opførelse

Der skal opstilles kriterier for tilladelige naturforhold under transport, opstilling og udskiftning. Med udgangspunkt i de benyttede arbejdsprocedurer og fartøjer skal der angives grænseværdier for følgende:

- Vind
- Bølger

- Vandstand
- Strøm
- Is

Løftebeslag og procedurer skal under de angivne naturforhold være udformet så skader på konstruktionen forhindres. Dette skal dokumenteres.

Styrke af transportbeslag, løftebeslag og andet påmonteret udstyr er ikke omfattet af typegodkendelsen, men bør normalt kræves certificeret.

Der henvises i øvrigt til eksisterende normer og vejledninger for søtransport og løft.

3.3.9.1 Referencer

- /1/ DS/R 461 Transport og installation af offshore konstruktioner
- /2/ DNV (2000) Rules for planning and execution of marine operations

3.4 Samtidigt virkende laster

3.4.1 Baggrund

Ved bestemmelse af møllekonstruktionens respons overfor de tidsafhængige laster skal der anvendes dynamiske beregningsmetoder. Der kan ved ikke-lineær opførsel være specielle forhold, som gør det nødvendigt at ændre på partialkoefficienterne. DS 409 og DS 472 vil således ikke umiddelbart være dækkende for havvindmøllerne, dersom der betragtes mere end een tidsafhængig last.

Ved dimensionering skal undersøges for henholdsvis ekstremrespons og udmattelse, som illustreret i nedenstående figur. Den ydre last $F(t)$ er sammensat af en række enkelt laster, eksempelvis vind (DS 472 og dette dokument), samt laster fra bølger, strøm, tidevand og is, $F_i(t)$. Fra de beregnede lastrespons serier skal beregnes henholdsvis det største respons og lastspektrum.

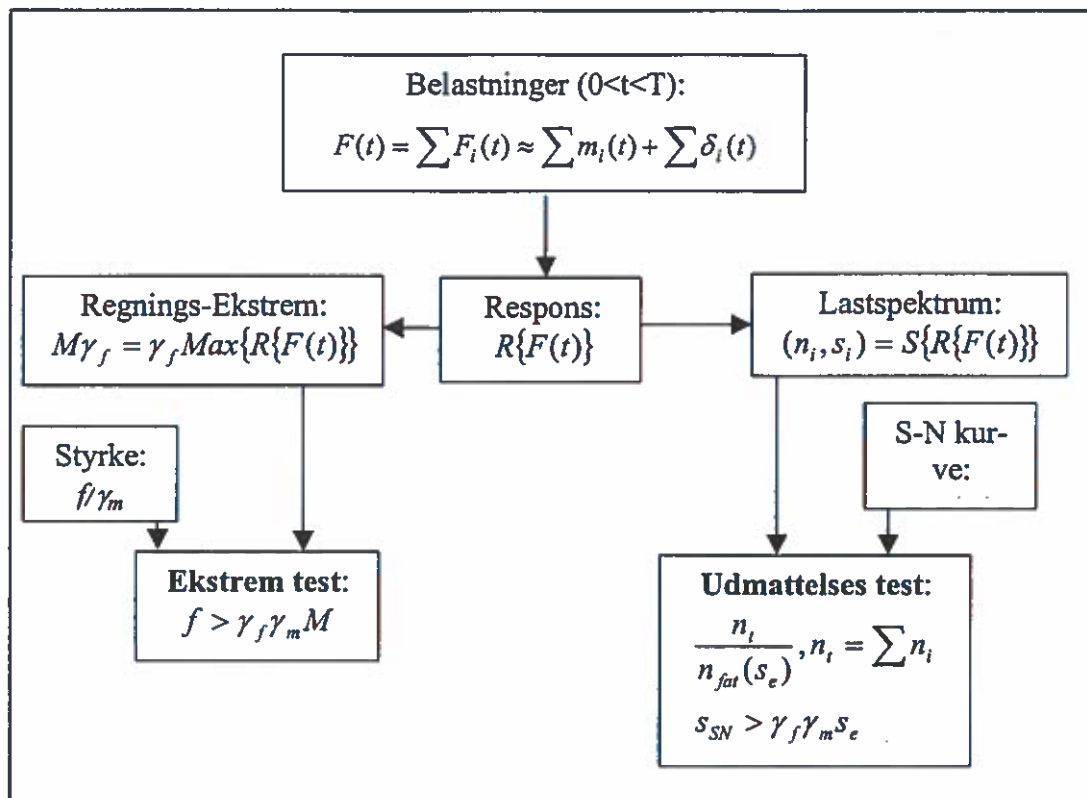


Illustration af dimensionering for punkt i konstruktion.

Ved ekstremanalysen sammenlignes det bestemte ekstrem respons med kapaciteten, idet der er tillagt sikkerhed med partialkoefficienter på last og på materialets karakteristiske styrke.

Ved udmattelsesberegninger beregnes levetidsforbruget af lastspektret samt materialets SN-kurve. På samme grundlag kan eventuelt også beregnes en til det samlede antal cykler svarende ækvivalent spændingsamplitude. Som sikkerhed er der en partial koefficient på materialestyrken. For lasterne er partial koefficienten 1.2 i det nye normsæt, svarende til specifikationen i rekommandation til typegodkendelse, idet der dog er mulighed for reduktion, se afsnit 4.2.

Det er i praksis ikke muligt at beregne konstruktionens respons over hele dens levetid, tidsskridt for tidsskridt. Derfor udvælges et antal lasttilfælde, der tilsammen antages at resultere i samme sikkerhed som det faktiske lastforløb. Til det formål tænkes sædvanligvis lasten dekomponeret i en (løbende) middelværdi² og en perturbation om denne. Denne dekomposition anvendes både for tidssimulering og ved kvasi-statisk betragtning.

3.4.2 Sammenhørende hydrauliske forhold

For de forskellige hydrauliske forhold skal der etableres betingede fordelingsfunktioner, således at der kan bestemmes sammenhørende værdier på udvalgt sandsynlighedsniveau af vindhastighed, vindretning, bølgehøjde, vandstand, strømforhold og is.

² Svarende til for vind f.eks. middellasten ved V_{10min} .

Der vælges normalt én afgørende naturfaktor (f.eks. vindhastighed for bestemt retning eller isforhold og tilhørende vindlast), hvorefter de betingede fordelinger og tilhørende laster for de øvrige naturforhold bestemmes.

Så længe der ikke foreligger en samlet statistisk beskrivelse kan der optræde flere mulige bestemmende kombinerede lasttilfælde for samme naturfaktor afhængig af det valgte sandsynlighedsniveau. I disse tilfælde må der vurderes flere scenarier og det afgørende vælges.

3.4.3 Generelt

- Partial koefficienter skal, som illustreret, påføres *efter* responsberegningen.
- Partial koefficienter for laster findes i afsnit 4.2.
- Ved dimensionerings beregningerne skal anvendes tidssimulering.
Det bemærkes, at ved tidssimulering tages for hvert lasttilfælde og for hver af lastkomponenterne udgangspunkt i middelniveauer, m_t og modeller for de hurtige variationer, $\delta_i(t)$, af lastkomponenterne.
- Der anvendes normalt simuleringsperioder på 10 minutter, i et omfang specificeret i afsnit 3.1.2.
- Lasttilfælde med kombineret last

Lasttilfældene ved kombineret last skal vælges, således at der opnås samme sikkerhed som ved en enkelt last.

Det skal undersøges, om de nedenfor angivne laster i det enkelte tilfælde er dækkende. Hvis nødvendigt skal tilføjes yderligere lasttilfælde.

I den forbindelse henledes opmærksomheden på forhold, som kan ændre vindmøllens dynamiske egenskaber over levetiden, såsom korrosion, scour, ændrede geotekniske egenskaber m.v.

Partialkoefficienterne for ekstremlast på 1.5 for vindlast giver tilstrækkelig sikkerhed for årsekstremlaster med en variationskoefficient på 40%. Såfremt enkeltlaste (som f.eks. is) har en større variationskoefficient skal partialkoefficienten øges. Såfremt enkeltlaste, som f.eks. inertilaste fra dybdebegrænsede bølger, har en dokumenteret mindre variationskoefficient, kan partialkoefficienten reduceres.

Der skal tilsikres at der er samme risiko for overskridelse i levetiden for alle enkeltlaste og for de kombinerede laste.

Når partialkoefficienter påføres efter responsberegninger kan der kun anvendes en partialkoefficient. Hvis ikke alle naturlaste har samme variationskoefficient og dermed partialkoefficient skal der foretages en vægtning af partialkoefficienterne, se Bilag C.

For udmattelsesberegninger bør retningsafhængigheden for respons fra vindmøllelaste i tårnbund kun bruges med forsigtighed og kun hvor respons på tværs af vindretningen er eftervist ved lastmålinger. Dette fordi dæmpningen normalt er meget lav parallelt med rotorplanet og lasterne/responsen er dårligt defineret i denne retning.

3.4.3.1 Vind- og hydrauliske laster

Ekstrem- og udmattelseslaster

- Laster fra vind, bølger, strøm og tidevand (= hydrauliske laster) sammensættes til en last, der skal regnes at kunne virke samtidigt.
- Hydrauliske laster skal tages i regning ved alle ekstrem lasttilfælde såvel som alle udmattelses lasttilfælde, som angivet i Bilag A.
- Ved simuleringen anvendes den signifikante bølgehøjde, der svarer til den pågældende vindhastighed, som basisparameter, idet der antages at forholdene er stationære.

Der er ikke nødvendigvis sammenfald imellem de vindretninger, hvor vindlasten er størst og de retninger hvor bølgelasten er størst. Bølgelasten er normalt domineret af retningen med størst frie stræk og islasten kan være domineret af retningen med største strømhastighed.

3.4.3.2 Vind-, is- og strømlaster

- Laster fra vind, strøm og is skal regnes at kunne virke samtidigt.

Ekstremlast

- Ekstrem dynamisk islast samtidig med vindlast svarende til vindhastighed med 1 års returperiode
- Dynamisk islast samtidig med maksimal driftslast fra vind³, se Annex A.

Det kan normalt antages, at i strømfylde farvande er den ekstreme statiske total-islast kombineret med vindlast mindre end den ekstreme dynamiske total-islast kombineret med vindlast på grund af at den statiske total-islast kun optræder kortvarigt ved opbrud af isen.

Udmattelse

Det kan antages, at statisk islast ingen indflydelse har på materialers udmattelse. Endvidere vides det, at (dynamisk) islast kun forekommer et begrænset antal gange per 50års periode.

- Det samlede tidsrum over konstruktionens levetid, hvor isen giver anledning til brydning og dermed dynamisk last, skal estimeres.
- Levetidsforbruget for denne periode skal tages i regning med et lasttilfælde med ekstrem dynamisk islast og sædvanlige laster for møllen i drift ved en vindhastighed på 15 m/s.

3.4.4 "Statisk check"

Pga. møllestrukturens og lasternes ofte ikke-lineære natur vil sædvanlige kvasi-statiske beregninger være mindre pålidelige. Skulle det alligevel ønskes at kontrollere beregninger, anvendes det sædvanlige normgrundlag.

³ For eksempel vindlast under drift ved vindhastigheder 20-25 m/s svarende til, at islasten optræder efter opbrud af isen efter en hård isvinter ved en kraftig vindsituation i februar-april måned.

4. FUNDAMENTER

4.1 Generelt

Eksisterende normer danner baggrund for dimensioneringen af vindmøllefundamenter.

Primært skal der tages udgangspunkt i 'Foundations (Recommendation to Comply with the Requirements in the Technical Criteria for the Danish Approval Scheme for Wind Turbines)', Energistyrelsen 1998, hvor der generelt henvises til bl.a. DS415 'Fundering' og DS449 'Pælefunderede off-shore stålkonstruktioner'.

Det bemærkes, at i henhold til det danske godkendelsessystem, skal fundament og mølle, selvom de beregnes og designes separat, i den sidste ende beregnes og godkendes som ét samlet system.

Projektering og tilsyn af fundament bør udføres af firmaer med relevant vandbygning/offshore erfaring.

Vedrørende særlige forhold ved specifikke funderingskoncepter, se bilag F.

4.2 Funderings- og sikkerhedsklasse

Fastsættelsen af konstruktionens funderingsklasse følger retningslinierne i DS415 'Fundering'.

For fundamenter/jordbundsforhold hvor jordens deformationsegenskaber har afgørende indflydelse på konstruktionens egenfrekvenser, skal fundamentet henføres til skærpet funderingsklasse. Hvor jordens deformationsegenskaber kun har begrænset indflydelse, kan benyttes normal funderingsklasse.

Fastsættelse af konstruktionens, eller dele deraf, sikkerhedsklasse følger retningslinierne i DS409, 'Sikkerhedsbestemmelse for konstruktioner'. Fundament og tårn kan sædvanligvis henføres til normal sikkerhedsklasse.

4.3 Geotekniske forundersøgelser

Omfanget af nødvendige geotekniske forundersøgelser for de to typer af funderingsklasser fremgår af DS415 'Fundering' og DS449 'Pælefunderede off-shore stålkonstruktioner'.

Geotekniske/geofysiske undersøgelsesprogram

Det geotekniske/geofysiske undersøgelsesprogram skal tilrettelægges og gennemføres på en sådan måde, at de aktuelle fundamentskoncepter tilgodeses.

Indledende undersøgelser kan f. eks. bestå af bathymetri, side-scan sonar og seismik. Disse undersøgelser kan ikke stå alene, men skal følges op af egentlige geotekniske undersøgelser.

For hver lokalitet skal der i det endelige forsøgsprogram minimum være udført en punktmåling. Antallet af punktmålinger afstemmes efter den aktuelle geologi, funda-

mentskonceptet, antallet af fundamenter (enkelt møller eller møllepark) samt resultatet af eventuelle indledende geofysiske undersøgelser kombineret med et eventuelt generelt kendskab til det pågældende områdes geologi.

Punktmålinger kan udføres som rene geotekniske boringer eller som et nøje afstemt antal geotekniske boringer suppleret med CPT-forsøg. Som supplement til den geologiske bestemmelse kan der udføres vibro cores. I forbindelse med borearbejdet udtages jordprøver og der udtages et nærmere bestemt antal A-rørs prøver af alle hovedaflejringer samt specielle aflejringer. Det kan ikke påregnes at vibro cores prøver kan benyttes som intakte prøver.

Undersøgellesprogrammet skal tilrettelægges og udføres på en sådan måde, at efterfølgende geotekniske kontrolarbejder (og laboratoriearbejder) og beregninger kan henføres til skærpet funderingsklasse.

Der kan som vejledning regnes med følgende undersøgelsesomfang:

Pælefundering: Der bør som minimum udføres en punktmåling pr. fundament. Ved etablering af en større møllepark, kan punktmålingerne kombineres med et antal korte vibro-core boringer og afhængig af resultaterne af CPT-forsøgene et antal egentlige geotekniske boringer, hvor der udføres SPT-forsøg og/eller vingeforsøg samt udtages prøver til klassifikations- og eventuelt laboratorieforsøg. Ved et pælefunderet tripod-fundament, kan det ved meget varierende bundforhold være nødvendigt at udføre 2 eller 3 sonderinger kombineret med en boring pr. fundament.

Direkte fundering (og sugebøtter): Der bør som minimum udføres en geoteknisk boring pr. fundament. Forsøgs- og prøveomfang som ved pælefundering. Ved store fundamentdiametre og/eller ved varierende bundforhold, kan boringen kombineres med et antal CPT-forsøg spredt over fundamentfladen.

Laboratorieforsøg og beregningsmodeller

Statiske forhold: Ved sammenstilling mellem vingeforsøg og laboratorieforsøg (triaxiale tryk- og trækforsøg samt DSS-forsøg) skal fastlægges hvordan den triaxiale tryk- og trækstyrke, vingestyrken og styrken fra et DSS-forsøg kan relateres.

Dynamiske forhold: Dynamisk påvirkning i de områder/niveauer, hvor fundament indgår i jorden skal undersøges, og modstandsdygtighed skal dokumenteres. Undersøgelsen skal føres ud forbi brudzonen (elastiske tilfælde). Ved dimensionering for cyklisk/dynamisk påvirkning skal jordparametre og beregningsmetode vælges i overensstemmelse med den valgte lasthistorik, de resulterende spændinger og deformationer.

Deformationer: Størrelsesordenen af jorddeformationer skal beregnes og vurderes i såvel det plastiske (af hensyn til blivende deformationer) som i det elastiske område.

Opmærksomheden henledes specielt på anvendelse af høje jordstyrker. Såfremt der regnes med høje trækspændinger i jord, skal det dokumenteres, at der ikke opstår så store deformationer, at de opstillede projektkrav ikke længere er overholdt. Selv om der normalt kan regnes med en mobilisering af deformationsparametrene under forøget belastning, skal det til enhver tid kontrolleres, at der ikke forekommer brud i jorden med efterfølgende accelererende tøjningstilvækst.

4.4 Kontrol og tilsyn

Kontrolundersøgelserne skal udføres i overensstemmelse med DS415, 'Fundering' og DS449, 'Pælefunderede offshore stålkonstruktioner' med nedennævnte ændringer og tilføjelser.

4.4.1 Detailkontrol af bundtopografi

For fundamentstyper som placeres ovenpå havbunden eller på en udlagt sprængstenspude, og hvis virkemåde er afhængig af bundtopografien, skal der gennemføres en detailkontrol umiddelbart inden installation af fundamentet. Kontrolomfanget fastlægges under hensyntagen til de udførte forundersøgelser og konstruktionens følsomhed over for bundforhold, der afviger fra det forudsatte.

En dykkerinspektion eller undervands-videoinspektion af havbunden umiddelbart inden installation vil normalt være tilstrækkeligt

4.4.2 Pæleramning

Rammearbejdets fulde forløb skal registreres i en rammejournal i hht. specifikationerne i DS449, 'Pælefunderede offshore stålkonstruktioner'.

For enkeltpæle (lodpæle) skal pælens vinkel med lodret under nedramningen jævnlige registreres og noteres i rammejournalen.

Hvor den vertikale pælebæreevne ikke er kritisk, kan undlades registrering af evt. dannet bundprop.

4.4.3 Erosion

Hvis der ved projekteringen er fastsat en øvre grænse for erosion af havbunden eller et eventuelt erosionsbeskyttende lag omkring fundamentet, skal det efter installation regelmæssigt tilses at denne grænse ikke overskrides.

5. MATERIALER OG KORROSION

Afsnittet vedrører kun beton- og stålkonstruktioner samt tilhørende beskyttelsessystemer for fundamenter og tårne indtil underkant af nacellen - ikke vinger, motor og installationer. Endvidere tager afsnittet udgangspunkt i de holdbarhedsmæssige forhold. Konstruktionerne skal korrosionsbeskyttes på en sådan måde, at der ikke opstår skader, som i konstruktionens forventede levetid kan føre til lavere sikkerhed end foreskrevet i relevant(e) konstruktionsnormer. Funderingspæle skal omfattes af korrosionsbeskyttelsen. Det skal ved materialevalg til konstruktionsdele, svejsesømme, bolte, armering og vedhæng til konstruktion sikres, at der ikke benyttes metallegeringer, der vil fungere som katoder for den øvrige konstruktion.

5.1 Betonkonstruktioner og beskyttelsessystemer

Der skal generelt tages følgende forholdsregler:

- Krav til betonsammensætning skal tilpasses således at det er muligt at opnå en beton med rimelig bearbejdelighed samtidig med at der kan opnås tilstrækkelig holdbarhed. Armeringsarrangementer, geometri m.m. skal udføres hensigtsmæssigt. Anvendelse af særlige tiltag som formdug skal indarbejdes.
- Der iværksættes tiltag der sikrer, at der ikke opstår fejl eller skader på betonkonstruktionerne. Især skal det sikres at temperatur og fugtpåvirkninger ikke skader betonkonstruktionen. En grundig forberedelse og styring af støbeprocessen skal sikres.
- Der indarbejdes systemer der sikrer konstruktionernes holdbarhed selvom der er fejl og skader på betonkonstruktionerne.
- Samlingsdetaljer ved overgang mellem tårn og fundament skal udformes således at der ikke sker ophobning af chlorider og fugt.

Intentionerne skal indarbejdes og kvaliteten af udførelsen skal sikres bl.a. ved skærpet krav med hensyn til sammensætning af beton for at opnå egnet bearbejdelighed, samt til håndtering og beskyttelse af betonen under hærdningen.

Med henblik på at sikre den ønskede levetid, skal der iværksættes særlige tiltag for at undgå de skader, der er opstået i udførelsesfasen.

Stålarmeringen i armerede betonkonstruktioner skal beskyttes mod korrosion. Denne beskyttelse kan bedst opnås ved at stille krav om et tilstrækkeligt betondæklag, en tæt betonstruktur, begrænsning af revnedannelse og revnevidder, anvendelse af gældende regler for minimumsarmering og fordeling af armering. Idet der samtidigt refereres til krav og mere detaljeret beskrivelse givet i reference /1/ og /4/, anbefales det at betonen sammensættes svarende til miljøklasse E, skærpet kontrolklasse, jf. reference /5/ og /6/. Det anbefales, at følgende krav som minimum opfyldes:

- Minimum betondæklag er 50 mm
- Betonens karakteristiske trykstyrke, $f_{ck} > 40$ MPa
- Vand- cement forhold for betonen, $v/c < 0,40$
- Maksimal stenstørrelse, $d_{max} \leq 32$ mm eller minimums afstand mellem armeringsstænger

- Maksimal beregnet revnevidde er 0,1-0,2 mm baseret på metode til beregning af revnevidde givet DS411, 1999, afsnit 6.3.
Denne revneviddeberegning skal inkludere armeringsspændinger hidrørende fra både ydre last, svind, krybning og temperaturdifferencer.
- Maksimal afstand mellem armeringstænger (slap armering) er 150-200 mm.
- Anvendelse af armering med relativt små armeringsdiametre (D=12-20 mm) så vidt muligt.
- Anvendelse af krav til minimumsarmering og fordeling af armering som anbefalet i DS411, 1999.

Kabelkanaler til spændarmering injiceres med grout efter opspænding.

Det anbefales at anvende katodisk beskyttelse i h.t. /7/ som ekstra korrosionsbeskyttelse af armeringen, ligesom anvendelse af rustfri armering på udsatte dele skal overvejes.

I bølgeskylszonen bør det endvidere overvejes at anvende glasfiberarmeret epoxy baseret maling som overfladebeskyttelse af betonen.

5.2 Stålkonstruktioner og beskyttelsessystemer

Stålkonstruktioner til vindmøller skal normalt udføres i overensstemmelse med DS 412 i varmvalset konstruktionsstål med betegnelserne S275, S235 eller S355 der opfylder kravene i DS/EN 10025 eller tilsvarende f.eks. DIN 17100.

Svejsesømme skal udføres i sømklasse I. i overensstemmelse med DS 412 og DS/ENV 1090. Bolte og skruer m.m. udføres i overensstemmelse med DS/ENV 20988.

Det skal vurderes om man med fordel kan udnytte de styrkemæssige fordele ved at vælge skærpet kontrolklasse.

Overfladebehandling skal generelt udføres svarende til miljøklasse C5-M og Im2 – marint miljø i overensstemmelse med bl.a. DS 1090 og DS/EN ISO 12944 Malinger og lakker – korrosionsbeskyttelse af stålkonstruktioner med malingssystemer.

Der anbefales følgende korrosionsbeskyttelse afhængig af placering i forhold til bølgeskylszonen, som defineret under afsnit 3.3.4.1.

Over bølgeskylszonen:

Ståloverflader over bølgeskylszonen beskyttes normalt med maling.

I bølgeskylszonen:

Stålkonstruktionsdele i bølgeskylszonen skal beskyttes ved korrosionsbeskyttelsessystemer, som er velegnet til at modstå det aggressive miljø i denne zone. Anerkendt design praksis er at benytte korrosionstillæg som hovedsystem for korrosionsbeskyttelse i bølgeskylszonen, d.v.s. godstykkelsen forøges af hensyn til korrosion. Det aktuelle korrosionstillæg for en given lokalitet skal vurderes i hvert enkelt tilfælde. For

beregning af korrosionstillæg kan man dog som vejledende for korrosionsraten i bølgeskylszonen antage 0,3 – 0,5 mm/per år (ref. /1/). Det bør bemærkes, at korrosionsraten generelt vil være stigende med alderen af konstruktionen. Det anbefales at kombinere beskyttelsessystemet baseret på korrosionstillæg med overfladebehandling f.eks. med glasfiberarmeret epoxymaling.

Under bølgeskylszonen:

Neddykkede ståloverflader bør beskyttes katodisk med offeranoder og/eller med påtrykt strøm. For anbefalinger vedrørende design af katodisk beskyttelsessystemer, grænser for påkrævet pontiale i stål m.v. kan der f.eks. henvises til Reference /2/ og /3/.

Indre ståloverflader som udsættes for påvirkning fra havvand, f.eks. indersiden af en pæl, beskyttes normalt med katodisk beskyttelse og overfladebehandling, jf. ref. /7/. Der skal udføres lynbeskyttelse i systemet.

I en zone omkring havbunden anbefales det at kombinere den katodiske beskyttelse med et korrosionstillæg på 3 mm på f.eks. pæle, og at regne med en reduceret udmattelseslevetid, der tager højde for at der ikke er fuld katodisk beskyttelse i en zone omkring havbunden.

Referencer:

- /1/ : DNV "Rules for Classification of Fixed Offshore Installations", January 1998
- /2/ : DNV Recommended Practice RP B401 "Cathodic Protection Design", 1993
- /3/ : DS Rekommandation DS/R 464 "Korrosionsbekyttelse af Stålkonstruktioner i marine omgivelser", 1988.
- /4/ : DS 411, "Norm for betonkonstruktioner", 4. udgave, 1999
- /5/ : DS 481, "Beton Materialer", 1. udgave, 1999
- /6/ : DS 482, "Udførelse af betonkonstruktioner", 1. udgave, 1999
- /7/ : prEN 12473: Generelle principper for katodisk beskyttelse i havvand. DS. 1996.

6. ANDRE FORHOLD

6.1 Arbejdssikkerhed

Arbejde i møllen

Der vil gælde samme regler med hensyn til arbejdssikkerhed ved arbejde på vindmøller til havs, som der gælder for tilsvarende vindmøller på land. Der henvises her til afsnit 3.6 i Teknisk grundlag.

Bemanning

Bemandingskrav svarende til bemandingsregler for ubemandede platforme på den danske sokkel bør følges. Der henvises til "Guidelines for design of unmanned production platforms (UP)".

Dette indebærer bl.a. at der skal udarbejdes procedurer for:

- Bemanning af møllerne.
- Hvordan miljøforholdene bliver monitoreret når møllerne er bemanded, og hvornår mandskabet bliver evakueret.

Skibstransport og landingsarrangement

Skibstransport til/fra møllerne og overførsel af mandskab dækkes af Søfartsstyrelsens foreskrift: "Teknisk forskrift A nr. 2 om arbejdets udførelse om bord på skibe".

- Heri er bl.a. følgende emner behandlet: Minimering af risici.
- Evaluering af risici som ikke kan forhindres.
- Bekæmpelse af risici ved kilden.
- Tilpasning af arbejdet til mennesket.

Søfartsstyrelsen skal acceptere løsninger og procedurer.

Helikoptertransport

Godkendende myndighed ved helikoptertransport og hoistoperationer er Statens Luftfarts Væsen (SLV).

Det forventes at hoistoperationer vil blive krævet udført i henhold til JAR/OPS 3.005(Z), Helihoist Operation.

En egentlig helikopterplatform forventes at skulle opfylde relevante krav i BL 3-5. BL 3-5 er udarbejdet med henblik på offshore-platforme for olie- og gasproduktion. Det må således forventes at visse krav i BL 3-5 kan frafalde i forbindelse med vindmøller til havs.

6.2 Lynrekommandation.

Der henvises til DEFU lynrekommandation 25. Dimensionering af lynbeskyttelse skal kombineres med dimensionering af korrosionsbeskyttelse. Se i øvrigt DEFU Rep. 394-10 Lynbeskyttelse af vindmøller (Del 9: Forhold vedr. korrosion af offshorefundamenter, Del 10: Beregning af inducerede strømme og spændinger).

6.3 Afmærkning

Luftfartsafmærkning

Generelt skal afmærkningen af vindmøller med hensyn til luftfarten følge reglerne i BL 3-10 "Bestemmelser om luftfartshindringer". I BL 3-10 er det angivet at afmærkningen skal foretages i.h.t. følgende regler:

- 0-100 m: Ingen afmærkning nødvendig.
- 100-150 m: Nødvendigheden for afmærkning afgøres af SLV.
- Over 150 m: Afmærkning er et krav.

Afmærkningen skal aftales med SLV, herunder også Flyvertaktisk kommando (Forvarsministeriet). Herfra kan der være yderligere krav som følge af brug af redningshelikoptere, som flyver i lav højde. Ved fastsættelse af luftfartsafmærkning skal Farvandsvæsnet inddrages, da denne afmærkning eventuelt kan have betydning for søfarten.

Farvandsafmærkning

Afmærkningsomfanget afgøres fra sag til sag. Bygherren skal udarbejde et forslag til farvandsafmærkning evt. med input fra Farvandsvæsnet.

Farvandsvæsnet afgør om forslaget til farvandsafmærkning kan accepteres.

6.4 Støj

Der gælder samme regler som på land.

6.5 VVM redegørelse

VVM-redegørelsen ligger ud over den tekniske godkendelse af vindmølle anlæg. Men der gøres opmærksom på, at der af bygherren i forbindelse med opstillingstilladelse af vindmøller på havet skal udarbejdes en VVM-redegørelse (Vurdering af Virkninger på Miljøet). Kravene til indholdet af VVM-redegørelsen følger af EF's VVM-direktiv af 27. juni 1985 med ændringer af 3. marts 1997 samt bekendtgørelse nr. 815 af 28. august 2000 om vurdering af virkninger på miljøet (VVM) af elproduktionsanlæg på havet.

Miljø- & Energiministeriet har i et notat af februar 2000 opstillet retningslinier for udarbejdelse af VVM-redegørelse for vindmølleparker på havet.

7. BILAG

Bilagene skal betragtes som vejledende. Til disse skal lægges lasttilfældene angivet i afsnit 3, Laster og lasttilfælde.

Der gøres opmærksom på, at der til møllernes elektriske systemer kan blive stillet specielle krav p.g.a. ønske om netregulerings egenskaber. Disse krav er en skærpelse i forhold til gældende praksis på land, og der skal tages hensyn til eventuelle nye lasttilfælde herfra, som ikke er dækket af Bilag A.

BILAG A: LASTTILFÆLDE IFØLGE DS 472 OG DEN DANSKE GODKENDELSESRORDNING:

Lastsituation	DLC	Vindforhold	Andre forhold	Beregnings type	Partial koef- ficienter
<i>Normale lasttilfælde</i>					
Produktionskørsel	6.2.1.1	$V_{start} < V_{nav} < V_{stop}$ Turbulens fra anneks A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Krøje fejl (fordeling) medregnes Tillæg for parkturbulens Mange vindfiler nødv. for at få ekstrem værdi	U	Tabel 5.4
	6.2.1.1	$V_{start} < V_{nav} < V_{stop}$ Turbulens fra anneks A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft. Weibull fordeling	Krøje fejl (fordeling) medregnes Tillæg for parkturbulens Vurdering af nødvendighed for flere vindfiler	F	Tabel 5.4
	6.2.1.2	$V_{nav} = V_{min}, V_{nom}$ og V_{max} Turbulens fra anneks A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Tillæg for parkturbulens	U	
	6.2.1.2	$V_{nav} = V_{min}, V_{nom}$ og V_{max} Turbulens fra anneks A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Tillæg for parkturbulens Hvis ikke andet er dokumenteret kan i DK anvendes (pr. år): 2000 lavvindsstarter 700 generatoromkoblinger 700 generatoromkoblinger 50 højvindsstarter	F	
Stop el. Overgang til kontrolleret friløb	6.2.1.3	$V_{nav} = V_{min}, V_{nom}$ og V_{max} Turbulens fra anneks A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Tillæg for parkturbulens	U	
Normal stop-sekvens	6.2.1.3	$V_{nav} = V_{min}, V_{nom}$ og V_{max} Turbulens fra anneks A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Tillæg for parkturbulens Hvis ikke andet er dokumenteret kan i DK anvendes (pr. år): 2000 lavvindsstop 50 højvindsstop	F	
Stilstand eller kon- trolleret friløb	6.2.1.4	$V_{nav} < V_{min}$ $V_{nav} > V_{max}$ (såfremt friløb) Weibull fordeling		F	

<i>Ekstraordinære lasttilfælde</i>				
Ekstreme Vindforhold 50 års hændelse	6.2.2.1	$V_{nav} = V_{10min}$ Turbulens fra anneks A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Kombineret med mest ufordeltagtig blad-, rotor- og krøjeposition (evt. kan møllens konstruktion udelukke visse kombinationer af rotorposition og vindretning) Elektrisk net kan ikke regnes tilstede	U
	6.2.2.1	$V_{nav} = V_2$	Kombineret med mest ufordeltagtig blad-, rotor- og krøjeposition (evt. kan møllens konstruktion udelukke visse kombinationer af rotorposition og vindretning) Elektrisk net kan ikke regnes tilstede	U
	6.2.2.1	$V_{nav} = 10 \rightarrow 25 \text{ m/s}$ samtidig med vindretning $0^\circ \rightarrow 90^\circ$ på 30 sekunder		U
	6.2.2.2	Vindhastighed givet af fabrikant		U
Transport, montage og opstilling af møllen	6.2.2.3	Vindhastighed givet af fabrikant	Manuel betjening	U
	6.2.2.4	$V_{nav} = 1.3 \cdot V_{max}$		U
Aktivering af luft- brems	6.2.2.4	$V_{nav} = 1.3 \cdot V_{max}$	Mest ugunstig krøje fejl Skæv anblæsning	U
	6.2.2.4	$V_{nav} = 0.5 \cdot V_{10min}$ Turbulens fra anneks A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Tillæg for parkturbulens	U
Frløb med luft- brems aktivret	6.2.2.4	$V_{nav} = 0.5 \cdot V_{10min}$ Turbulens fra anneks A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Tillæg for parkturbulens Mest ugunstig krøje fejl 50 timer	F

Fejl i krøjesystem	6.2.2.5	$V_{nav} < V_{max}$ Turbulens fra annekts A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Tillæg for parkturbulens Mest ugunstig krøjefejl (inkl. bagvind)	U	
	6.2.2.5	$V_{nav} < V_{max}$ Turbulens fra annekts A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Tillæg for parkturbulens Mest ugunstig krøjefejl 50 timer. Evt. udnytte ekstra overvågning be- grænser krøjefejl/varighed	F	
Svigt i det ene silke- kerbedssystem Arbejdsforhold	p. 32	$0.75 \cdot V_{z_2}$	Omdrejningsfrekvens må ikke overstige $n_{l,max}$	U	
	Teknisk Grundl. p. 31	$V_{nav} < V_{max}$	Blokering af rotor, pitch og krøjesystem	U	
Fejl i bladvinkel- regulering Et blad i mest ugun- stige position	6.2.2.5	$V_{nav} < V_{max}$ Turbulens fra annekts A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Krøjefejl Tillæg for parkturbulens	U	
	6.2.2.5	$V_{nav} < V_{max}$ Turbulens fra annekts A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Krøjefejl Tillæg for parkturbulens 200 timer	F	
Fejl i luftbremse- system "tip"-bremsen ikke bragt i normalstilling	6.2.2.5	$V_{nav} < V_{max}$ Turbulens fra annekts A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Krøjefejl Tillæg for parkturbulens	U	
	6.2.2.5	$V_{nav} < V_{max}$ Turbulens fra annekts A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Krøjefejl Tillæg for parkturbulens 200 timer	F	
Ulykkestilstand					
Fritløb, med en aerodynamisk bremse ude af funk- tion	6.2.3	$V_{nav} = V_{max}$ Turbulens fra annekts A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Krøjefejl Tillæg for parkturbulens	U	
	6.2.3	$V_{nav} = V_{max}$ Turbulens fra annekts A1 log. vindprofil, Kaimal spektrum, exponentiel kohærensft.	Krøjefejl Tillæg for parkturbulens 100 timer	F	

Bilag B: LASTTILFÆLDE, med referencer til afsnittene (DLC) i IEC 61400-1:

Lastsituation	DLC	Vindforhold*	Bølgeforhold	Isforhold	Andre forhold	Beregnings type	Partial koefficienter
1) Energi produktion	1.1	NTM $V_{hub} = V_r$ or V_{out}				U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$				F	*
	1.3	ECD $V_{hub} = V_r$				U	N
	1.4	NWP $V_{hub} = V_r$ or V_{out}			Ekstern elektrisk fejl	U	N
	1.5	EOG ₁ $V_{hub} = V_r$ or V_{out}			Tab af net	U	N
	1.6	EOG ₃₀ $V_{hub} = V_r$ or V_{out}				U	N
	1.7	EWS $V_{hub} = V_r$ or V_{out}				U	N
	1.8	EDC ₃₀ $V_{hub} = V_r$ or V_{out}				U	N
	1.9	ECG $V_{hub} = V_r$				U	N
2) Produktion, hvor der opstår fejl	2.1	NWP $V_{hub} = V_r$ or V_{out}			Kontrolsystem fejl	U	N
	2.2	NWP $V_{hub} = V_r$ or V_{out}			Beskyttelsessystem eller efterfølgende intern elektrisk fejl	U	A
3) Opstart	2.3	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$			Kontrol eller beskyttelsessystem fejl	F	*
	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$				F	*
	3.2	EOG ₁ $V_{hub} = V_{in}$, V_r or V_{out}				U	N
4) Normal Stop	3.3	EDC ₁ $V_{hub} = V_{in}$, V_r or V_{out}				U	N
	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$				F	*
	4.2	EOG ₁ $V_{hub} = V_r$ or V_{out}				U	N
5) Nødstop	5.1	NWP $V_{hub} = V_r$ or V_{out}				U	N
	6.1	EWM $V_{hub} = V_{e50}$			Muligt tab af net	U	N
6) Parkeret (stående stille eller kører rundt)	6.2	NTM $V_{hub} < 0.7V_{ref}$				F	*
	7.1	EWM $V_{hub} = V_{cl}$				U	A
7) Parkeret og fejl						U	T
8) Transport, samling, vedligehold og reparation	8.1	Indføjes af fabrikant				U	
Forkortelser, se næste side							
* Hvis ingen (normal) stop vindhastighed V_{out} er defineret, bør værdien af V_{ref} bruges.							

Forklaring til tabel med lasttilfælde:

- DLC Design load case
- ECD Extreme coherent gust with direction change
- ECG Extreme coherent gust
- EDC Extreme direction change
- EOG Extreme operating gust
- EWM Extreme wind speed model
- EWS Extreme wind shear
- Subscript Returperiode in years
- NTM Normal turbulence model
- NWP Normal wind profile model
- F Fatigue
- U Ultimate
- N Normal and extreme
- A Abnormal
- T Transport and erection
- Partial safety factor for fatigue

Bilag C: VÆGTET PARTIALKOEFFICIENT

C1 Bestemmelse ved lastsammensætning på udvalgt sandsynlighedsniveau for ekstremlast

Nedenfor gives en foreløbig forenklet metode til bestemmelse af den vægtede partialkoefficient. Det er kritisk for resultatet at der foretages en nøje udvælgelse af den kombinerede hændelse for vindlast og bølge/islast.

Idet vindlastens partialkoefficient på 1,5 svarer til at vindlasten optræder med $p = 7,6 \times 10^{-4}/\text{år}$ ($T = 1320$ år) kan partialkoefficienter for sammensatte laster (f_R) bestemmes ud fra sammenligning af resultater fra 2 simuleringer som:

Sammensat vind og bølgelast:

$$f_R = R_{\max}(\text{vind} + \text{bølger for } p = 7,6 \times 10^{-4}/\text{år}) / R_{\max}(\text{vind} + \text{bølger for } p = 2 \times 10^{-2}/\text{år})$$

Sammensat vind og islast:

$$f_R = R_{\max}(\text{vind} + \text{is for } p = 7,6 \times 10^{-4}/\text{år}) / R_{\max}(\text{vind} + \text{is for } p = 2 \times 10^{-2}/\text{år})$$

C2 Eksempel på bestemmelse af vægtede partialkoefficienter for ekstremlast

Ekstrem vind og bølgelast

Eksempel:

Eksempel	Vanddybde m	Kombination	hyppighed	Vindlast (max.)*		Bølgelast (max.)**		Vind + bølgelast***		f_{F_x}	f_{M_y}
				F_x	M_y	F_x	M_y	F_x	M_y		
				MN	MNm	MN	MNm	MN	MNm	-	-
1	5,8	Alle	2×10^{-2}	0,56	38,8	1,60	10,6	1,90	41,5	1,00	1,00
	5,8	Vind	$7,6 \times 10^{-4}$	0,84	58,2					1,50	1,50
		Bølger				1,92	13,1			1,20	1,20
		Vind + bølger		0,84	58,2	1,92	13,1	2,39	61,4	1,26	1,46
2	10	Alle	2×10^{-2}	0,56	41,1	2,20	24,2	2,50	52,3	1,00	1,00
	10	Vind	$7,6 \times 10^{-4}$	0,84	61,7					1,50	1,50
		Bølger				2,64	29,0			1,20	1,20
		Vind + bølger		0,84	61,7	2,64	29,0	3,09	73,2	1,24	1,40

*DS472

**bestemmes ved modelforsøg kombineret med statistisk sammensætning (foreløbigt typisk skøn)

***bestemmes ved simuleringer af kombinerede tidsserier. Foreløbigt skøn: Der antages at middel

vindlasterne er halvdelen af de maksimale vindlaste og at de kombinerede laster kan beregnes ud fra $F_x = 0,5 F_{x,\text{vind}} + ((0,5 F_{x,\text{vind}})^2 + (F_{x,\text{bølge}})^2)^{0,5}$ og $M_y = 0,5 M_{y,\text{vind}} + ((0,5 M_{y,\text{vind}})^2 + (M_{y,\text{bølge}})^2)^{0,5}$

Tabel C1 Eksempel på bestemmelse af partialkoefficienter ved metode C2

Det fremgår af ovenstående at partialkoefficienten på den kombinerede last for horisontalkraft i ovenstående eksempel er i størrelsesordenen 1,25 mens partialkoefficient på væltende moment er i størrelsesordenen 1,45.

C3 Sammensætning af driftlaster med tilhørende bølgelast

Først bestemmes antal gentagelser for simuleringsperioden i levetiden hhv. drift vindlast og drift vindlast kombineret med bølgelast. Der defineres en sikkerhedsfilosofi baseret på en antagelse om at vejret bliver gennemsnitligt dårligere i hele levetiden svarende til at hyppigheden for maksimum driftsituationen optræder dobbelt så hyppigt som normalt. Antal hændelser multipliceres derfor med 2 faktor. Der udføres derefter en række simuleringer for vind og simuleringer/modelforsøg af bølgelast til bestemmelse af den relative fordelingsfunktion af maksimum hændelsen. Derefter udføres der tilsvarende simuleringer af de kombinerede hændelser (minimum 50).

Nogle foreløbige analyser har vist at det kan antages at den relative fordelingsfunktion er normalfordelt. Ud fra de forskellige simuleringer bestemmes bedste skøn på spredningen. Hvis der er afvigelser fra antagelsen om normalfordeling lægges der vægt på de mest sjældne hændelser og herudfra bestemmes et forsigtigt skøn for spredning i den tilnærmede normalfordeling.

Eksempel

Eksempel	Vanddybde	Antal 10 min. hændelser i levetid	Vindlast (max.)			Bølgelast (max.)			Vind + bølgelast**					
			F_{xv} (mid-del-max)	M_{yv} (mid-del-max)	σ_v	F_{xb} (mid-del-max)	M_{yb} (mid-del-max)	σ_b **	F_x (mid-del-max)*	M_y (mid-del-max)*	$1+k\sigma_{F_x}$	$1+k\sigma_{M_y}$	F_x (max) ***	M_y (max) ***
			MN	MNm		MN	MNm		MN	MNm			MN	MNm
1	5,8	3.000	0,69	44,8	0,05	1,40	9,3	0,12	1,87	47,4	1,35	1,22	2,52	57,9
2	10	3.000	0,69	47,7	0,05	1,93	21,2	0,12	2,39	58,0	1,37	1,26	3,27	72,9

*Foreløbigt skøn for middel-max værdier (baseret på at middelvindlast er 65 % af maksimal vindlast):

$$F_x = 0,65 F_{x,vind} + ((0,35 F_{x,vind})^2 + (F_{x,bølge})^2)^{0,5} \text{ og } M_y = 0,65 M_{y,vind} + ((0,35 M_{y,vind})^2 + (M_{y,bølge})^2)^{0,5}$$

**gælder kun for kraftigt dybdebegrænsede bølgelaster med dominans af inertikræfter

$$***F_x (\text{max}) = F_x (\text{middel-max}) \times (1 + k\sigma_{F_x})$$

$$***M_y (\text{max}) = (M_y (\text{middel-max}) \times (1 + k\sigma_{M_y}))$$

hvor k bestemmes ud fra antal hændelser for normalfordelingen (k = 3,1 for n = 1000, k = 3,4 for n = 3.000, k = 3,75 for n = 10.000, k = 4,05 for n = 30.000)

Tabel C2 Eksempel på bestemmelse af maksimal sammensat driftvindkraft og tilhørende bølgekraft

Foreløbigt skøn: $\sigma_{F_x} = (\sigma_v \times F_{xv} + \sigma_b \times F_{xb}) / (F_{xv} + F_{xb})$, $\sigma_{M_y} = (\sigma_v \times M_{yv} + \sigma_b \times M_{yb}) / (M_{yv} + M_{yb})$

C4 Sammensætning af ekstrem islast med tilhørende (drift) vindlast

Først bestemmes antal gentagelser for simuleringsperioden i levetiden for ekstrem islast kombineret med drift vindlast. Der udføres derefter en række simuleringer for simuleringer/modelforsøg af islast og for vind (minimum 10) til bestemmelse af den relative fordelingsfunktion af maksimum hændelsen. For islast omregnes til en hændelse svarende til en hyppighed på hhv. 2×10^{-2} (karakteristisk last) og $7,6 \times 10^{-4}$. I eksemplet svarer det til at den karakteristiske last multipliceres med en faktor 1,85 (for bøjningsbrud) for at finde islasten svarende til en hyppighed på $7,6 \times 10^{-4}$. Derefter udføres der tilsvarende simuleringer af de kombinerede hændelser.

Nogle foreløbige analyser har vist at det kan antages at den relative fordelingsfunktion er normalfordelt. Ud fra de forskellige simuleringer bestemmes bedste skøn på spredningen. Hvis der er afvigelser fra antagelsen om normalfordeling lægges der vægt på de mest sjældne hændelser og herudfra bestemmes et forsigtigt skøn for spredning i den tilnærmede normalfordeling.

Eksempel:

Hyppighed 2×10^{-2} :

Eksempel	Vanddybde	Antal 10 min. hændelser	Vindlast (max.)			Islast (max.)			Vind + islast**					
			F_{xv} (mid-del-max)	M_{yv} (mid-del-max)	σ_v	F_{xi} (mid-del-max)	M_{yi} (mid-del-max)	σ_i **	F_x (mid-del-max)*	M_y (mid-del-max)*	1+k σ_{F_x}	1+k σ_{M_y}	F_x (max) ***	M_y (max) ***
			MN	MNm		MN	MNm		MN	MNm			MN	MNm
1	5,8	100	0,69	44,8	0,05	1,00	10,3	0,12	1,51	51,1	1,21	1,15	1,82	58,6
2	10	100	0,69	47,7	0,05	1,00	14,8	0,12	1,51	57,1	1,21	1,15	1,82	65,9

Hyppighed $7,6 \times 10^{-4}$:

Eksempel	Vanddybde	Antal 10 min. hændelser	Vindlast (max.)			Islast (max.)			Vind + islast**					
			F_{xv} (mid-del-max)	M_{yv} (mid-del-max)	σ_v	F_{xi} (mid-del-max)	M_{yi} (mid-del-max)	σ_i **	F_x (mid-del-max)*	M_y (mid-del-max)*	1+k σ_{F_x}	1+k σ_{M_y}	F_x (max) ***	M_y (max) ***
			MN	MNm		MN	MNm		MN	MNm			MN	MNm
1	5,8	100	0,69	44,8	0,05	1,85	19,1	0,12	2,33	57,5	1,23	1,16	2,87	66,8
2	10	100	0,69	47,7	0,05	1,85	27,4	0,12	2,33	66,8	1,23	1,17	2,87	78,4

*Foreløbigt skøn for middel-max værdier for fundament med iskonus:

$$F_x = 0,65 F_{x,vind} + 0,55 F_{x,is} + ((0,35 F_{x,vind})^2 + (0,45 F_{x,is})^2)^{0,5}$$

$$\text{og } M_y = 0,65 M_{y,vind} + 0,55 M_{y,is} + ((0,35 M_{y,vind})^2 + (0,45 M_{y,is})^2)^{0,5}$$

**gælder kun for islast på konus og med middel vindlast = 65 % af maksimal vindlast

$$***F_x (\max) = F_x (\text{middel-max}) \times (1 + k\sigma_{F_x}), M_y(\max) = M_y (\text{middel-max}) \times (1 + k\sigma_{M_y})$$

hvor k bestemmes ud fra antal hændelser for normalfordelingen (k = 2,3 for n = 100, k = 3,1 for n = 1000, k = 3,4 for n = 3.000, k = 3,75 for n = 10.000, k = 4,05 for n = 30.000)

Tabel C3 Eksempel på bestemmelse af maksimal sammensat ekstrem iskraft med drift-vindkraft

Der udføres foreløbig alene en vurdering af et stift fundament med islast på 55° konus uden væsentlig dynamisk forstærkning. Ud fra forsøg med islast bestemmes følgende (middel-maksimum) parametre for islast:

$$F_i = F_{i0} + F_{ivar} + F_{ihøj}$$

hvor

F_{i0} = kvasistationær komponent

F_{ivar} = varierende komponent i periodeinterval ca. 1-10 s

$F_{ihøj}$ = højfrekvent komponent

Der anvendes følgende grove model:

Vandret: $F_{i0} + F_{ihøj} = 0,55 F_i$, $F_{ivar} = 0,45 F_i$,

Lodret: $F_{iz} = 0,5 F_i$ virkende i højvandspejl

Foreløbigt skøn: $\sigma_{F_x} = (\sigma_v \times F_{xv} + \sigma_i \times F_{xi}) / (F_{xv} + F_{xi})$

$\sigma_{M_y} = (\sigma_v \times M_{yv} + \sigma_b \times M_{yi}) / (M_{yv} + M_{yi})$

Ud fra granskningsnote, som beskriver Ralstons teori og giver et skøn for tidsvariationen, kan anvendes $F_{i0} = 0,55 F_i$, $F_{ivar} = 0,45 F_i$ (her er ikke medtaget en højfrekvent komponent).

Bilag D. IEC Klasse S beskrivelse

IEC(ENV) 1400-1, 1.edition:1994 (Wind Turbine Generator systems – Safety requirements) og IEC 61400-1, 2.edition:1999 er ikke gældende normer, hverken i Danmark eller i Europa. Der er her, som en hjælp til den der måtte søge godkendelse i lande, der har implementeret IEC-normen, foretaget en 'oversættelse' af den heri beskrevne danske normmølle til en IEC-klasse S mølle som specificeret i IEC 61400-1, 2.edition:1999.

Der kan i specielle tilfælde være tale om at supplere de danske normer med f.eks. DIN normer.

Tabuleringen nedenfor svarer til kravene specificeret i IEC 61400-1, ed.2, Annex A. Der er dog tilføjet en specifikation af den strukturelle sikkerhed, der skal tilstræbes.

D.1 Maskinparametre

Forhandles mellem køber/sælger og udfyldes

Maskinparametre:	Parameter	Dim.
Maksimal effekt		kW
Navnhøjde vindhastigheds-driftområde	$V_{in} - V_{out}$	m/s
Teknisk levetid		år

D.2 Vindforhold

Vindforhold:	Parameter	Dim
Karakteristisk turbulensintensitet som funktion af middelvindhastighed, udmattelse	$I = 1 / \ln(h / z_0)$ $z_0 = 0.001 \text{ m}^{(4)}$	-
Karakteristisk turbulensintensitet som funktion af middelvindhastighed, ekstremvind	$I = 1 / \ln(h / z_0)$ $z_0 = 0.004 \text{ m}^{(6)}$	-
Årsmiddelvindhastighed De angivne årsmiddelvindhastigheder kan kun anvendes til strukturelle beregninger.	50 m højde. Extrapoleres efter DS 472 med $z_0 = 0.001 \text{ m}^{(6)}$. Horns Rev 9.5 De indre danske farvande: 8.5 Eller beregning efter Wasp	m/s m/s
Middel hældning af strømning	0	Deg.
Vindhastighedsfordeling (Weibull, Rayleigh, measured, other)	Weibull, parameters from European Wind Atlas	
Basisvindhastighed	Horns Rev: $v_b = 28$ Læsø, Omø stålgrund, Rødsand: $v_b = 24$	m/s m/s
(NWP) Normal vindprofil model og parametre	Logaritmsk profil. $v_{10 \text{ min}}(v) = v_b k_t \ln(h / z_0)$ $z_0 = 0.001 \text{ m}^{(6)}$, $k_t = 0.16$	m/s
Turbulens model og parametre	Kaimal, $\chi(L, n) = \exp(-12(nL / V_{10 \text{ min}}))$	m/s
Model for park-genereret turbulens	(2.1.6)	
(EWM) Ekstremvindhastighed i navnhøjde	$V_{e50} = v_b k_t (\ln(h_{nav} / z_0) + 3)$. $z_0 = 0.004 \text{ m}^{(6)}$, k_t se NWP ovf. $V_{e1} = 0.75 V_{e50}$, V_{e1} 2s middel	m/s m/s
(EOG) Model for ekstrem vindstød og parametre, for 1 og 50 års returperiode	Benyttes ikke i DK. For export benyttes IEC 61400-1 - model	
(EDC) Ekstrem vindretningsændring: model, og parametre for 1 og 50 års returperiode	Benyttes ikke i DK. For export benyttes IEC 61400-1 - model	
(ECG) Model for ekstrem kohærent vindstød og parametre	Benyttes ikke i DK. For export benyttes IEC 61400-1 - model	

⁴ Gælder på havet. Hvis møllen skal anvendes også på land, skal en højere z_0 værdi vælges og anføres her

(EDC) Model for ekstrem kohærent vindstød med vindretningsdrejning og parametre	På 30 s: både Vindhastighed 10→25, Retning 0→90	m/s, deg
(EWS) Model for ekstrem vertikal vindhastighedsændring of parametre	Benyttes ikke i DK. For export: benyttes IEC 61400-1 - model	
Vindforhold under bygning og drift	Separat rapport	

D.3 Strukturel sikkerhed

Definitionen af strukturel sikkerheds er ikke medtaget i IEC 61400-1, annekks A. Imidlertid er en mølle, der bygges til et andet sikkerhedsniveau end 61400-1, også en klasse S mølle (IEC61400-1, afsnit 5.3, para 3). Endvidere er det meningen med annekks A definitionen, at det skal være klart, hvilket mølledesign, der tales om.

Derfor må dette afsnit medtages i en klasse S specifikation.

Møllernes strukturelle sikkerhed fastlægges i følge danske normer.

For brug i IEC 61400-1 sammenhæng kan sikkerhedsniveauet illustreres ved følgende væsentlige partialkoefficienter⁶ for normal sikkerhedsklasse

Partialkoefficienter⁵:

Parameter	Danske normer, γ	Fraktil p%, COV $\delta\%$	IEC 61400-1, γ	IEC 61400-1 med valg af danske materialenormer.
Luftlast	1.5		1.35	1.35
Tyngdelast	1.0		1.1	1.1
Inertilaster	1.0		1.25	1.25
Funktionslaster	1.3		1.35	1.35
Stål, flydespænding	1.30	5%,5%	>1.04	1.30
Armering	1.25	5%,5%	>1.04	1.25
Beton	1.48	5%,15%	>1.16	1.48

Første søjle viser et udvalg af partialkoefficienter, når udelukkende danske normer skal benyttes. Sammenligning med IEC 61400-1 kan ikke blive præcis, da denne ikke har noget veldefineret sikkerhedsniveau. Det skyldes, at det er valgfrit, hvilket nationalt normsæt for materialer, der bruges. I Danmark vil man for eksempel bruge danske materialenormer. Derfor vil IEC 61400-1's sikkerhedsniveau afhænge af, hvilke materialenormer, der benyttes. Sidste søjle antyder niveauet, hvis danske materiale-normer benyttes sammen med IEC 61400-1. Niveauet vil ændres, hvis materialenormer fra andre lande benyttes.

Fundament, tårn, nacelle og rotor konstrueres til normal sikkerhedsklasse⁷. Konstruktionselementer i sikkerhedssystemet af sikkerhedsmæssig betydning konstrueres til høj sikkerhedsklasse.

D.4 Elektriske forhold

Denne tabel bør udfyldes efter forhandlinger køber/sælger

⁵ Denne opstilling af partialkoefficienter tjener kun til illustration i forbindelse med IEC, klasse S beskrivelsen. Angående krav til partialkoefficienter i dette havmølledesigngrundlag henvises til de foregående kapitler.

⁶ Ordet 'sikkerhedsniveau' benyttes som betegnelse for kombinationen af valgte partialkoefficienter og fraktiler valgt som karakteristiske værdier for laster og materialestyrker.

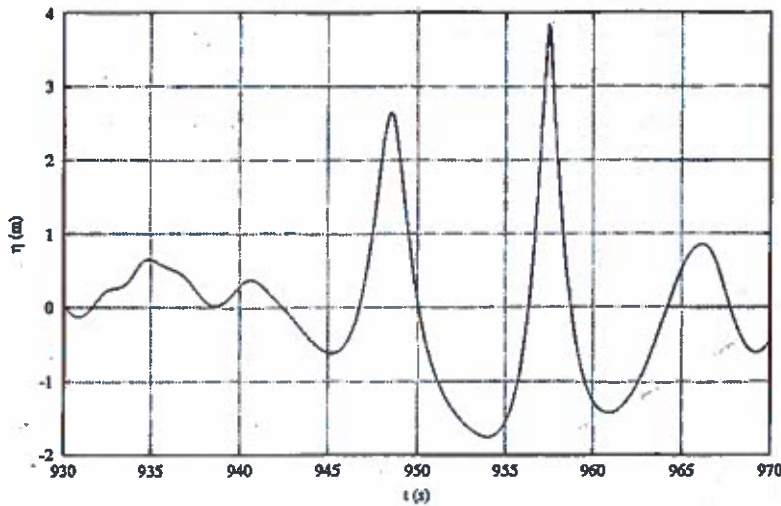
⁷ Sikkerhedsklasser defineret i DS 409.

Elektriske netforhold	Parameter	Dim.
Normal spænding og variationsinterval		V
Normal netfrekvens og variationsinterval		Hz
Spændings ubalance		V
Maksimal varighed af netudfald		sec,h,days
Antal elektriske udfald		år ⁻¹
"Auto-reclosing cycles" (beskrivelse)		
Opførsel ved symmetrisk og usymmetrisk fejl (beskrivelse)		

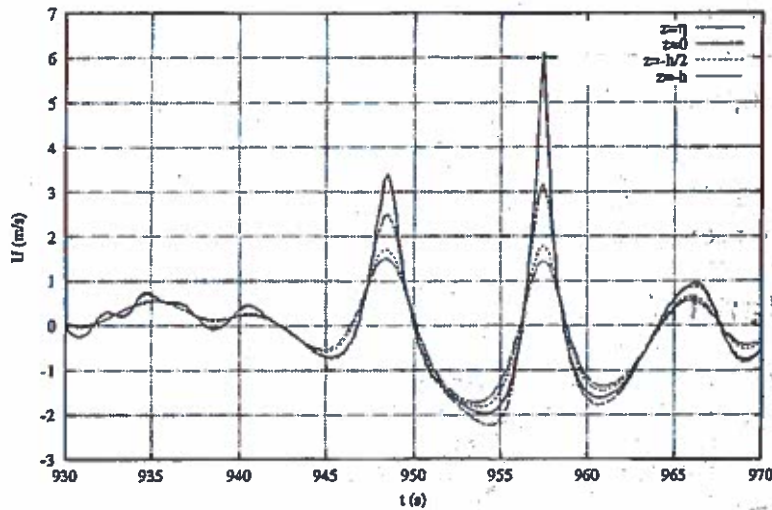
D.5 Andre ydre betingelser

Andre, ydre betingelser	Parameter	Dim.
Jordbundsstyrker, statik	Del 3	
Jordstyrker, dynamik	Del 3	
Normal vandstand og ekstremer	Del 2	
Model for bølger og bølgeretning, ekstreme højder svarende til 1 og 50 års "recurrence" intervaller	Del 2	
Model for strøm, ekstreme hastigheder svarende til 1 og 50 års "recurrence" intervaller	Del 2	
Model for iskræfter, ekstreme iskræfter som funktion af tværsnit, svarende til 1 og 50 års "recurrence" intervaller	Del 2	
Skibssted	Del 2	
Begroning (beskrivelse)	Del 2	
Materialer (beskrivelse)	Del 4	
Normal og ekstreme temperaturer	DS 472	°C
Luftfugtighed	Detaljeret undersøgelse	%
Densitet af luften	DS 472	kg/m ³
Sol(ind)stråling	1000	W/m ²
Regn, hagl, sne og overisning (overisning: se Del 3)		
Kemisk aktive substanser		
Mekanisk aktive partikler		
Beskrivelse lynbeskyttelsessystem	Del 5	
Jordskælv model og parametre		
Saltholdighed	Detaljeret undersøgelse	g/m ³

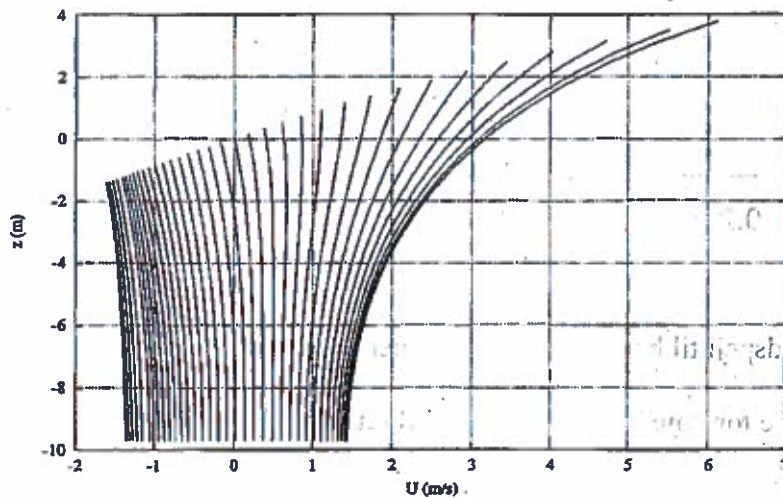
Bilag E: Illustrationer af bølger på lavt vand



Største beregnede bølgetop ved vindmølle

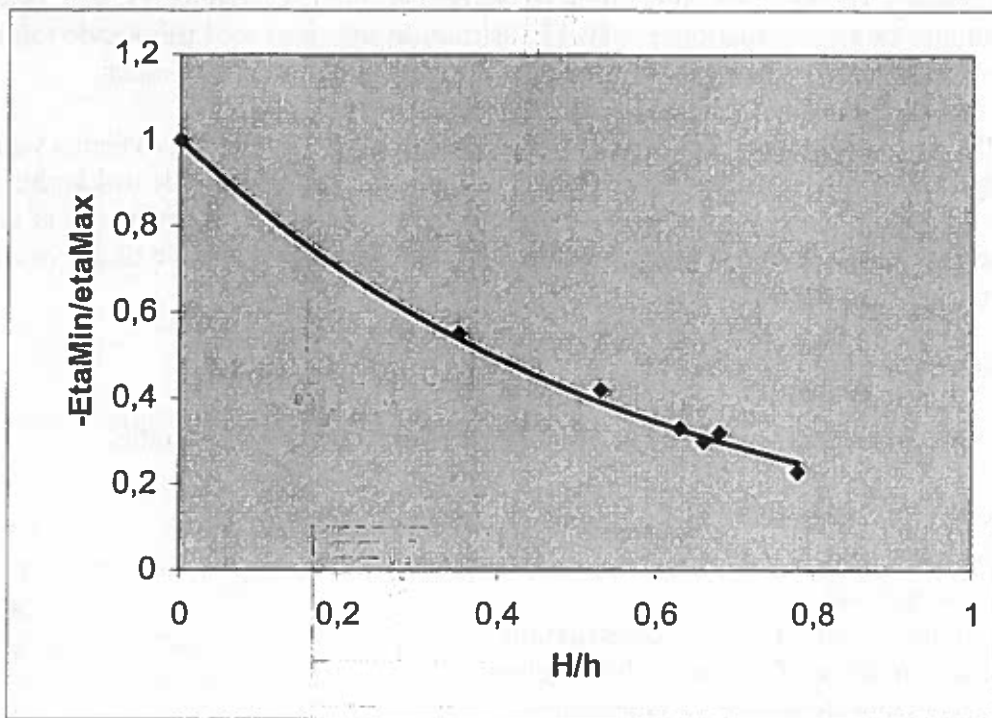


Samtidige vandrette hastigheder ved vindmølle (bølgetop, midlervandspejl, halv vanddybde og havbund)

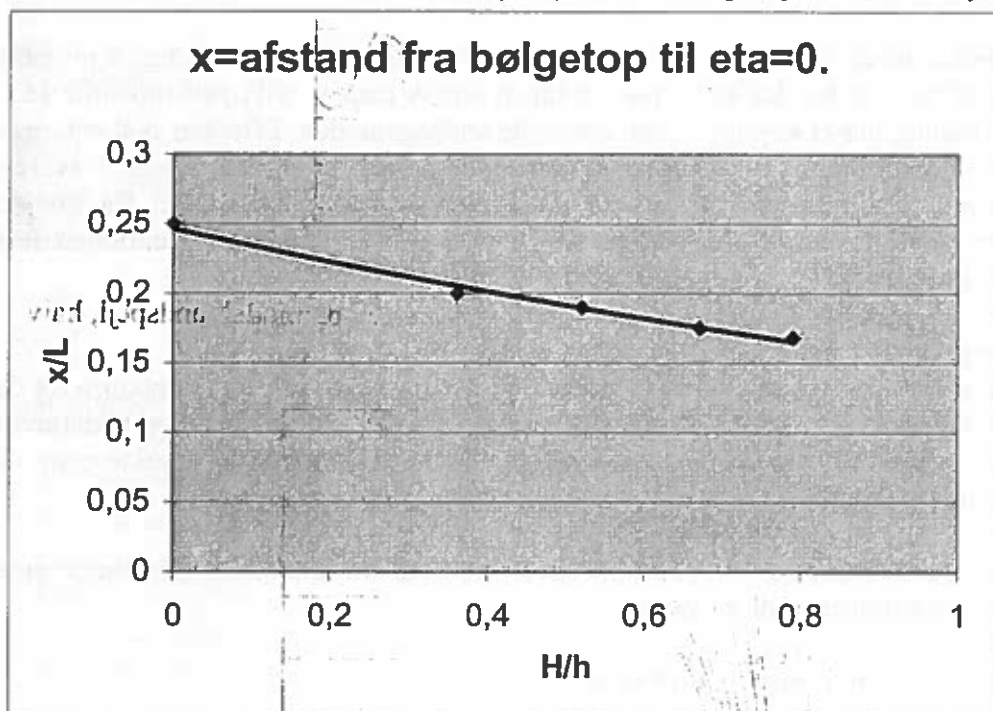


Vandrette hastigheder tæt på største bølgetop

Eksempler på resultater fra beregning af kinematik i høje bølger på lavt vand (Per Maden og Harry Bingham)



Bølgedal / bølgetop for forskellige bølgehøjder (H = bølgehøjde, h = vanddybde)



Afstand fra middelvandspejl til bølgetop (L = bølgelængde)

Typiske bølgeparametre for høje bølger på lavt vand (enkeltbølger beregnet ud fra strømfunctionsteorien)

Bilag F - Særlige forhold ved specifikke funderingskoncepter

Det skal til enhver tid dokumenteres, at jordbundsforhold med større styrker og stivheder end angivet ikke giver anledning til bæreevnebrud, uacceptable spændingskoncentrationer samt deformationer i såvel konstruktion som jord med tilhørende følgeskader. Dette gælder også krav til tilladelig skævsætning af konstruktionen.

For alle fundamentstyper skal den cykliske belastnings effekt på jordstivheden vurderes, og det skal eftervises, at ingen kritisk respons vil opstå indenfor de usikkerheder, der er knyttet til den anvendte analysemetode. Effekten skal evt. underbygges af laboratorieforsøg, hvor prøven (-erne) udsættes for en lasthistorik svarende til det værste dynamiske belastningstilfælde.

Direkte fundering

Der skal blandt andet tages hensyn til følgende relevante grænsetilstande:

- Svigt af totalstabilitet
- Bæreevnebrud
- Glidningsbrud
- Kombineret brud i jord og konstruktion
- Brud som følge af fundamentbevægelser
- Uacceptable flytninger og vibrationer
- Egenfrekvensanalyser

For direkte funderede konstruktioner skal effekten af cyklisk belastning på jordstivheden vurderes, og det skal eftervises, at ingen kritisk respons vil opstå indenfor de usikkerheder, der er knyttet til den anvendte analysemetode. Effekten skal evt. underbygges af laboratorieforsøg, hvor prøven (-erne) udsættes for en lasthistorik svarende til det værste belastningstilfælde som vurderes at hidrøre fra vindlasten. Da arbejdskurverne for konstruktion og jord er vanskelig at fastlægge bør konstruktionen derfor behandles i skærpet funderingsklasse

Glidning

Såfremt der regnes med passivt jordtryk skal der foreligge en dokumentation for den forventede skadeprocent (f.eks. erosion), også hvis tilfyldning omkring fundamentet indregnes. Den tilladelige maksimale skadeprocent skal til enhver tid afstemmes efter det konkrete projekt

Glidningsundersøgelsen skal omfatte såvel vandrette kræfter som torsionsmomenter om konstruktionens lodrette akse.

Glidning skal undersøges i 2 tilfælde:

- Efter DS 415
- Ved fundering på lerlag skal undersøges muligheden for opblødning af lerlaget. $c_u = k \times \sigma'$, hvor parameteren k (typisk værdi: $0,4 < k < 0,55$) fastlægges på grundlag af forsøg eller erfaringsværdier for tilsvarende jordarter, samt under hensyn til relevant deformationshastighed.

Egensvingninger

I forbindelse med beregning af egensvingningstider kan fundamentet påsættes fjedre, der afspejler jordens stivhed, se f.eks. DNV (1992) Classification Notes NO.30.4, Foundations.

Endvidere skal drænforholdene normalt antages således, at de virker til ugunst for konstruktionen.

I forhold til sædvanlige danske geologiske formationer fremhæves følgende:

- Uhærdet kalk (H1): Friktionsforhold skal afklares.
- Sprækket hærdet kalk: Såfremt der ikke kan optages intakte prøver skal de geotekniske egenskaber belyses gennem relevante in-situ forsøg f.eks. pressiometer forsøg.

Direkte fundering – skørt

Såfremt fundamentets stabilitet er baseret på en hel/delvis udnyttelse af differensvandtryk til optagelse af kortvarige trækkræfter skal dokumentationen endvidere indeholde vurdering af sikkerhed mod hydraulisk instabilitet.

Såfremt skørtfundamenter udnyttes til optagelse af vandrette kræfter skal der foreligge dokumentation for stabilitet af såvel konstruktion som den omkringliggende jord.

Såfremt skørtet har været udsat for en obstruktion med tilhørende skadesforvoldelse og skørtet indgår i den samlede konstruktion skal der ses bort fra skørtets stabiliserende bidrag til konstruktionens virkemåde.

Pælefundering

Pælefunderede fundamenter med store pæledimensioner (inkl. forbindelse imellem pæle og struktur) skal dimensioneres i henhold til principperne i Offshorenormen DS 449 og almindelig offshore praksis (se f.eks. DNV Class Note 30.4).

Pælene skal dimensioneres for mulig erosion af havbunden omkring konstruktionen (scour).

Fundamentet skal undersøges i følgende situationer:

- Elastisk brudgrænsetilstand
- Plastisk brudgrænsetilstand
- Udmattelsestilstand, der skal indeholde effekterne af de egentlige udmattelsespåvirkninger på konstruktionerne samt en eventuel delskade forårsaget af påvirkningerne fra pæleramning
- Rambarhedsanalyse
- Egenfrekvensanalyse

I den elastiske brudgrænsetilstandsanalyse undersøges spændinger i pæle og struktur. En pæl må højst nå op på flydespændingen.

I den plastiske brudgrænsetilstandsanalyse checkes totalstabiliteten af hele konstruktionen. I denne analyse må pælene flyde, blot pælene kan optage designbelastningerne.

Som et første skøn kan pælelængden for en tværbelastet pæl bestemmes ud fra kriteriet om, at der ikke må være nogen beregningsmæssig udbøjning i punktet hvor udbøjningslinien anden gang passerer den neutrale line under ekstrem last (zero toe-kick).

Ovenstående fører som regel til bestemmelse af en noget konservativ pælelængde. Et mere realistisk krav knytter den blivende deformation (pælens hældning i det lodrette plan) efter et stort antal lastvekslinger sammen med dels et æstetisk krav til hældning af vindmølletårn og dels et strukturelt krav vedrørende tillægspåvirkninger på møllekonstruktion og fundament.

Strukturen skal dimensioneres for den situation, hvor den står på havbunden på bærelader/pæleskabelon, inden pælene rammes.

Eventuelle belastninger på den omgivende struktur fra pæleramning skal vurderes detaljeret.

I forhold til sædvanlige danske geologiske formationer fremhæves følgende: Ved overførsel af erfaringstal fra moræner fra andre steder skal der lægges vægt på om det gælder moræner med samme kalkindhold idet dette giver anledning til ændrede parametre.

Sugebøtter

Fundamentet skal undersøges for følgende situationer:

- Installation af sugebøtterne.
- Plastisk brudgrænsetilstand
- Anvendelsestilstanden
- Egenfrekvensanalyse
- Shake up

Bøtterne skal dimensioneres således, at de kan nedpresses ved egenvægt eller suges ned ved hjælp af undertryk inde i bøtten. Sugens bøtterne ned skal det eftervises, at penetrationsmodstanden er mindre end den drivende kraft og at jorden inde i bøtten ikke løftes udover bidrag fra fortrængt materiale ved installationen.

Da havbunderosion langs fundamentsperiferien er særdeles kritisk for denne fundamentstypes bæreevne, skal der udvises særlig agtpågivenhed.

Geotekniske parametre

Der skal udarbejdes en tabel/skema over de enkelte jordlags karakteristika, hvor det klart fremgår hvilken position (-er) der er tale om og hvilke styrke- og deformationsparametre der benyttes i de enkelte jordlag og tilfælde.

Der fastsættes normalt følgende geotekniske parametre, som er defineret i DS 415:

- Klassifikationsparametre (γ' , γ_s , I_p , kornkurve)
- Styrkeparametre (φ' , c' , c_u , "k", α)
- Deformationsparametre (E' , E_u , K , Q)
- Dynamiske parametre ($d\epsilon/dt$, G_{dyn})