Livsløpsanalyse av flytende vindturbiner med hensyn på interne og eksterne faktorer i sammenligning med bunnfaste vindturbiner.

Life cycle analysis of floating wind turbines with regard to internal and external factors compared with bottom-fixed wind turbines.

Bjørn Ivar Vold og Inghild Lysne Sanden

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP
Institutt for matematiske realfag og teknologi
Masteroppgave 30 stp. 2010

FORORD

Denne avhandlingen er gjennomført som siste del av masterprogrammet i Industriell økonomi ved Institutt for matematiske realfag og teknologi ved Universitetet for Miljø – og Biovitenskap (UMB). Oppgaven er tverrfaglig og bygger i stor grad på kunnskapene opparbeidet gjennom tidligere kurs ved UMB. Den er skrevet som et tett samarbeid mellom Bjørn Ivar Vold og Inghild Lysne Sanden. Til sammen utgjør dette arbeidet et omfang på 60 studiepoeng tilsvarende 1800 arbeidstimer.

Hovedvekten av oppgaven har blitt lagt på en økonomisk analyse av livsløpet til offshore vindturbiner. Dette er et spennende fagområde med mange ubesvarte problemstillinger. Den økonomiske analysen er spesielt rettet mot Njord, et flytende vindturbinkonsept utviklet ved UMB. Gjennom oppgaven belyses viktige interne og eksterne faktorer for flytende vindkraft, og kostnader som må tas hensyn til ved utvikling av flytende vindkraft analyseres. Det gjennomføres en SWOT-analyse og med bakgrunn i denne og den økonomiske analysen er det også utviklet en kortsiktig forretningsplan for Njord.

For å etablere tilfredsstillende økonomiske analyser har vi vært avhengige av datagrunnlag og prisinformasjon fra næringslivet. Innhenting av denne informasjonen har vært problematisk, men likevel har vi fått hjelp fra noen. Vi takker derfor daglig leder Fredrik Odfjell i FOB Shipping, Kjartan Hauglum i Statnett og chartering manager Hallgeir Reitan i Island Offshore for bidrag på dette området. Det rettes også en takk til daglig leder Kjetil Myhre i Norsk Stål, Jeremy Platt i MEPS, daglig leder Ulf Brekke i Optimove AS og stipendiat Daniel Zwick på NTNU for hjelp til å utarbeide simuleringsmodellen for produksjonskostnader.

Oppfølgingen fra maskinseksjonen ved instituttet har vært meget god gjennom våre fem år ved universitetet. Det rettes derfor en naturlig takk til førsteamanuensis Jan Kåre Bøe, overingeniør Tore Ensby, overingeniør Bjørn Brenna og senioringeniør Egil Stemsrud. Vi vil også takke vår hovedveileder professor Tor Anders Nygaard for tilbakemeldinger og hjelp gjennom arbeidet med oppgaven. Det rettes en spesielt stor takk til vår veileder,

stipendiat Anders Myhr ved instituttet, for solide tilbakemeldinger, støtte og rettledning gjennom hele prosessen.

Vi ønsker å trekke frem Turid Haga Vange og Åge Vold for god hjelp med korrekturlesing i innspurten av oppgaven. Til slutt vil vi takke familie og venner som har gjort våre fem år på Ås uforglemmelige.

Ås, den 12.5.2010

Inghild Lysne Sanden Bjørn Ivar Vold

SAMMENDRAG

Denne masteroppgaven er en del av utviklingen av Njord, et flytende vindturbinkonsept ved UMB. Det blir i denne oppgaven fokusert på å avdekke kostnadene knyttet til hele livsløpet til vindturbinkonseptet. Dette inkluderer produksjon, montering, drift, vedlikehold, og dekommisjonering. For å vise potensialet til Njord blir disse kostnadene sammenlignet med en modell av Hywind, som er et flytende vindturbinkonsept utviklet av tidligere StatoilHydro. Årsaken til at Hywind blir valgt som sammenligningsgrunnlag er at dette konseptet har kommet lengst i utviklingen mot kommersialisering og det er relativt god og tigjengelig informasjon om konseptet. En av hovedforutsetningene for oppgaven er at det forutsettes stor skala vindparker. For å lage et bilde av besparelser knyttet til stor skala tas det utgangspunkt i fire ulike vindparker med ulik avstand fra land og ulikt antall vindturbiner.

Det er foreløpig få kostnadsanalyser for flytende offshore vindturbiner tilgjengelig. Dette har skapt utfordringer rundt arbeidet med oppgaven. For offshore bunnfaste vindturbiner eksisterer det derimot god empirisk data innenfor både økonomi og marked. I oppgaven er det derfor benyttet en bunnfast vindturbin som referansegrunnlag.

Den økonomiske analysen deles i fire hovedkategorier. Disse er produksjon, montering, drift og vedlikehold samt dekommisjonering. Analysen av produksjonskostnader avdekker sveise–og stålkostnader for de ulike konseptene. De største økonomiske forskjellene mellom konseptene finner man i denne delen av analysen.

For monteringsanalysen velges det å ta utgangspunkt i en konvensjonell og en spesialisert monteringsmåte. Kostnader knyttet til disse redegjøres og sammenlignes. Forankringskostnader for de flytende konseptene estimeres og inkluderes i den totale monteringskostnaden. En analyse av kabel- og transformatorkostnader gjennomføres der det blir lagt spesiell vekt på avstanden fra land og ulike teknologibehov som kommer av denne.

Drifts – og vedlikeholdskostnader omfatter kostnader knyttet til drift av driftsbase, planlagt og ikke-planlagt vedlikehold av vindturbiner og vedlikehold knyttet til sjøkabler. Det lages flere scenarioer der man benytter et vanlig fartøy, spesialfartøy eller helikopter, samt om det velges å ha driftsbase på land eller en driftsplattform ute i vindparken.

Den siste fasen i livsløpet til alle vindturbiner er dekommisjoneringen. Tauing, tilsvarende som for montering, anses som eneste gjennomførbare alternativ. Den største forskjellen i kostnader ligger her i skrapverdien av vindturbinene som avhenger av totalvekt av stål avdekket i produksjonsanalysen.

Foreløpige økonomiske analyser viser en klar fordel for Njord-konseptet. Den har en mindre flyter som gir betydelige besparelser i produksjonskostnader. På den annen side vil Njord-konseptet medføre større utfordringer i forhold til montering og håndtering. Endelig løsninger for montering vil derfor bli avgjørende for om konseptet er gjennomførbart.

Med utgangspunkt i livsløpet til flytende vindturbiner utføres en SWOT-analyse for å vise eksterne og interne styrker og svakheter for konseptene. Med bakgrunn i denne og den økonomiske analysen utarbeides til slutt en forretningsplan for Njord-konseptet. For forretningsplanen er det valgt å konsentrere seg om et tidsperspektiv på ett år siden Njord-konseptet er på et tidlig stadium i utviklingen. Forretningsplanen blir således utarbeidet mer som en plan for neste finansieringssteg og ikke som en standard forretningsplan.

ABSTRACT

This master thesis is a part of the development of Njord, a floating wind turbine concept at The University of Life Sciences (UMB). The thesis focuses on determining the costs associated with the entire life cycle of Njord. This includes manufacturing, installation, operation and maintenance, and decommissioning. The life cycle costs for Njord are then compared with a model of Hywind, a floating wind turbine concept developed by former StatoilHydro. Hywind is selected as a basis of comparison because this concept is the one which has developed furthest towards commercialization. It is also the one that is best known in terms of information. Throughout the thesis large-scale wind farms are assumed. To create a picture of the savings related to large-scale, four wind farms with different distance from shore and number of wind turbines are used.

Offshore floating wind power is still a very immature business and it is not much information available. This has complicated the analysis. This is also the reason that throughout the thesis a bottom-fixed wind turbine is used as a reference.

The analysis of production costs covers welding and material costs for the different concepts. It is in this part of the economic analysis that the major differences between the concepts will be revealed. To verify the production costs generated from a simulation model, production costs will be compared to various sources of bottom-fixed wind turbines.

The analysis of installation costs is based on two assembly methods. These are compared in respect of technology use and costs. Costs related to the foundation revealed for the floating concepts, and cable and transformer costs are included here as well.

Operating and maintenance costs include costs related to operation of the operating base, planned and unplanned maintenance of wind turbines and maintenance associated with submarine cables. Several scenarios are established in which depends on if you choose to use normal vessels, special vessels or helicopters. It also depends on if you

choose to have an operational base on land or an operating platform out in the wind park.

The last phase in the life cycle of all wind turbines are decommissioning. After discussing several options a reverse course of towing assembly is chosen. The biggest difference in decommissioning costs between the concepts lies in the scrap value of wind turbines that depends on the total weight of steel earlier identified in the production analysis.

Preliminary economic analysis shows a clear advantage for the Njord concepts. The Njord concepts, and especially Njord-B, have a small floating foundation compared to Hywind that provides significant savings in production costs. Based on the life cycle of floating wind turbines a SWOT-analysis has been established to identify external and internal strengths and weaknesses of the concepts. Based on this SWOT-analysis and the economic analysis a plan for the first financial step for the Njord concept has been developed. The first financial step concentrates on a time horizon of one year since the Njord concept is still at an early stage of development. The business plan is therefore developed more as a plan for financing the next step and not as a standard business plan.

INNHOLDSFORTEGNELSE

1 INNLEDNING 1
1.1 BAKGRUNN 1
1.1.1 Vindkraftens historie 1
1.1.2 Offshore vindkraft 2
1.1.3 EUs klimamål 3
1.1.4 Bunnfast og flytende vindkraft 4
1.1.5 Mangel på tilsvarende økonomisk analyse 5
1.2 PROBLEMSTILLING 5
1.3 MÅLSETNINGER OG BEGRENSNINGER 5
1.3.1 Hovedmål 5
1.3.2 Delmål 5
1.3.3 Begrensninger 6
1.4 SYMBOLER OG TERMINOLOGI 6
1.4.1 Generell terminologi 6
1.4.2 Terminologi i forbindelse med økonomiske analyser 8
1.4.3 Offshore 9
1.5 METODER 14
1.5.1 Levetidskostnadskonseptet 14
1.5.2 Økonomiske evalueringsmetoder 18
1.5.3 SWOT-analyse 19
1.5.4 Forretningsplan 20
1.6 BESKRIVELSE AV VINDTURBIN 20
2 RAMMEBETINGELSER 23
2.1 KONKURRERENDE FLYTENDE VINDTURBINKONSEPTER 23
2.1.1 Felles teknisk data 26
2.1.2 Njord 27
2.1.3 Hywind 29
2.1.4 Bunnfast referanse: Horns Rev 1 30
2.2 FELLES FORUTSETNINGER 31
2.2.1 Definisjon av vindparkene 31
2.2.2 Økonomiske forutsetninger 32
2.3 BRUKSTID 39

2.4 EKSTERNE FAKTORER 44

3. LCC-ANALYSE 50

3.1 PRODUKSJON 52

3.1.1 Stålkostnadsanalyse 53

3.1.2 Sveisekostnadsanalyse 61

3.1.3 Totale produksjonskostnader 77

3.1.4 Resultat 80

3.1.5 Forbruk av stål til flytende offshore vindturbiner 86

3.1.6 Diskusjon produksjonskostnader 89

3.2 MONTERING 92

3.2.1 Bunnfast montering 92

3.2.2 Monteringskostnader for bunnfast vindkraft 94

3.2.3 Konvensjonell montering av flytende vindturbiner 95

3.2.4 Eksperimentelle monteringsmåter 98

3.2.5 Økonomisk vurdering av flytende monteringskonsepter 100

3.2.6 Økonomisk sammenligning av de ulike konseptene 102

3.2.7 Oppskalering av monteringsfrekvens 104

3.2.8 Forankringer 105

3.2.9 Kabelkostnader 109

3.3 FORNYELSE, DRIFT OG VEDLIKEHOLD (FDV) 118

3.3.1 Utfordringer 118

3.3.2 Modell for beregning av vedlikeholdskostnader 122

3.3.3 Drift - og vedlikeholdsorganisasjon på land 125

3.3.4 Ventetid 129

3.3.5 Reparasjonstid og mannskapsbehov for de ulike vedlikeholdstilfellene 131

3.3.6 Reparasjonskostnader per tur 132

3.3.7 Totale vedlikeholdskostnader per vindturbin per år 134

3.3.9 Referanseindeks 140

3.3.10 Kjøpe fartøy og drifte disse selv 141

3.3.11 Vedlikeholdsplattform midt i vindparken 144

3.3.12 Oppsummering 146

3.4 DEKOMMISJONERING 147

3.4.1 Bunnfaste vindturbiner 147

3.4.2 Flytende vindturbiner 149

3.4.3 Skrapverdi av vindturbinene 152

4. RESULTATER LCC-ANALYSE 154
4.1 INVESTERINGSKOSTNADER 154
4.2 DRIFTS – OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER 156
4.3 TOTALE KOSTNADER 157
4.4 SENSITIVITETSANALYSE 159
4.5 SAMMENLIGNING MOT KRAFTMARKEDET 162
5. MILJØBETRAKTNING 166
6. SWOT-ANALYSE 171
6.1 EKSTERN ANALYSE 173
6.1.1 Muligheter 174
6.1.2 Trusler 176
6.1.3. Oppsummering ekstern analyse. 179
6.2 INTERN ANALYSE 180
6.2.1 Njord-A 180
6.2.2 Njord-B 182
6.2.3 Hywind UMB 183
6.2.4 Oppsummering intern analyse 186
6.3 MULIGHETER OG UTFORDRINGER FOR OFFSHORE VINDKRAFT 186
7 PLAN FOR FINANSIERING AV STEG 1 FOR NJORD 190
7.1 INNLEDNING 190
7.2 SAMMENDRAG 191
7.2 FORRETNINGSIDEEN 191
7.2.1 Bakgrunnshistorie 191
7.2.2 Forretningsideen 191
7.2.3 Fordeler 192
7.2.4 Visjon og mål 193
7.3 LEDERGRUPPEN 193
7.3.1 Sammensetning av gruppen 193
7.3.2 Eierforhold 193
7.3.3 Kunnskapsprofil 195
7.4 MARKEDSPLAN 195
7.4.1 Markedspotensialet 195
7.4.2 Markedet 196
7.4.3 Miljøbetraktning 197

7.4.4 Konkurrenter *198*
7.5 GJENNOMFØRINGSPLAN 203
7.5.1 Status *203*
7.5.2 Milepæler *204*
7.5.3 Lansering *205*
7.5.4 Patent og rettigheter *206*
7.6 ØKONOMISKE VURDERINGER 207
7.6.1 Utgangspunkt for økonomiske beregninger *207*
7.6.2 Finansielle utregninger *207*
7.6.3 Finansiering *209*
7.7 RISIKO 209
8. KONKLUSJON 211
8.1 VURDERINGER 211
8.2 VIDERE ARBEID 213
9 KILDEHENVISNINGER 215
10 VEDLEGG 223
10.1 SKRIFTLIGE VEDLEGG 223
10.2 ELEKTRONISKE VEDLEGG 223

1 INNLEDNING

1.1 BAKGRUNN

1.1.1 Vindkraftens historie

Utnyttelse av vindens energi stammer helt tilbake til det gamle Asia for omlag 4000 år siden. Den gang ble vinden utnyttet i form av seilskip, som fraktet kjempesteiner til pyramider i Egypt, og pumpesystemer drevet av vind til Kinas kunstige vanningssystem(Energilink 2010).

Møllene kom til Europa omkring år 1100. Foregangslandet var Nederland og etter hvert Danmark. Møllene ble brukt innenfor jordbruksindustrien og da primært til å male bøndenes korn. Norge hadde rikelig med vannkraft til å drive møller og kverner, og derfor ble det bare bygget et fåtall vindmøller i landet vårt(Energilink 2008).

Den første vindturbinen, som utnytter bevegelsesenergien i vinden til å utvikle elektrisk energi, ble konstruert av amerikaneren Charles F. Brush i 1887 i Ohio, USA (DWIA 2003).

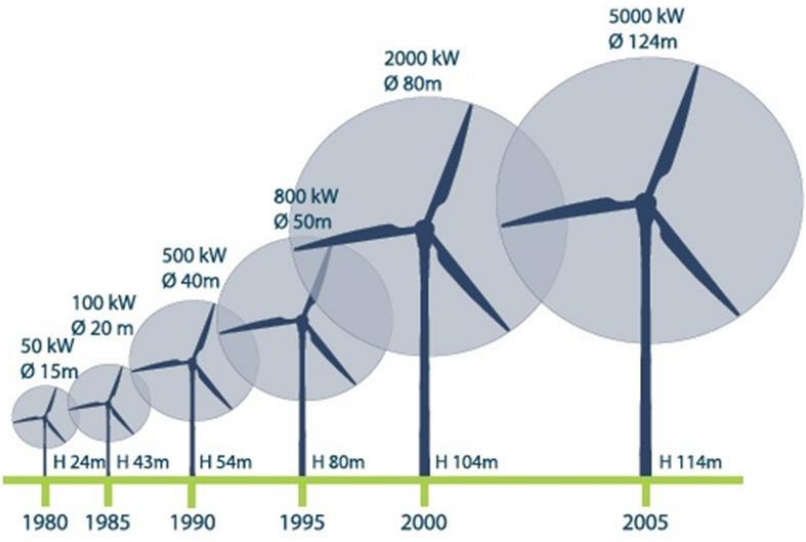
Figur 1: Verdens første vindturbin til å produsere elektrisk energi (DWIA 2003).

1.1.2 Offshore vindkraft

Utbygging av vindkraft er svært arealkrevende og kan utløse arealkonflikter. I flere europeiske land har man nådd et metningspunkt der det blir stadig vanskeligere å finne egnede arealer på land(NVE 2009). Dette gjelder spesielt i land som Danmark, Nederland og Tyskland der man har mye landbasert vindkraft fra før. Dette er bakgrunnen for at flere av disse landene fortsetter ekspansjonen av vindkraft i havområdene utenfor kysten.

Norge har flere store områder på land som kunne egnet seg for vindkraftutbygging. Likevel hindres flere av prosjektene på grunn av lokal motstand. Offshore vindkraft vil i mindre grad komme i visuell konflikt med interessenter samtidig som arealbruken vil være mindre omstridt. Antall aktører som må tas hensyn til ved en offshore vindkraftsatsing vil bli færre, men nye problemstillinger i forbindelse med sjøfarts – og fiskerinæringen vil måtte avklares. Dette kan åpne for utvikling av store havvindparker og dersom man tar i bruk havvind vil man potensielt kunne dekke 10-15 % av verdens kommende energibehov (Forskningsrådet 2007).

Færre krav til støy gir større turbinblader som tillattes å rotere i høyere hastigheter. Etter hvert som turbinteknologien utvikles vil stadig større turbiner kunne bli lønnsomme i fremtiden. På grunn av de høye kostnadene ved fundamentering, installering og kabling til havs er det store muligheter for å redusere kostnadene per MW installert ved å øke turbinstørrelsen (Energirådet 2008).



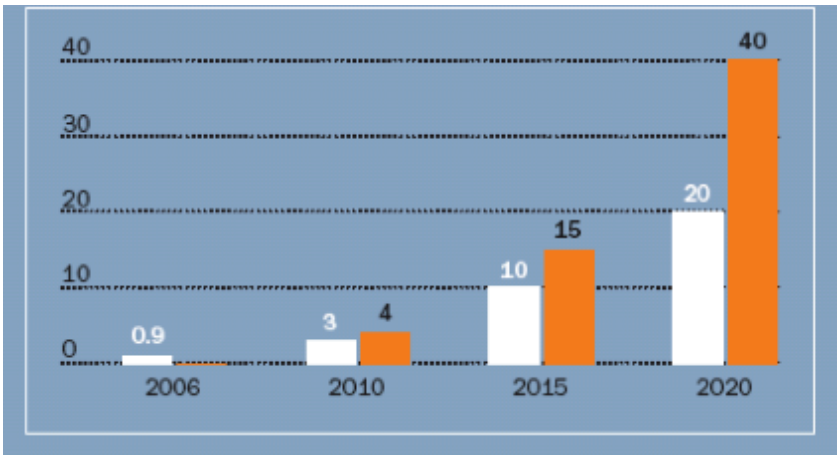
Figur 2: Historisk utvikling av vindturbinteknologi (Berg 2010).

1.1.3 EUs klimamål

EUs mål er å øke andelen fornybar energi av energiforbruket fra 8 til 20 % og redusere CO_2-utslippene med 20 % innen 2020. EU-kommisjonen har også lagt frem et forslag som viser hvor mye de enkelte landene må bidra med for å nå dette målet. Denne omleggingen av energiforsyningen i EU er begrunnet ut fra følgende energipolitiske anliggende(Energirådet 2008):

- Forsyningssikkerheten for energi.
- Klimautfordringen.
- Styrking av EUs konkurranseevne gjennom en innovativ industriell utvikling og lederskap.

En av konsekvensene av disse målsettingene er at det vil bli en vesentlig installasjon av vindkraft de neste årene. Mye av dette vil komme fra offshore vindkraft. Norge har en unik mulighet til å bidra til EUs klima – og energipolitiske mål ved å utvikle ny og fremtidsrettet næringsvirksomhet basert på offshorekompetansen(Energirådet 2008).



Figur 3: Akkumulert offshore vindkraft i EU (oppgitt i GW) fram mot 2020. Hvit er lavt anslag og oransje er høyt anslag (Energirådet 2008).

1.1.4 Bunnfast og flytende vindkraft

Det har vært en vesentlig utvikling i bunnfast offshore vindkraft i Europa. Spesielt Danmark og Storbritannia har gått inn for en ekspansiv utbygging. Vindturbiner fundamentert på havbunnen på grunt vann er rangert som en moden teknologi og både avstand til land og vanndybde har økt de siste årene. I 2009 var gjennomsnittlig avstand til land 14,4 km og gjennomsnittlig dybde i havvindparker var 12 m (EWEA 2010). I Norge er det beregnet et offshore vindkraftpotensial på 1000 TWh på grunt vann, det vil si der dybden er under 50 m(Energirådet 2008). Til sammenligning er potensialet i en dybde på 60-300 m beregnet til å være på hele 13 000 TWh (NVE 2009).

I USA ligger 86 % av totale offshore vindressurser i en vanndybde på mer enn 60 meter (Musial 2005). Bare for California befinner 86-98 % av offshore vindressurser seg på dypt vann i umiddelbar nærhet av tett befolkede områder. Det er beregnet en potensiell årlig energiproduksjon for California på rundt 350 TWh på dypt vann. I tillegg er det ledig kapasitet på dagens landbaserte strømnett i denne delstaten, dette åpner for en storstilt utbygging (Dvorak et al. 2007).

Ut i fra dette ser man at det ikke vil være potensialet som er den begrensende faktoren for utbygging av flytende vindkraft. I stedet vil markedsmessige forhold og politisk vilje i stor grad styre hvordan utviklingen går. For å kunne realisere flytende vindkraft er man avhengig av midler til forskning og utvikling for å utvikle teknologien videre, samtidig som det er nødvendig med rammevilkår som gjør utbygging økonomisk mulig (NORWEA 2009). I nærmeste fremtid vil det hovedsakelig være bunnfast offshore

vindkraft som vil være aktuelt siden den nødvendige teknologien allerede er kommersielt tilgjengelig. Per juli 2009 er det gitt konsesjon til ett kommersielt, offshore vindkraftverk i Norge: Havsul 1 utenfor kysten av Møre. Det er også meddelt konsesjon til to pilotanlegg for flytende vindturbiner: Sway og Hywind ved Karmøy.

1.1.5 Mangel på tilsvarende økonomisk analyse

Flytende vindkraft er fortsatt på forskningsstadiet og man har svært lite empiriske data vedrørende prosjektkostnader. Dette er utgangspunktet for den økonomiske analysen som vil bli gjennomført i denne oppgaven.

1.2 PROBLEMSTILLING

Konseptuell utvikling og kommersialisering av Njord – et flytende vindturbinkonsept.

1.3 MÅLSETNINGER OG BEGRENSNINGER

1.3.1 Hovedmål

Det skal utføres en analyse av livsykluskostnadene av utvalgte typer flytende vindturbiner. I denne forbindelse undersøkes muligheter for forbedring i konseptuelt design, tilvirkning, montering, drift og vedlikehold. Disse kostnadene skal sammenlignes mot en bunnfast referanse. I tillegg skal det utføres en analyse av interne og eksterne styrker, svakheter, trusler og muligheter, også kalt SWOT-analyse, for de flytende konseptene Hywind og Njord. Med bakgrunn i kostnads - SWOT-analysen skal det utarbeides en plan for første finansieringssteg for Njord-konseptet.

1.3.2 Delmål

- En undersøkelse av kostnadene som oppstår gjennom livsløpet til flytende vindturbiner gjennomføres.
- Kostnadene deles i fire stadier: Tilvirkning, montering, drift og vedlikehold og dekommisjonering.
- Bestemme de totale kostnadene per kWh produsert for de ulike konseptene
- Gjennomføre en miljøbetraktning av flytende vindkraft.

- Foreta en SWOT-analyse av Njord og Hywind.
- Utarbeide en plan for første finansieringssteg til Njord.
- Spesifisere begrensninger og foreslå videre arbeid.

1.3.3 Begrensninger

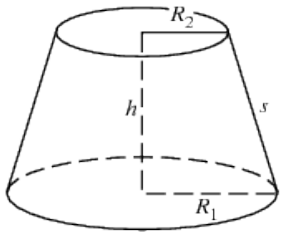
- Manglende datagrunnlag på grunn av liten vilje fra vindkraftprodusenter til å informere om sine kostnadsanalyser.
- I oppgaven forutsettes storskala produksjon, da blir prosjekteringskostnadene minimale når de blir fordelt på mange vindturbiner.
- I den økonomiske analysen er det ikke tatt hensyn til transportkostnader fra verksted til kai.
- Vektingen av positive og negative sider i SWOT-analysen er vanskelig å anslå da konseptene i praksis er svært forskjellige. Dette representerer en begrensing i oppgaven som til en viss grad vil bedres når design og konstruksjonsløsninger er mer ferdig utformet.

1.4 SYMBOLER OG TERMINOLOGI

Det forutsettes at leseren har satt seg inn i generell fagterminologi som benyttes i sammenheng med vindkraft. Uttrykk som ønskes å ha begrenset eller utvidet betydning vil bli presentert. For øvrig baserer språket i oppgaven seg på allmenne definisjoner regulert av Kunnskapsforlagets blå språk – og ordboktjeneste (Kunnskapsforlaget 2010).

1.4.1 Generell terminologi

Avstumpet kjegle – En kjegle som blir kuttet av to pararelle plan.



Figur 4: Avstumpet kjegle.

Brukstid – Definert som:

$$\frac{\text{Årsproduksjon}}{\text{Nominell effekt}} = \text{Brukstid}$$

Formel 1

Bulk – Ubehandlet stål.

Dekommisjonering – Siste fase i livssyklusen for en vindturbin. Her blir vindturbinen demontert, fjernet fra vindparken og materialer blir resirkulert.

Dypt vann – Er for denne oppgaven definert som dybde på mer enn 50 meter.

Døgnleie – En gitt leiekostnad som løper per døgn.

Døgnrate – Se *Døgnleie.*

Endringsvariabel–Variabel i simuleringsmodellen som er uavhengig av valgt konsept.

FDV – Fornyelse, drift og vedlikehold.

Grunt vann – Er for denne oppgaven definert som dybde inntil 50 m.

Konseptvariabel–Variabel i simuleringsmodellen som avhenger av valgt konsept.

Konservativ – En vurdering på sikker side som dermed burde gi tilstrekkelig sikkerhet.

Konvensjonell monteringsmåte – Tradisjonell, og foreløpig den vanligste monteringsmåten. For denne oppgaven siktes det til tauing av flytende turbiner.

Mill – Forkortelse for million.

Monteringsplattform – Refererer til Aquilo.

Mrd – Forkortelse for milliard.

N/A – ”Not Available” – Verdien er ikke tilgjengelig for visning i oppgaven.

NOK – Norske kroner.

Onsite – Ved en gitt lokalitet. Vanligvis i forbindelse med at noe utføres og kompletteres der det skal nyttes i praksis.

Referansetidspunkt – Satt til år 2010 for denne oppgaven.

Stabil – Avvik fra opprinnelig posisjon er liten og responsen vil være av selvopprettende karakter.

SWL – Sea Water Level – Vannlinje.

Thrustkraft – Vertikal kraft

Vesentlig – Betydelig grad, vil påvirke endelig resultat med mer enn 5 %.

Vestas – En av verdens største produsenter av vindturbiner. Selskapet er dansk og har installert over 39 000 vindturbiner i 63 land.

Vindkraft – Den kinetiske energien til vinden, eller måten å omdanne denne energien til elektrisitet ved hjelp av vindturbiner.

Volatil- Ustabil.

1.4.2 Terminologi i forbindelse med økonomiske analyser

CAPEX - Utgifter eller investeringer i et selskap som brukes til å kjøpe ny eller oppgradere gamle langsiktige fysiske eiendeler, maskiner og annet utstyr. I denne oppgaven vil dette hovedsakelig være alle investeringskostnadene knyttet til å etablere en vindpark.

Investering – En utgift som forventes å lede til fremtidig avkastning.

LCCA – ”Life Cycle Cost Analysis” – En analyse av levetidskostnadene til et produkt.

Levetid/Livssyklus: Perioden fra et produkts påbegynnelse til det ikke lenger er i bruk, inklusive skraping.

Levetidskostnad: Den totale kostnaden relatert til produktet over hele dets levetid.

Levetidskostnadsberegning: Det å gjennomføre en økonomisk analyse for å beregne levetidskostnaden til et produkt over hele livssyklusen eller deler av denne.

Levetidskostnadsanalyse-prosess: Prosessen med å identifisere og evaluere kostnadene relatert til eierskap til et produkt gjennom hele dets livssyklus.

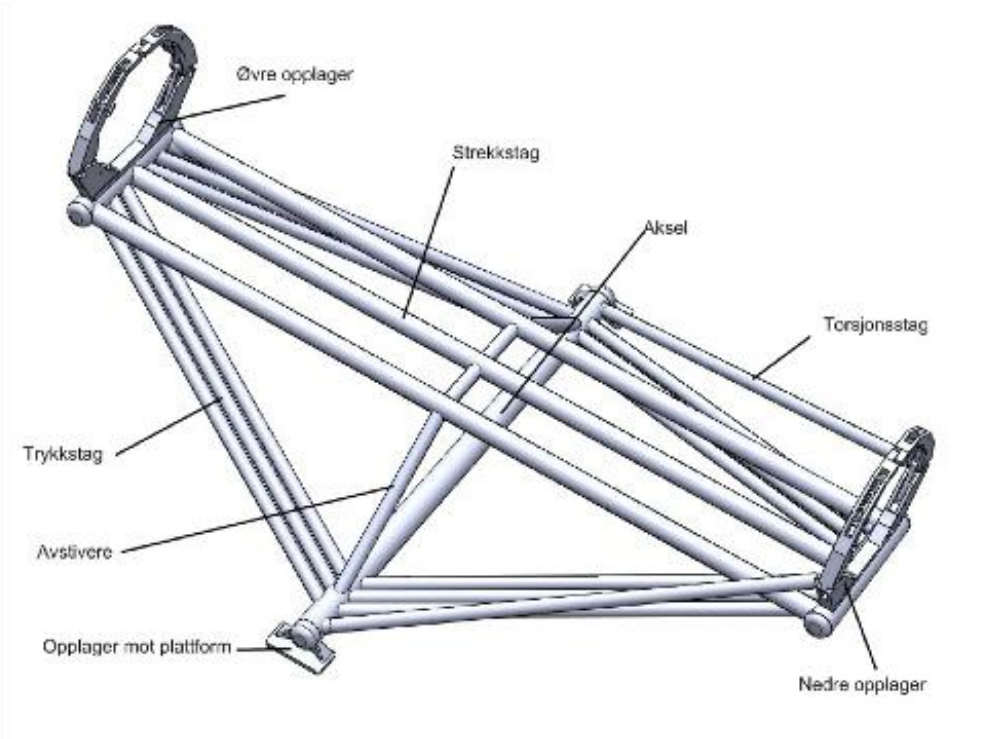
NPV – ”Net Present Value” – Nåverdi av et beløp.

OPEX – Løpende driftskostnader for et selskap. I denne oppgaven siktes det til drift – og vedlikeholdskostnader forbundet med driften av en vindpark.

1.4.3 Offshore

AHTS – "Anchor Handling Tug and Supply" – Generell betegnelse på fartøyer med multifunksjonalitet som ankerhåndtering, tauekapasitet og mulighet for å fungere som suppleringsskip.

Aquilo – Monteringskonsept for singelbøye offshore vindturbiner. Hovedelementene beskrives i følgende figur:



Figur 5: Terminologi i forbindelse med Aquilo (Moss & Myhr 2009).

Aqulio X1 – SSCV med Aqulio og tilpasset offshore montering.

Aqulio X2 – SSCV med Aquilo montert i tospann og tilpasset offshore montering med høy frekvens.

Blue H – Flytende vindturbinkonsept eid av Blue H Technologies BV. En tripod flyter med forankring basert på TLP-prinsippet.

Clamp-on-Crane (COC) - Lett og fleksibel kran som kan hektes på utsiden av stabile vindturbiner.

Flyter – Nedre del av flytende singelbøye vindturbiner som er dimensjonert for belastning fra bølger. Denne innbefatter normalt konstruksjonselementet fra omtrent 10 m over havoverflaten og ned til det laveste punktet i konstruksjonen.

Forankring - Komplett forankringssystem fra festepunkt i flyteren på vindturbinen til havbunnen. Dette inkluderer forankringskabler, anker samt alle skjøter og overganger mellom de aktuelle elementene.

Fundament – Nedre del av en bunnfast vindturbin.

Halvt nedsenkbar plattform – En konstruksjon som er spesialdesignet for god stabilitet og minst mulig vannlinjeareal for å oppnå gode sjøegenskaper i vanskelige værforhold. Skroget er ofte utformet med parallelle pongtonger som ligger neddykket, med søyler som bryter vannflaten og støtter opp et dekke som er plassert høyere enn dimensjonerende bølgehøyder. Under transport kan plattformen, ved hjelp av ballaststyring, løfte seg ut av sjøen slik at pongtongene fungerer som katamaranskrog og det kreves da mindre drivstoff under transport. I dårlig vær senkes plattformen ned til såkalt "Survival Mode" hvor plattformen er på sitt mest stabile med tanke på belastning fra bølger, men lite manøvrerbar i forhold til forflytning (Moss & Myhr 2009).

Heave – Indikerer en bevegelsesretning parallelt med Z-aksen. Se også figur 6.

HLCV – "Heavy Lift Construction Vessel" – Samlebetegnelse på fartøyer konstruert for å kunne foreta tyngre løft.

Hs – Signifikant bølgehøyde er et standard meteorologisk uttrykk som brukes for å angi høyden på havbølger. Signifikant bølgehøyde er gjennomsnittshøyden av de 1/3 høyeste målte bølgene innenfor 20 minutter.

Hywind – Tidligere StatoilHydro ASA sitt flytende vindturbinkonsept. Baserer seg på tung selvstabiliserende dyptgående sparbøye. Konseptet er slakkforankret og godt tilpasset tauing.

Hywind UMB – Viser til Hywind NREL-5 MW. National Renewable Energy Laboratory (NREL) leder en uavhengig global forskningsgruppe. Gjennom prosjektet Code Comparison Collaboration (OC3) har denne utviklingen kommet langt. De har blant annet utviklet en referanseturbin på 5 MW som baserer seg på Hywind-konseptet til StatoilHydro. Med utgangspunkt i tilgjengelig data fra NREL er det utviklet geometriske modeller av Hywind for å sammenligne med andre konsepter.

Jackup – Stabiliseringskonsept for offshore fartøyer hvor bein eller tårn strekkes ned til havbunnen og løfter fartøyet opp og ut fra bølgene slik at hele systemet tilnærmet kan betraktes som bunnfast.

Knop – En knop er en fart på en nautisk mil per time. 1 knop = 1,852 km/t.

Kranlekter – Lekter med krankapasitet. Dette innbefatter også transportlektere med mobile kraner som er montert for kortere perioder.

Middels stort fartøy – Er for denne oppgaven ment som en båt med lengde på 24 meter.

Monopæl – En type fundament for bunnfaste vindturbiner. Se også *Pæle.*

Nacelle - Viser til huset for girkasse og generator, altså en konstruksjon som er ment for å beskytte maskindelene fra vær og vind.

Nedvindsturbin – Rotoren er plassert på baksiden av vindturbinen i forhold til vinden.

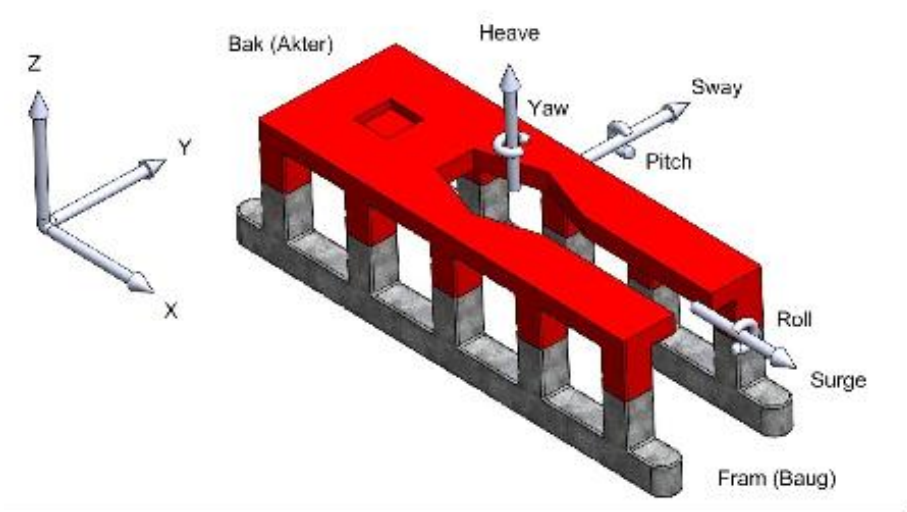
Njord – Flytende vindturbin utviklet ved UMB. Selvstabiliserende sparbøyekonstruksjon som er avhengig av ytterligere stabilisering fra overskuddsoppdrift og forankring for optimal produksjon.

Olivin - $(Mg, Fe)_2SiO_4$ er et isomorft blandingsmineral som benyttes som fyllmasse.

Oppvindsturbin – Rotoren er plassert i front av vindturbinen i forhold til vinden.

Pitch – Indikerer en rotasjonsbevegelse om Y-aksen. Se figur 6.

Pæle – Brukt for bunnfaste vindturbiner for å feste fundamentet i havbunnen.



Figur 6: Valgt aksesystem med tilhørende translasjoner og rotasjoner (Moss & Myhr 2009).

PSV – "Platform Supply Vessel" – Skip med gode sjøegenskaper som er tilpasset offshore transport.

Roll – Indikerer en rotasjonsbevegelse om X-aksen. Se figur 6.

Rotor – Innbefatter rotorblader og rotorhub.

Rotorblad – Vingene til en vindturbin. En flate som legges mot vinden for å samle energi som omdannes til en rotasjonsbevegelse om en fast aksel. Kan brukes i flere konfigurasjoner, hvor to eller tre blad er det vanligste for større turbiner.

Rotorhub – Element hvor rotorbladene spennes fast for å overføre energi i vind til en aksel. Inneholder også komponenter for pitchregulering av rotorbladene.

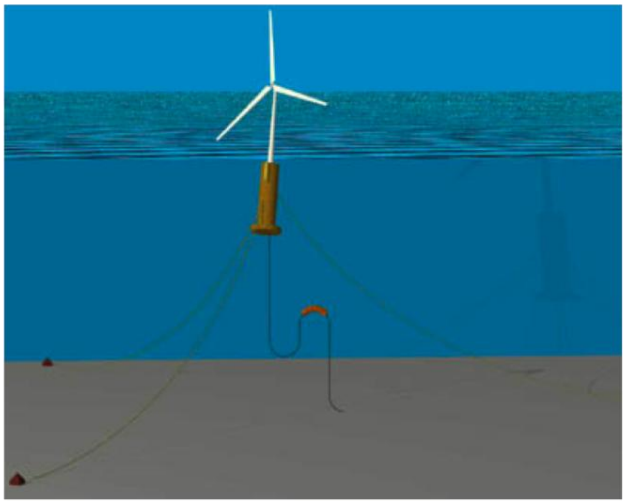
Semisub – Se *Halvt nedsenkbar plattform*.

Slakk forankring – System der forankringene er lagt ut på havbunnen med relativt stor avstand til den forankrede konstruksjonen. Deler av forankringskabelen blir liggende langs havbunnen og sikrer dermed tilnærmet endimensjonal belastning på ankeret.

Små vindturbiner – Er for denne oppgaven definert som vindturbiner med effekt på mindre enn 500 kW.

Sparbøye – Dyptgående flyterkonsept hvor stabilitet hovedsakelig oppnås gjennom lav plassering av ballast. Normalt benyttes sirkulære flytere slik at gode egenskaper i grov sjø kan oppnås i forhold til horisontal belastning.

Singelbøye – se *Sparbøye.*



Figur 7: Bildet viser singelbøyeflyter med forskjellige stabiliseringsmetoder (Moss & Myhr 2009).

Spesialfartøy – Fob Swath som er spesielt utviklet til vedlikehold av offshore vindturbiner.

SSCV – "Semi Submerged Construction Vessel" – Samlebetegnelse på selvgående halvt nedsenkbare plattformer og som er spesialdesignet for monteringssoppdrag.

Stall – Styresystem for å styre rotoren på en vindturbin.

Stand by – Ventetid for fartøy under vedlikehold av vindturbin.

Store vindturbiner – Er for denne oppgaven definert som vindturbiner med effekt på mer enn 500 kW.

SWAY – Flytende vindturbinkonsept fra SWAY AS. Selvstabiliserende, men benytter forankring basert på TLP-teknologi for optimal produksjon. Kan betraktes som en sparbøye, men er i tillegg utstyrt med forspente vaiere for å ta opp variasjon i belastning (Moss & Myhr 2009).

TLP – ”Tension leg platform” – Stabiliseringsteknologi hvor overskuddsoppdrift benyttes til å forspenne forankring som går vertikalt ned til havbunnen. Setter relativt store krav til anker hvor belastningen potensielt kan opptre i tre dimensjoner, men hovedsakelig i en.

Toppmasse – Er for denne oppgaven definert som nacelle og rotor.

Turbin – Samlebetegnelse for denne oppgaven som innbefatter tårn, nacelle og rotor.

Tårn – Den delen av turbinen som består av konstruksjonselement fra omtrent 10 m over havoverflaten og opp til toppmassen.

Vindmølle – Fundament og turbin. Bevegelsesenergi som blir omdannet til mekanisk energi.

Vindturbin – Fundament eller flyter og turbin. Bevegelsesenergi som blir omdannet til elektrisk energi.

Yaw – Indikerer en rotasjonsbevegelse om Z-aksen. Se figur 6.

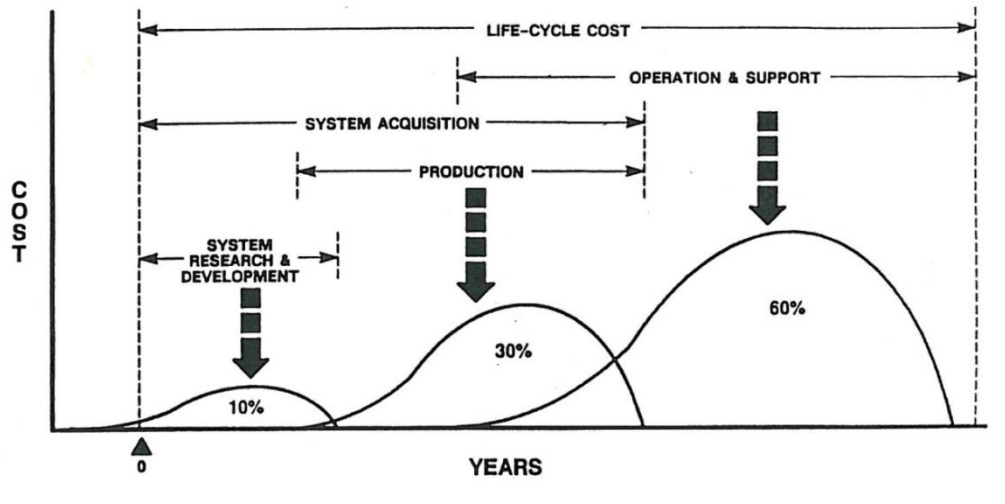
1.5 METODER

1.5.1 Levetidskostnadskonseptet

Generelt

Med levetidskostnaden til et produkt mener man de samlede kostnadene over levetiden forbundet med å eie og bruke produktet. Utfordringen til leverandørene er å minimalisere alle utgifter og dermed gi en lavest mulig levetidskostnad. For å oppnå dette målet må det foretas en avveining mellom kostnadene i ulike faser av produktets livsløp. Dette betyr at store investeringer i oppstarten kan forsvares dersom de gir lavere drifts - og vedlikeholdsutgifter enn løsninger som er billigere i innkjøp, men som har høye operasjonelle utgifter.

Figur 8 viser hvordan kostnadene kan fordele seg over levetiden. Det viser seg at det ikke er uvanlig at de kommende drifts – og vedlikeholdskostnadene blir opptil dobbelt så store som anskaffelseskostnadene for anlegget.

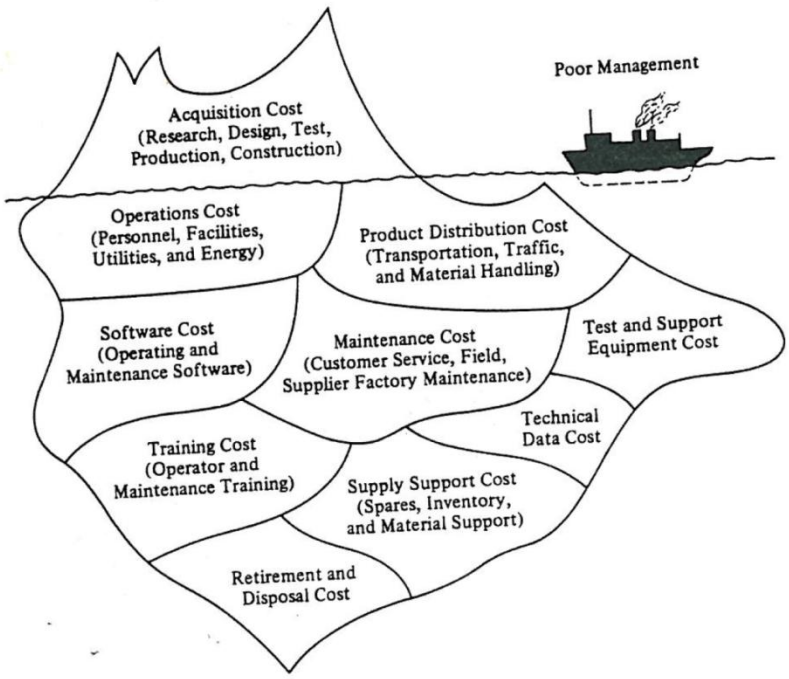


Figur 8: Levetidskostnadene fordelt over levetiden (Strand 1994).

Disse kostnadene kan reduseres til halvparten gjennom en systematisk analyse og et studium av ulike leverandørers kompetanse, og muligheten til å tilpasse dette til aktuelle vedlikeholdsrutiner(Strand 1994). I slike sammenhenger vil bruk av levetidskostnadskonseptet være svært hensiktsmessig.

Bruksområde og bakgrunn

For å kunne velge mellom ulike produkter som skal fylle samme funksjon, er et enkelt utgangspunkt å kun bruke teknisk spesifikasjon og innkjøpspris som vurderingskriterium. Ved å benytte slike enkle metoder vil man ofte få dårlige og kostbare løsninger på lang sikt. Dette skyldes at de kostnadene man er mest opptatt av kun er knyttet til selve investeringen. Under vannoverflaten skjuler det seg mange kostnadselementer, se figur 9. Ved tradisjonelle innkjøpsvurderinger tar man kun hensyn til kostnadselementer over vannoverflaten, men dersom man bruker LCC-konseptet vil man også inkludere de kostnadselementene som ligger under vannoverflaten. Dette gir et bedre vurderingsgrunnlag, og vil sørge for at man velger en løsning som gir økt pålitelighet, større vedlikeholdsvennlighet og lavere levetidskostnader(Strand 1994).



Figur 9: Isfjell av kostnader (Strand 1994)

Levetidskostnadskonseptet kan brukes på flere nivåer, i ulike faser og med forskjellige formål. Hensikten vil blant annet være å finne alle kostnadene for et analyseobjekt gjennom utbygging og drift, finne kostnadene som kan relateres til et bestemt system gjennom livsløpet eller å se på forskjellen mellom ulike løsningsalternativer. Levetidskostnadskonseptet er et verktøy som kan hjelpe oss å finne alle kostnader forbundet med å eie og drive et system. Generelt kan man si at konseptet har følgende bruksområder (Strand 1994):

- Å finne og påvirke de delene av den tekniske løsningen og de operasjonelle aspekter som gir det største bidraget til levetidskostnaden. Dette betyr at man ønsker å identifisere kostnadsdriverne, som er kostnadselementer som forårsaker en stor del av levetidskostnaden. Disse bør identifiseres og skiftes ut eller modifiseres.
- Å sammenligne ulike konsepter på bakgrunn av levetidskostnad.
- Å være grunnlag for vurderinger og valg.

- Å være en støtte ved budsjettering og planlegging, samt være med på å formidle prioriteringer.
- Å dokumentere løsninger som undersøkes og vise bakgrunnen for de veivalgene som blir gjort.

Et overordnet mål med LCC er å få til økonomisk optimalisering og å maksimere selskapets resultat.

Faser i livssyklusen

Utviklingen av et system skjer over lengre tid, og gjennomgår forskjellige faser i livssyklusen. Store deler av kostnadene blir fastlåst tidlig i prosjekteringsfasen, ofte lenge før utstyret blir kjøpt inn. Dette betyr at levetidskostnadene i stor grad blir bestemt før detaljkonstruksjonen starter. Ut fra dette kan vi trekke konklusjonen om at det største besparingspotensialet ligger i de tidlige fasene. Derfor er det viktig at levetidskostnader, driftssikkerhet, pålitelighet, logistiske forhold og annet styres og påvirkes helt fra prosjektstart (Strand 1994).

Det er vanlig å skille mellom fem ulike faser i livssyklusen (Strand 1994):

- Prosjektering
- Fabrikasjon og utbygging
- Uttesting og igangkjøring
- Operasjon og drift
- Utskiftning og kassasjon

Hvor lang varighet hver fase har avhenger av prosjektet man vurderer.

Kostnadselementer i LCC-analyse

Siden en LCC-analyse skal vise den totale kostnaden over tid, er det en hel rekke kostnadselementer som må tas med. For denne oppgaven kan kostnadselementene deles i fire hovedgrupper:

- Produksjon
- Montering
- Fornying, drift og vedlikehold
- Dekommisjonering

Innenfor hver av disse hovedgruppene finnes en rekke kostnadselementer det må tas hensyn til i den følgende LCC-analysen.

1.5.2 Økonomiske evalueringsmetoder

Nåverdibetraktninger

Levetidskostnader består av forventede investeringskostnader og driftskostnader neddiskontert til et valgt referanseår. For denne oppgaven fant vi det mest hensiktsmessig å benytte nåverdibetraktning for vår LCC-analyse.

Nåverdibetraktningen baserer seg på at pengene har en tidsverdi. En krone har større verdi i dag enn om ti år. Inntekter og kostnader som knyttes til aktiviteter på ulike tidspunkt i levetiden må sammenlignes på likt grunnlag. Alle beløp bør derfor regnes om til verdien de ville hatt i dag, eller eventuelt ved et annet valgt referansetidspunkt. Ulempen med NPV er at det er vanskelig å finne den kalkulasjonsrenten som gir et riktig uttrykk for avkastningskravet(Guttormsen 2010).

NPV defineres som:

$$NPV = -CF_0 + \frac{CF_1}{1+i} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \cdots + \frac{CF_n}{(1+i)^n} = -CF_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

Formel 2

Hvor:

CF_t = Kontant – eller innbetalingsoverskuddet i år t.

CF_0 = Investeringsutgiften.

n = Levetiden.

i = Rentekravet.

Skal investeringen være lønnsom må nåverdien være positiv, dvs. NPV > 0. Har man flere alternative løsninger, velger man den løsningen som gir høyest nåverdi.

Levetidskostnaden vil utgjøre kostnadssiden av nåverdibetraktningen.

Annuitetsmetoden

For å beregne det årlige kapitalforbruket knyttet til ulike investeringer er annuitetsmetoden benyttet. Annuitetsmetoden gir det kalkulerte resultat per år investeringen gir i levetiden. Nåverdien viser lønnsomheten av et prosjekt for hele dets levetid. Annuitetsmetoden fordeler nåverdien for investeringen på de enkelte årene i investeringens levetid (Guttormsen 2010).

$$X = \frac{INV}{\frac{1}{r} - \frac{1}{r(1+r)^n}}$$

Formel 3

INV = Investeringskostnaden.

r = Rentekravet.

n = Levetiden.

X = Årlig kostnader.

1.5.3 SWOT-analyse

SWOT-analyse er et effektivt verktøy for å få oversikt over indre og ytre styrker og svakheter. De fire bokstavene i "SWOT" representerer forbokstaven i de engelske ordene Strengths (styrker), Weaknesses (svakheter), Opportunities (muligheter) og Threats (trusler). SWOT-analysen gir et godt utgangspunkt for å ta strategisk riktige beslutninger, og kan være et nyttig verktøy for å identifisere områder for forbedringer. SWOT-analysen grupperer nøkkelinformasjonen i to hovedkategorier (Kunnskapssenteret 2010):

- Interne faktorer
    - Potensielle interne sterke sider.
    - Potensielle interne svakheter.

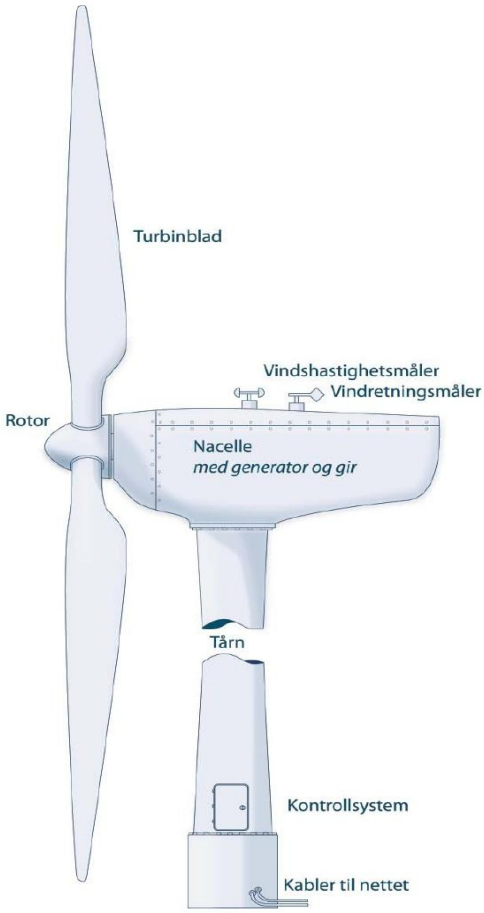
- Eksterne faktorer
    - Potensielle eksterne muligheter som bør ivaretas i fremtiden.
    - Potensielle eksterne trusler eller hindringer som organisasjonen kan støte på hvis man søker å realisere foreliggende muligheter.

1.5.4 Forretningsplan

En forretningsplan er et planleggingsdokument for et selskap i oppstartsfasen. Planen skal beskrive forretningsideen, markedet, organisasjonen, produktet, gjennomføringsplanen, finansieringen og de essensielle risikoene. Det viktigste er økonomi -, marked - og kundevurderingene. En systematisk gjennomgang av forretningsplanen kan klargjøre om det er sannsynlig at man kan tjene penger på ideen. Forretningsplanen er først og fremst et verktøy for utvikler selv, men den er også nyttig når man skal presentere sin idé ovenfor banker, myndigheter, samarbeidspartnere og lignende. Alle som skal satse penger må vite hva de begir seg ut på (Innovasjon Norge 2010).

1.6 BESKRIVELSE AV VINDTURBIN

En vindturbin består av tårn, blader og nacelle med generator, gir og kontrollsystem. Vinden setter turbinbladene i bevegelse, på samme måte som en flyvinge i bevegelse gir "løft" til et fly. Energi overføres fra turbinen via drivakselen til en generator inne i maskinhuset. Generatoren omdanner bevegelsesenergien til elektrisk energi som overføres videre via transformator ut på elektrisitetsnett(Fornybar.no 2010).



Figur 10: Hovedkomponentene i en vindturbin(Fornybar.no 2010).

For å få mest mulig effektiv arealutnyttelse, er det vanlig å plassere mange vindturbiner på samme område. Tettheten begrenses av turbulens etter vindturbinene og avstanden mellom hver vindturbin er gjerne 8 til 10 rotordiametere. Øvre arealbegrensning for en vindpark kommer ofte i form av konsesjonsbegrensinger på areal. Hver vindpark som kobles til høyspentnettet utgjør ett vindkraftverk, og hver vindturbin utgjør et aggregat i kraftverket. På en moderne vindturbin er den elektriske effekten normalt mellom 300 og 6000 kW.

Rotoren regnes ofte som den viktigste delen av en vindturbin, og består av blader og nav. De aller fleste rotorene som produseres i dag har tre lange blader. Arealet bladene sveiper over bestemmer hvor mye energi som er tilgjengelig. Bladenes rotasjonshastighet bestemmer hvor mange blad som er nødvendig for å høste all energien – ett enkelt blad kan faktisk være nok dersom hastigheten er svært høy. På moderne turbiner styres rotasjonshastighet og bladenes vinkel med rotasjonsplanet til

det som er mest fordelaktig for turbinen. De to styresystemene som er mest vanlige for å styre rotoren kalles system med pitch eller med stall(Fornybar.no 2010).

Tårnet vil normalt ha en høyde på to til tre ganger rotorens radius. Høyere navhøyde gir bedre vindforhold og mindre turbulens som følger av forstyrrelser på bakkenivå. For havbaserte vindturbiner er det også vesentlig i forhold til 100-årsbølgen som ikke bør nå opp til bladene. For offshore vindturbiner er derfor nedre bladhøyde omtrent 30 meter. Selve tårnet er som regel laget i stål og formet som et hult rør. Er vindturbinen stor nok, er det en stige på innsiden, og i noen tilfeller også en heis. Dersom noe går i stykker i maskinhuset eller må justeres, må ingeniørene som jobber med vindturbinen ha mulighet til å komme seg opp til toppen for å reparere. Vindturbinen må være godt forankret for å kunne stå i mot sterke krefter fra vinden. For flytende vindturbiner vil tårnet være plassert på en flyter. Forankringer og stabilitet er avhengig av de ulike konseptene, se del 2.1. For bunnfaste vindturbiner er tårnet plassert på et fundament som plasseres på havbunnen.

Figur 11: Tripodunderstell levert av Aker Solutions for 5 MW bunnfaste vindturbiner (Berg 2010).

2 RAMMEBETINGELSER

2.1 KONKURRERENDE FLYTENDE VINDTURBINKONSEPTER

Det er i dag flere større aktører på det norske markedet når det gjelder forskning og utvikling av flytende vindturbinkonsepter. I denne delen vil det gjøres greie for noen av de største, før man i neste delkapittel går nærmere i detalj på de konseptene som vil drøftes i analysene.

Hywind

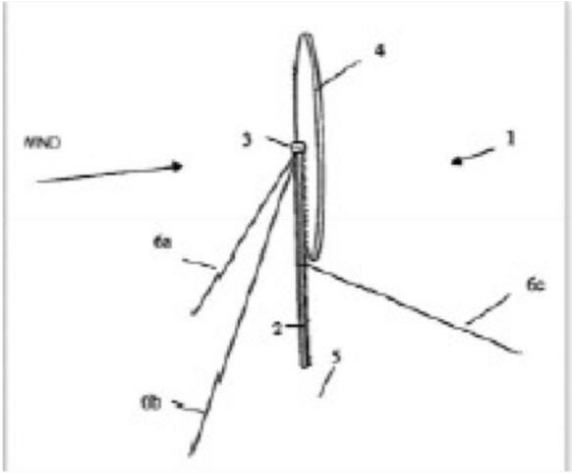
Tidligere StatoilHydro har utnyttet ekspertisen til det gamle Statoil og offshore erfaringer fra offshorenæringen for øvrig til å utvikle Hywind-konseptet. Hywind benytter en oppvindsturbin og baserer seg hovedsakelig på stabilisering ved hjelp av ballast. Vindturbinen er forankret i tre forankringskabler midtveis på flyteren. StatoilHydro plasserte sin 2,3 MW pilotturbin av Hywind på havet utenfor Karmøy i september 2009.

Figur 12: Hywind (Moss & Myhr 2009).

Njord

Njord er et singelbøyekonsept som baserer seg på stabilisering ved overskuddsoppdrift og stram forankring. Vindturbinen er forankret i tre forankringskabler i toppen og tre forankringskabler i bunnen. Njord er per dags dato det letteste konseptet i forhold til

masse. I utgangspunktet er Njord designet som en nedvindsturbin, men det utarbeides også en løsning som kan håndtere en oppvindsturbin.



Figur 13: Prinsippskisse av Njord(Moss & Myhr 2008).

Sway

Sway er en mellomting mellom Hywind og Njord. Den baserer seg på en stabiliseringskombinasjon av ballast og stram forankring. I motsetning til Hywind er rotoren på Sway montert nedvinds, noe som betyr at den peker bort fra vinden. Mens Hywinds nacelle roterer på et lager i toppen av tårnet, roterer hele strukturen for Sways del. En egen innretning i selve forankringen gjør det mulig for vindturbinen å hele tiden snu seg slik at den står mest hensiktsmessig i forhold til vindretningen. Sway håper å ha pilotturbinen installert i løpet av 2010(Oksholen 2009).

Figur 14: Sway (Oksholen 2009).

WindSea

Dette konseptet betraktes som en outsider i forhold til de øvrige. WindSea er designet ut fra et annet prinsipp enn Hywind, Sway og Njord. WindSea har tre rotorer montert sammen på en flyter. Flyteren er formet som et likebeint triangel der lengden av sidekantene er 75 meter. En mast med hver sin rotor er plassert i hvert av hjørnene, der hver vindturbin har en produksjonskapasitet på 3,2 MW, noe som gir en samlet produksjon på 9,6 MW. To av turbinene er oppvinds, mens den "bakerste" er nedvinds(Nilsen 2008b). Våren 2010 ser det imidlertid ut som at dette prosjektet har stoppet opp etter at en viktig aksjonær trakk seg ut av selskapet.

Figur 15: WindSea (Nilsen 2008b).

Valgte konsepter

I denne oppgaven velges det å gjøre sammenligninger mellom Njord og Hywind UMB. Hywind blir valgt som sammenligningsgrunnlag fordi dette er konseptet som er kommet lengst i utviklingsprosessen mot kommersialisering. Hywind er det konseptet som det eksisterer mest informasjon om. Samtidig er Njord og Hywind de to konseptene som i størst grad baserer seg på eksisterende teknologi og derfor ligner mest på hverandre.

2.1.1 Felles teknisk data

Noen data er like for Hywind UMB og Njord. Blant annet gjelder dette for stålvekten og vanntettheten. De fysiske målene for tårnet er de samme for begge de to konseptene og tyngdepunktet for tårnet vil derfor være det samme for begge to. Det forutsettes at Hywind UMB og Njord benytter samme 5 MW turbin. Dataene oppsummeres i tabell 1 og 2.

Tabell 1: Felles teknisk data for Hywind UMB og Njord.

Element	Verdi	Enhet
Tetthet til stål	7850	kg/m3
Tetthet av sjøvann	1025	kg/m3
Tetthet av solid ballast	3000	kg/m3
Lufttrykk	1	ATM
Gravitasjon	9,806	m/s2
Massen av nacellen	350	tonn

Tabell 2:Fysiske mål for tårnet som er likt for konseptene.

Element	Verdi	Enhet
Tårnets topp: diameter	3,87	meter
Tårnets topp: veggtykkelse	0,019	meter
Tårnets høyde	77,6	meter
Tårnets bunn: diameter	6,5	meter
Tårnets bunn: veggtykkelse	0,027	meter
Tårnets tyngdepunkt	43,4	meter over SWL
Tårnets masse	249,7	tonn

2.1.2 Njord

Njord er et flytende vindturbinkonsept utviklet for å redusere de fysiske målene, redusere den totale massen og skape et stabilt tårn for fremtidens flytende vindturbiner som er mer realiserbart, også med tanke på økonomi. Konseptet er forankret med kabler i toppen og i bunnen. Forankringskablene i toppen gjør at påkjenningene på nacellen blir ledet direkte fra toppen – der de oppstår – til sjøbunnen. Dette utgjør en vesentlig forskjell fra andre flytende vindturbinkonsepter under utprøving og utvikling i dag. Denne forankringsmåten reduserer de totale momentene som konstruksjonen utsettes for og de fysiske målene, som for eksempel samlet masse, kan reduseres sammenlignet med Hywind UMB. Selve teknologien for de flytende vindturbinkonseptene er relativt likt for alle. Redusering av total masse og materialkostnadene vil være et viktig konkurransefortrinn for Njord i markedet, se SWOT-analysen i kapittel 6. Njord bruker i utgangspunktet en nedvindsturbin, som vil si at den står på le side av tårnet. Konseptet vil også bli tilpasset en tradisjonell oppvindsturbin uten at dette har vesentlig mye å si for dimensjonering av tårn og flyter, her vil man hovedsakelig kun få endringer i forankring. Ved å benytte en nedvindsturbin vil oppskalering være lettere siden bladene kan være lengre og stivhetskravene ikke blir like rigide siden bladene bøyes bort fra tårnet i stedet for mot tårnet under stor belastning.

Det er utviklet to konsepter av Njord, som heretter blir kalt Njord-A og Njord-B. Mye vil være det samme for begge konseptene, men nedenfor beskrives det som skiller de to fra hverandre:

Njord-A

Njord A er i utviklingen kalt "Njord A - Semi Stable (SS) Floating Concept (NSS)". NSS ble utviklet for å skape en mer konservativ og realistisk flyter for å introdusere Njord-konseptet på offshore-markedet. Den marginale stabiliteten gjør at vindturbinen overlever kabelbrudd og gir lettere montering. Njord-A er forankret i tre forankringskabler midtveis på flyteren og tre i bunnen. De fysiske målene er oppsummert i tabell 3.

Tabell 3: Fysiske mål for Njord-A.

Element	Verdi	Enhet
Flyterens diameter	6,3	meter
Flyterens veggtykkelse	0,033	meter
Flyterens høyde over vann	10	meter
Flyterens dypgang under vann	100	meter

Njord-B

Njord-B er i utviklingen av konseptet blitt kalt "Njord B – Unstable (US) Floating Concept (NUS)". NUS er et konsept for videre reduksjon av totale prosjektkostnader ved materialbesparelser med hensyn til masseproduksjon og storskalamontering. På grunn av den ustabile konstruksjonen er Njord-B forankret i tre forankringskabler midtveis på flyteren, med mulighet for å flytte disse til toppen ved storm, og tre i bunnen. De fysiske målene for Njord-B er oppsummert i tabell 4.

Tabell 4: Fysiske mål for Njord-B.

Element	Verdi	Enhet
Flyterens diameter	6,0	meter
Flyterens veggtykkelse	0,030	meter
Flyterens høyde over vann	10	meter
Flyterens dypgang under vann	52	meter

Som en kan se fra tabell 3 og 4 ligger den store forskjellen på Njord-A og B i flyterens dypgang. For Njord-A er denne 100 m, mens for Njord-B er den tilnærmet halvert. I tillegg er veggtykkelsen mindre for flyteren på Njord-B. Dette utgjør hovedårsaken til at Njord-B er et ustabilt konsept.

2.1.3 Hywind

Hywind er det konseptet som er kommet lengst i utviklingen og 8.9.2009 var det offisiell åpning av piloten til verdens første flytende fullskala vindturbin. Piloten er plassert 10 kilometer sørvest for Karmøy i Rogaland og testperioden skal vare i to år. Målet med Hywind-piloten er å teste ut hvordan vind og bølger virker på strukturen, hvordan driftskonseptet kan optimaliseres, samt identifisere teknologigap (Økland 2009). Tidligere StatoilHydro har investert rundt 400 mill kroner til bygging og videreutvikling av piloten, samt forskning og utvikling.

Figur 16: Hywind monteres i skjermet farvann (Økland 2009).

Den flytende konstruksjonen består av en stålkappe fylt med ballast. Flyteren strekker seg 100 meter ned under havoverflaten og er festet på havbunnen med tre forankringer. Turbinen har en effekt på 2,3 MW og en masse på 138 tonn.

Hywind UMB

For å kunne gjøre sammenligninger mellom Njord-konseptet og Hywind er det blitt utarbeidet en teoretisk modell benevnt Hywind UMB. Denne er basert på data fra det internasjonale forskningsprosjektet "Offshore Code Comparison Collaboration (OC3)" (NREL 2010). Hywind UMB er en stabil konstruksjon som følge av mye solid ballast i flyteren. Den er også forenklet dimensjonert for å oppnå mer realistisk materialforbruk og stivheter.

I tabell 5 er de fysiske målene for Hywind UMB oppsummert. Det er verdt å legge merke til den store forskjellen på flyteren til Hywind UMB sammenlignet med Njord. Flyterens diameter er blant annet tre meter større enn Njords, noe som gjør store utslag på stålforbruket.

Tabell 5: Fysiske mål for Hywind UMB.

Element	Verdi	Enhet
Flyterens diameter	9,4	meter
Flyterens veggtykkelse	0,044	meter
Flyterens dypgang over vann	10	meter
Flyterens dypgang under vann	120	meter

Det vises til vedlegg 1, 2 og 3 for målsatte illustrasjoner av de tre konseptene.

2.1.4 Bunnfast referanse: Horns Rev 1

Horns Rev 1 er blitt valgt som referanse da det eksisterer gode data på denne vindparken. Horns Rev 1 ligger 14-20 km utenfor vestkysten av Danmark og vanndybden i parken varierer fra 6-14 meter. Havvindparken ble ferdigstilt i 2002 og er en av verdens største. Den består av 80 Vestas V80-2MW turbiner. Dette gir en total kapasitet ved Horns Rev 1 på 160 MW.

Turbinene ved Horns Rev 1 er plassert på monopælfundamenter som pæles ned i havbunnen. Disse består av et rundt stålrør med en diameter på 4 meter og en godstykkelse på 5 cm. Ved hjelp av en stor hydraulisk rambukk pæles fundamentene ned i havbunnen i en dybde på om lag 25 meter. Vindturbinene består videre av et 61 meter høyt tårn og en rotor med en diameter på 80 meter. Den samlede vekten per vindturbin er 439-489 tonn. Avstanden mellom hver vindturbin er 560 meter og det totale arealet i havvindparken er oppgitt til 20 km^2(Dong Energy 2008b).

Figur 17: Horns Rev 1 utenfor vestkysten av Danmark (Dong Energy 2008b).

2.2 FELLES FORUTSETNINGER

2.2.1 Definisjon av vindparkene

Det vil for denne oppgaven diskuteres kostnader knyttet til fire fiktive vindparker. For de fire vindparkene varierer størrelsen i antall vindturbiner og avstanden fra land til nærmeste vindturbin. I oppgaven er en stor vindpark definert som en vindpark med 1000 vindturbiner mens en liten vindpark er en vindpark med 100 vindturbiner. Dette vil spesielt ha innvirkning på stordriftsfordeler knyttet til vedlikeholdskostnader og reisetid til vindparken. De fire vindparkene blir for denne oppgaven definert som P1, P2, P3 og P4. Havdybden i alle de fire parkene settes til 150 meter. Avstand fra land til nærmeste vindturbin i vindparken og antall vindturbiner i vindparken er oppsummert i tabell 6.

Tabell 6: Avstand fra land til nærmeste vindturbin i de ulike vindparkene og antall vindturbiner i hver park.

	Avstand fra land	Antall vindturbiner
P1	10 km	100
P2	10 km	1000
P3	100 km	100
P4	100 km	1000

For å beregne reisetid til vindparken er det for denne oppgaven tatt utgangspunkt i en gjennomsnittlig avstand til en vindturbin. Denne avstanden er beregnet ved å ta utgangspunkt i en forutsettelse om en avstand på 1 kilometer mellom hver vindturbin, og et kvadratisk oppsett av vindparken. Avstanden mellom vindturbinene benyttet her

vil være større enn benyttet senere i oppgaven fordi denne er fortsatt usikker og en avstand på 1 kilometer vil gi lengst gjennomsnittlig avstand. Det understrekes at dette er gjort for å få et grovt bilde av avstanden, og at denne vil variere avhengig av flere faktorer. De gjennomsnittlige avstandene til hver vindpark fra land er oppsummert i tabell 7.

Tabell 7: Gjennomsnittlig avstand fra land til hver vindpark.

Gjennomsnittlig avstand fra land	
P1	15 km
P2	25 km
P3	105 km
P4	115 km

2.2.2 Økonomiske forutsetninger

Valutakurser

For denne oppgaven er alle beregninger oppgitt i NOK eller konvertert til NOK. Det er valgt å benytte årlige gjennomsnittlige valutakurser for å gjøre beregninger mellom ulike valutaer og NOK. Disse er for alle tilfeller hentet fra (DnB Nor 2010). Det er valgt å oppgi relevante valutakurser i teksten der disse er benyttet.

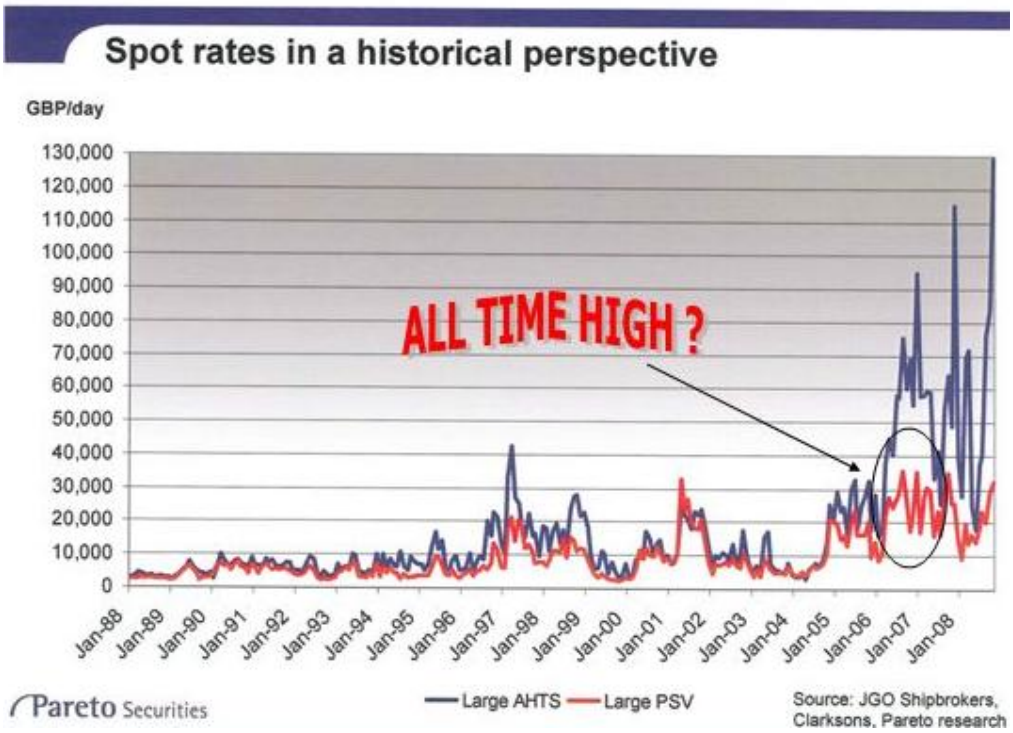
Avkastningskrav

For analysen er det benyttet et realavkastningskrav på 8,2 % (Gjølberg & Johnsen 2007). Dette bygger på et nominelt avkastningskrav på 10,7 % (Gjølberg 2010). For analysen i denne oppgaven er det benyttet faste 2010-priser, og det trekkes derfor fra forventet inflasjon på 2,5 % for å finne et realavkastningskrav (Gjølberg 2010). Dette avkastningskravet ligger omtrent 2 prosentpoeng høyere enn Finansdepartementets anbefalte diskonteringsrente for offentlige prosjekter med om lag samme risiko som et gjennomsnittlig prosjekt finansiert i aksjemarkedet (Gjølberg & Johnsen 2007). Det kommer frem i (Gjølberg & Johnsen 2007) at denne forskjellen skyldes at departementet har anvendt en urealistisk lav risikopremie og en lav kortsiktig realrente.

Døgnleier for montering – og dekommisjoneringsfartøy

(Moss & Myhr 2009) estimerte døgnleiepris for Aquilo X1 og X2 på bakgrunn av ulike data. Det ble gjort en sammenligning mellom investeringskostnaden til Akers H6 rigg og andre større semisuber som BP Thunder Horse og ExxonMobil. I tillegg ble døgnleien estimert på grunnlag av daværende rater oppskalert i forhold til dekksareal og spesialisering. Total døgnleiepris for en SSCV av størrelsen til Aquilo X1 er vurdert til 9 mill NOK. Den økte størrelsen til X2 vil føre til en kostnadsøkning på mellom 50 og 75 %. (Moss & Myhr 2009) antok på grunn av usikkerheten rundt denne konstruksjonen en kostnadsøkning på 75 %. De antok videre en mannskapsøkning på 50 %. Som følge av denne kom de frem til en døgnpris på om lag 16 mill NOK for Aquilo X2. I forhold til dagens marked kan dette antas å være i overkant konservativt, men det tas også høyde for usikkerhet og risiko i denne døgnprisen.

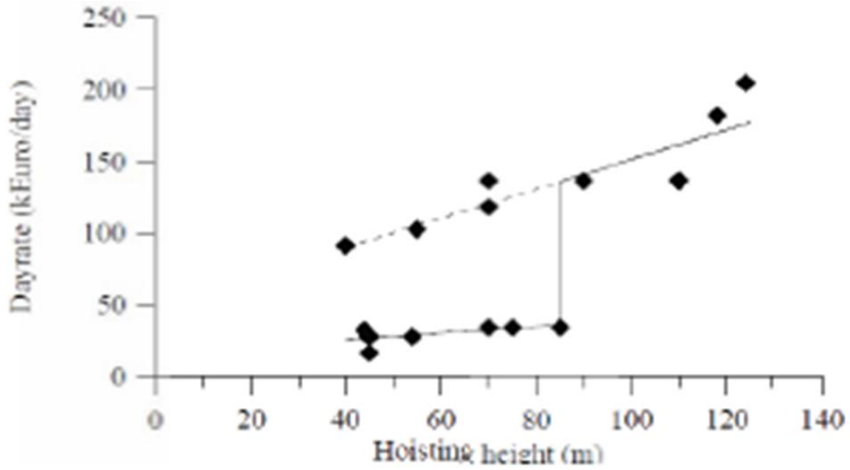
Døgnleien for AHTS og PSV er basert på kontakt med Hallgeir Reitan i Island Offshore (Reitan 2010). Markedet for slike typer fartøy varierer mye, noe figur 18 som viser historiske spotpriser, illustrerer. Det er mange faktorer som spiller inn når prisen skal avgjøres, men prinsippet er enkelt da det er markedet som avgjør prisnivået. Det velges for denne oppgaven å benytte dagens priser oppgitt av Hallgeir Reitan i Island Offshore. Dette diskuteres i etterkant av figur 18.



Figur 18: Historiske spotpriser for stor AHTS og stor PSV (Reitan 2010).

Døgnleien på en stor AHTS med ROV og kran, for en periode på 5 måneder er oppgitt til 380 000 NOK ekskludert drivstoff. Døgnleien for en stor PSV for samme periode er 175 000 NOK ekskludert drivstoff, mens for en medium PSV ville tilsvarende døgnleie være 120 000 NOK. En AHTS bruker om lag 25-40 tonn drivstoff per dag i operasjon, mens en PSV bruker om lag 12-25 tonn per dag. Prisen for drivstoff er oppgitt til 3000-6000 NOK per tonn de 3 siste årene. Forusetter en pris på 6000 NOK per tonn for denne oppgaven for å gjøre en konservativ vurdering. Oppsummert gir dette en total døgnleiepris på en AHTS på 620 000 NOK, og for en stor og medium PSV henholdsvis 325 000 NOK og 270 000 NOK(Reitan 2010).

Døgnleien for kranfartøyet er utarbeidet på bakgrunn av figur 19 som viser døgnleier for kranfartøy benyttet til montering av naceller og rotorblader vurdert i forhold til løftehøyde. Denne figuren viser at det går en kapasitetsgrense ved 85 meter. For montering av flytende vindturbiner er det nødvendig med et kranfartøy med løftehøyde på minst 100 meter. Det forutsettes derfor en døgnleie på 1 mill NOK for kranfartøyet for denne analysen.



Figur 19: Døgnleier for kranfartøy basert på løftehøyde i meter (van Bussel & Zaaijer 2001).

Døgnleier for vedlikeholdsfartøy

For vedlikehold vil transport av mannskaper til vindturbinene normalt skje med båt. Det vil i oppgaven undersøkes kostnader for to typer fartøy. Et fartøy med lengde på 24 meter kan i følge (Odfjell 2010) leies for 16 000 NOK i døgnet. Dette fartøyet kan frakte mannskaper til vindturbinen inntil en signifikant bølgehøyde på 1,5 meter. Spesialfartøyet Fob Swath med lengde 27 meter kan leies for 30 000 NOK i døgnet (Odfjell 2010). Fob Swath kan frakte mannskaper til vindturbinen inntil en signifikant bølgehøyde på 2,5 meter, og den kan arbeide mot vindturbinen i omlag 4 meter bølger (Fob Shipping 2010). Årsaken til dette er at den under arbeid senkes ned og får en reduksjon på 70 % i bevegelsene slik at man kan legge inntil vindturbinen.

Figur 20: Spesialfartøyet Fob Swath for røff sjø (Fob Shipping 2010).

Firing av personell fra helikopter antas å ikke kunne godtas som standard operasjon offshore i Norge, men dette må likevel planlegges for nødssituasjoner (Lyse 2009). For

denne analysen er helikopter beregnet som et mulig alternativ ved uforutsett, mindre vedlikehold. Helikopter forutsettes å kunne leies for 70 000 NOK i døgnet.

Figur 21: Helikopter til bruk for vedlikehold av landbaserte vindturbiner (Dong Energy 2008b).

Oppsummering av døgnleier

Marsjfarten og døgnleien til de ulike fartøyene benyttet for drift – og vedlikehold er oppsummert i tabellen under.

Tabell 8: Marsjfart og døgnleie for de ulike fartøyene.

Fartøy	Døgnleie	Fart (km/h)
AHTS	kr 620 000	28
Stor PSV	kr 325 000	33
Medium PSV	kr 270 000	33
Aquilo X1	kr 9 000 000	25
Aquilo X2	kr 16 000 000	25
Kranfartøy	kr 1 000 000	9
Middels stort fartøy	kr 16 000	41
Spesialfartøy	kr 30 000	48
Helikopter	kr 70 000	200

Videre tas følgende forbehold som gjelder for fartøy benyttet for montering og dekommisjonering:

- Et PSV har en marsjfart på 18 knop.
- Et AHTS har en marsjfart på 15 knop ved egentransport.

- Et AHTS har en marsjfart på 5 knop ved tauing av flytere.
- Et AHTS har en marsjfart på 2 knop ved tauing av hele vindturbiner.
- Et AHTS kan taue opptil 3 flytere samtidig med tilpasset riggsystem.
- Det er nødvendig med minimum 2 AHTS fartøy for å taue en komplett vindturbin.

Normal utrykningstid for de ulike fartøyene vil variere med marsjfarten og avstanden til de ulike vindparkene. For drift og vedlikehold er dette spesielt aktuelt og i tabell 9 vises gjennomsnittlig reisetid tur-retur vindturbinen som er nede for en vindpark på 100 vindturbiner. Tabell 10 viser samme informasjon for en vindpark på 1000 vindturbiner.

Tabell 9: Gjennomsnittlig reisetid for en vindpark på 100 vindturbiner gitt i timer.

	10 km	100 km
Middels stort fartøy	0,74	5,15
Spesialfartøy	0,62	4,36
Kranfartøy	3,24	22,68
Helikopter	0,15	1,05

Tabell 10: Gjennomsnittlig reisetid for en vindpark på 1000 vindturbiner gitt i timer.

	10 km	100 km
Middels stort fartøy	1,23	5,65
Spesialfartøy	1,04	4,78
Kranfartøy	5,40	24,84
Helikopter	0,25	1,15

Figur 22: Middels stort fartøy benyttet til vedlikehold på offshore vindturbiner: FOB Lady (Fob Shipping 2008).

Etter kontakt med Fob Shippingoppgis det at alle driftsutgifter som lønninger, reiser, forsikring og reparasjoner er inkludert i døgnprisen til fartøyet(Odfjell 2010). Dette gjelder både mindre båter, brukt til å frakte vedlikeholdsmannskap og mindre utstyr ut til vindparken, samt kranfartøy. Av (Odfjell 2010) er det oppgitt at bunkers ikke er inkludert i leieprisen av de mindre båtene. Prisen på bunkers er per 9.3.2010 satt til 3,75 NOK/liter, i tillegg kommer avgift på 1,54 NOK/liter (Juvsett 2010). Dette tilsier en literpris på 5,29 NOK. Det forutsettes tre timers maks forbruk ved stand by i vindparken (Odfjell 2010). Ett middels stort fartøy har et forbruk på 165 liter/time, mens spesialfartøyet har et forbruk på 320 liter/time.

Mannskapskostnader

Kostnad for mannskap offshore er 1,5 til 2 ganger høyere enn på land og er derfor et ankepunkt mot offshore sammenstilling av vindturbiner (Bland 2004). Analysen forutsetter en gjennomsnittskostnad på 1 mill NOK per arbeidstaker. Videre forutsettes det en skiftordning med to uker på og tre uker av, noe som gir ett arbeidsår på drøye 146 dager. Dette tilsvarer en døgnpris på underkant av 6900 NOK per mann. Det forutsettesat bemanningen til AHTS -, kran - og PSV-fartøyene er inkludert i den tidligere presenterte døgnleien.

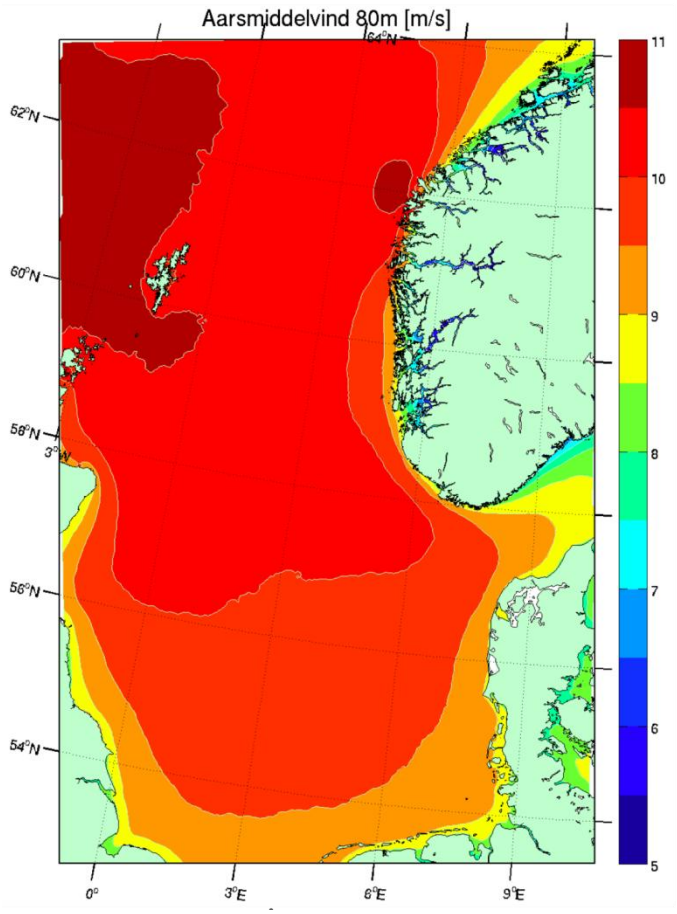
2.3 BRUKSTID

Den gjennomsnittlige brukstiden for en vindturbin på land i Norge er mellom 2600 og 2700 timer i året (Energilink 2008). I følge (Fornybar Energi 2009) er den europeiske gjennomsnittsbrukstiden langt lavere enn i Norge, og mest sannsynlig rundt 2000 årstimer. Siden vindforholdene langt ute til havs er svært gode, vil flytende vindturbiner kunne ha en gjennomsnittlig brukstid på opp i mot 5000 timer (Fornybar Energi 2009).

Et moderne vindkraftverk produserer elektrisk energi når vindhastigheten i navhøyde er i området 4-25 m/s (lett bris til full storm). Maksimal effekt oppnås ved 12-15 m/s, mens kraftproduksjonen normalt stanses ved vindstyrke over 25 m/s for å unngå unødvendig slitasje(Fornybar Energi 2009; NVE 2009). For offshore flytende vindturbiner vil det være naturlig å vurdere om turbinen også kunne produsere ved høyere vindhastigheter enn 25 m/s. REpower opererer med en produksjon inntil 30 m/s på sin 5 MW offshore turbin (REpower 2010).

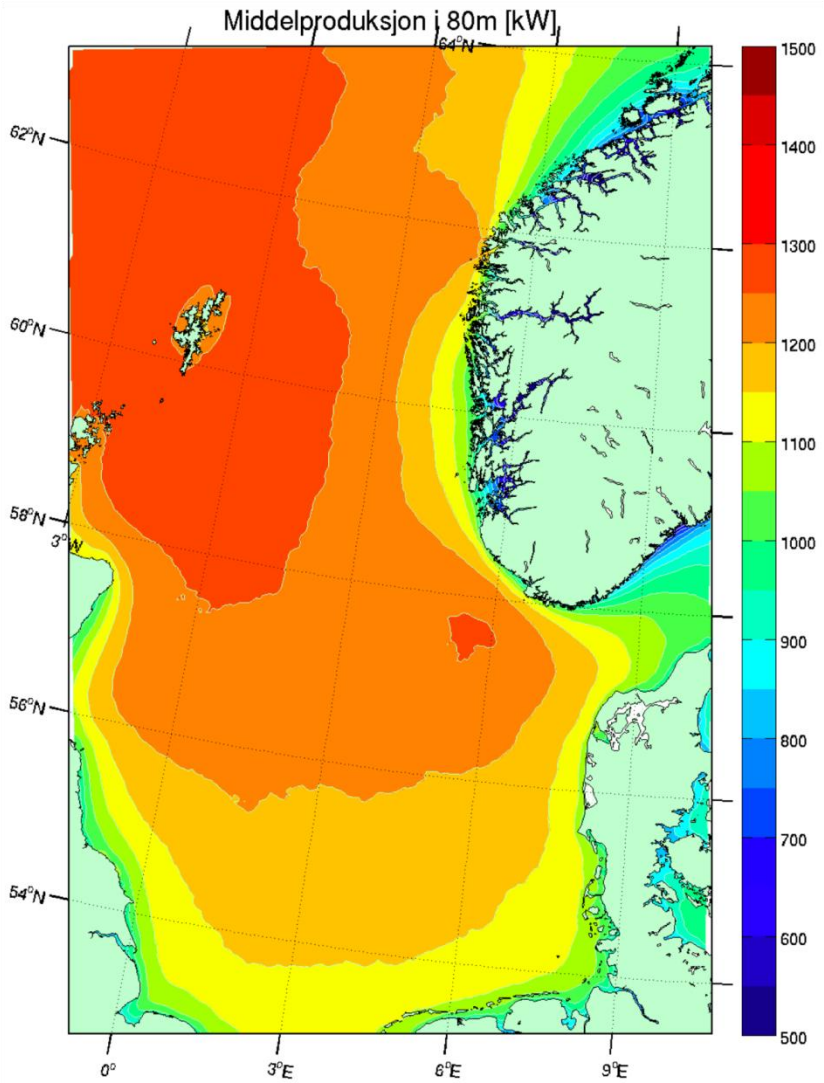
Figur 23:Norminalisert effektkurve for vindturbin(Fornybar Energi 2009) .

Figur 24 viser beregnet årsmiddelvind i 80 m høyde. Kartet er langtidsjustert mot forventet vindklima (NVE 2009).



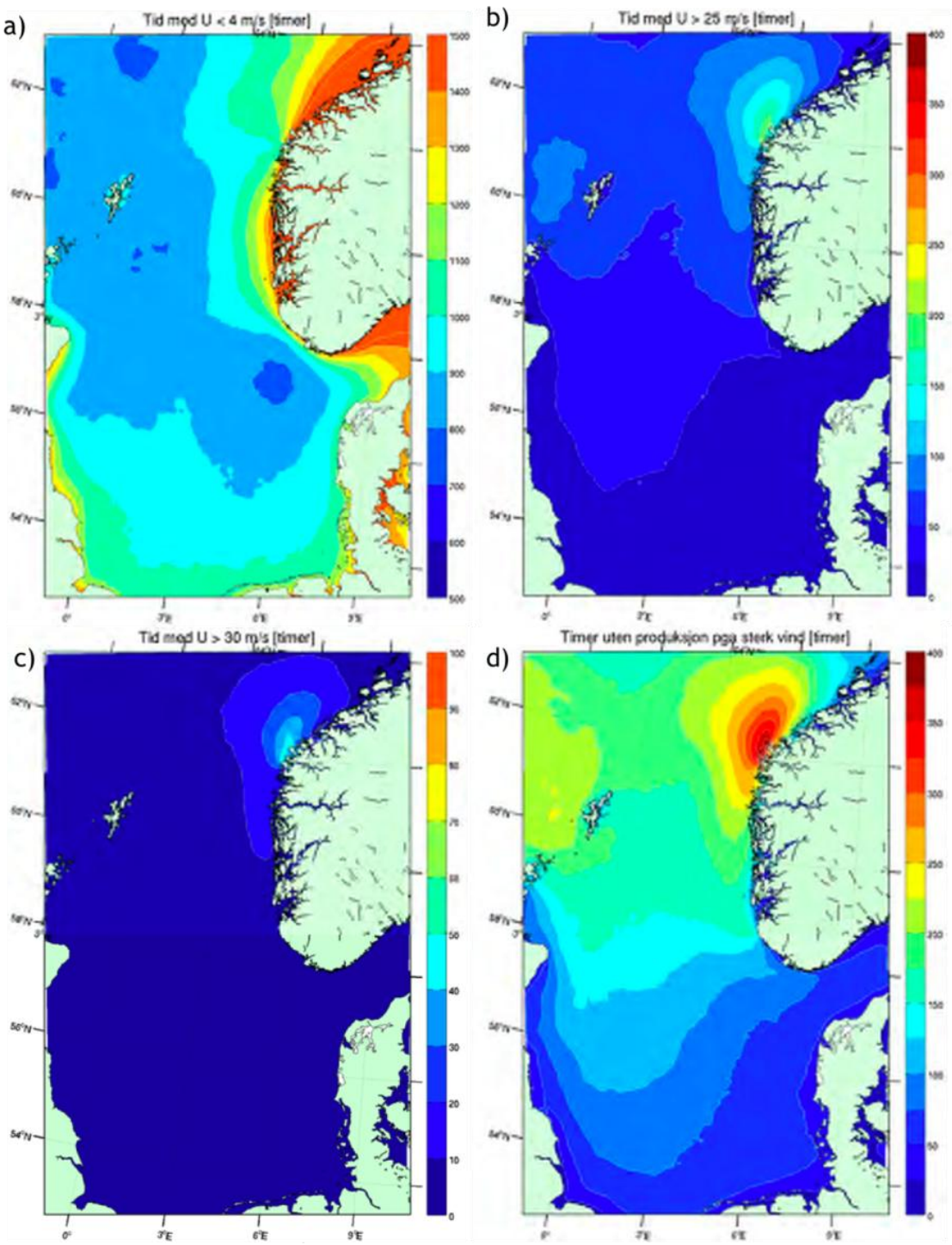
Figur 24: Årsmiddelvind i 80 m høyde (NVE 2009).

Figur 25 viser beregnet middelproduksjon for en Vestas V90 3MW turbin i 80 m høyde. Kartet illustrerer hva middelproduksjonen for en enkelt V90 turbin vil være for en gitt geografisk plassering (NVE 2009). For denne beregningen er det lagt inn et tap på 20 % som følge av tilgjengelighet og tap til nett (NVE 2009). Dette tapet vil avhenge av flere parametre i vindparken. Blant annet vil stor avstand til kysten føre til at tilgjengeligheten til vindparken blir redusert og dette vil derfor føre til større tap (NVE 2009). I tillegg vil en stor vindpark oppleve større vaketap enn en mindre park, og innbyrdes vindturbinavstand og avstand til andre vindparker i nærheten vil også spille en rolle for størrelsen på vaketapet. Tap til nett vil være avhengig av teknologien som brukes til ilandføring av kraften. Disse parametrene som bidrar til tap vil ikke bli analysert nærmere i denne oppgaven, men (NVE 2009) foreslår, som nevnt, et estimat på et totalt tap på 20 %.



Figur 25: Beregnet middelproduksjon for en Vestas V90 3 MW turbin i 80 m høyde (NVE 2009).

Figur 26 viser antall timer med vind lavere enn 4 m/s, høyere enn 25 m/s, høyere enn 30 m/s og tap av brukstid på grunn av for høye vindhastigheter. Fra figur a) ser vi at lav vind finnes hyppigst i de kystnære områdene. Sentralt i Nordsjøen er hyppigheten av vind lavere enn 4 m/s på omkring 800 timer per år. Dette tilsvarer i underkant av 10 % av tiden. Utenfor Stadt er stormhyppigheten størst, der vi finner hastigheter over 25 m/s 100-150 timer per år, og hastigheter over 30 m/s 30-50 timer per år (NVE 2009). På grunn av de høye vindhastighetene, er det også her vi finner de største tapene i brukstid, med tap på 300-400 timer brukstid i 80 m høyde.



Figur 26:Antall timer med vind lavere enn 4 m/s, høyere enn 25 m/s, høyere enn 30 m/s og tap av brukstid på grunn av for høye vindhastigheter(NVE 2009).

Fratrukket 20 % for tap til nett, tilgjengelighet, vedlikehold og vaketap finner en at brukstiden er fra 3000 timer for kystnære områder og opp til 3600 timer for områder sentralt i Nordsjøen. Som (Fornybar Energi 2009) foreslår velges det for denne oppgaven en høyere, men likevel konservativ, brukstid for flytende vindturbiner.

Begrunnelsen for dette er at med den pågående teknologiske utviklingen vil også brukstiden øke, i tillegg til stor forskjell mellom de ulike turbinprodusentene og mange faktorer spiller inn. Som antatt utvikling vil det fremover være et større fokus på å optimalisere produksjonen i stedet for brukstiden. Dette gjør at det velges en brukstid på 4500 timer for flytende vindturbiner.

For å estimere brukstiden for bunnfaste vindturbiner, er det gjort en forenklet analyse av fire eksisterende vindparker. Tabell 11 viser resultatene av denne analysen. Vi kan fra dette se at brukstiden varierer fra rundt 3100 timer for Nysted vindpark til over 3800 timer for Horns Rev 2. Årsaken til dette ligger i de ulike avstandene til land. Horns Rev 2 ligger 20 km lenger ute enn Nysted og vil derfor oppleve bedre vindforhold. Dette gjenspeiles i brukstiden. Med den teknologiske utviklingen som forventes fremover vil brukstiden til de bunnfaste vindturbinen øke, som for de flytende vindturbinene. Den vil også øke som følge av at de bunnfaste vindturbinene blir plassert lenger ute i havet, som Horns Rev 2. For denne oppgaven forutsettes det derfor en brukstid på 3800 timer for bunnfaste vindturbiner.

Tabell 11: Brukstiden for fire bunnfaste vindparker (Dong Energy 2008a; Dong Energy 2009; Vattenfall 2009a; Vattenfall 2009b)

Vindpark	Kapasitet (GW)	Årlig produksjon (GWh)	Km fra land	Brukstid (timer)
Kentish Flats	90	280 000	10	3111
Horns Rev 1	160	600 000	15	3750
Horns Rev 2	209	800 000	30	3828
Nysted	165	595 000	10	3593

Tabell 12: Valgte brukstider for landbasert, bunnfast og flytende vindkraft for denne oppgaven.

	Brukstid (timer)	Kapasitetsfaktor (%)
Landbasert	2700	30
Bunnfast	3800	43
Flytende	4500	51

2.4 EKSTERNE FAKTORER

Som nevnt i innledningen er det et stort fysisk potensial for offshore vindkraft i Norge. Mye av årsaken til at potensialet fortsatt er urørt er at Norge er forsynt med 99 % fornybar energi i form av vannkraft. Med bakgrunn i dette mangler Norge lover, støtteordninger og incentiver for at offshore vindkraft skal lykkes. Som følge av EUs 2020 – mål har Norge nå en stor mulighet til å bidra med store mengder fornybar energi til Europa i form av offshore vindkraft. For å lykkes med dette må det legges til rette ved å etablere (Energirådet 2008):

1. Effektivt lov - og regelverk.
2. Myndighetsorganer med tilstrekkelig kapasitet og spesialkompetanse på offshore vindteknologi.
3. Effektiv konsesjonsprosess.
4. Infrastruktur/nett som dekker både regulerings - og havvindbehov.
5. Konkurransedyktige kommersielle støtteordninger.
6. Eksportordninger.
7. Nasjonal utvikling av offshore vindteknologi.

Potensialet for utbygging av offshore vindkraft, sammen med Norges fysiske og teknologiske muligheter, tilsier at det bør etableres en incentivordning som initierer utviklingen av vindkraft til havs. De viktigste kjennetegnene for en god incentivordning er (Energirådet 2008):

1. Utbyggerne trenger en type økonomisk incentiv som er langsiktig og forutsigbar for å kunne gjøre store investeringer i en ny industri.
2. Støtteordningen bør gjelde for alle produksjonsårene i prosjektets levetid.
3. Etter hvert som kostnadene reduseres gjennom erfaringer og teknologiutvikling bør støtten til nye prosjekter reduseres.
4. Støtten bør være direkte innrettet mot produksjonsmengden (kWh), for å sikre optimal kostnadseffektivitet.
5. Myndighetene vil trenge en ordning som er enkel å administrere og som ikke krever årlige nye bevilgninger over statsbudsjettet.

6. Ordningen må være konkurransedyktig med andre lands systemer for å tiltrekke seg investeringer.

Det er særlig fundamenter, installasjon og kabling som gjør offshore vindkraft dyrere enn landbasert vindkraft. Til gjengjeld produserer havvind om lag dobbelt så mye kraft per MW installert som onshore vindparker, sammenlignet med typiske utbygginger på kontinentet (Energirådet 2008). Det vil også være mer realistisk å bygge ut større parker over større områder og man vil da kunne oppnå stordriftsfordeler. I tillegg til de betydelige investeringskostnadene er driftskostnader for havvindkraft i dag vesentlig høyere enn for landbasert vindkraft. En rekke faktorer vil bidra til reduserte kostnader for havvindkraft fremover (Energirådet 2008):

1. Marked: Høye råvarepriser generelt og høye turbinpriser ventes å normalisere seg som følge av en noe lavere vekst i verdensøkonomien og en bedre balanse mellom tilbud og etterspørsel.
2. Turbinstørrelse: Det utvikles stadig større turbiner. På grunn av de høye kostnadene for hver installert enhet, vil økt turbinstørrelse gi lavere produksjonspris. Store turbiner reduserer vedlikeholdskostnaden per kWh siden en betydelig del av vedlikeholdskostnaden er knyttet til adkomsten.
3. Parkstørrelse: Store anlegg vil gi en mer effektiv utnyttelse av ressurser for vedlikehold, som igjen vil gi lavere driftskostnader.
4. Teknologisk og industriell læring.
5. Pålitelighet og tilstandskontroll: Påliteligheten vil øke når leverandørindustrien får mer erfaring og bransjen tiltrekker seg mer industrielle aktører.
6. Infrastruktur: Utviklingen av kabelteknologien og øvrig overføringsteknologi vil kunne redusere kostnadene.

Fremtidig kraftpris

Det er et underliggende press henimot en økende kraftpris i Europa. EUs 2020-mål vil føre til en større andel av kraftproduksjon med høyere produksjonskostnader i kraftforsyningen (Energirådet 2008). På den andre siden vil stigende energipriser også

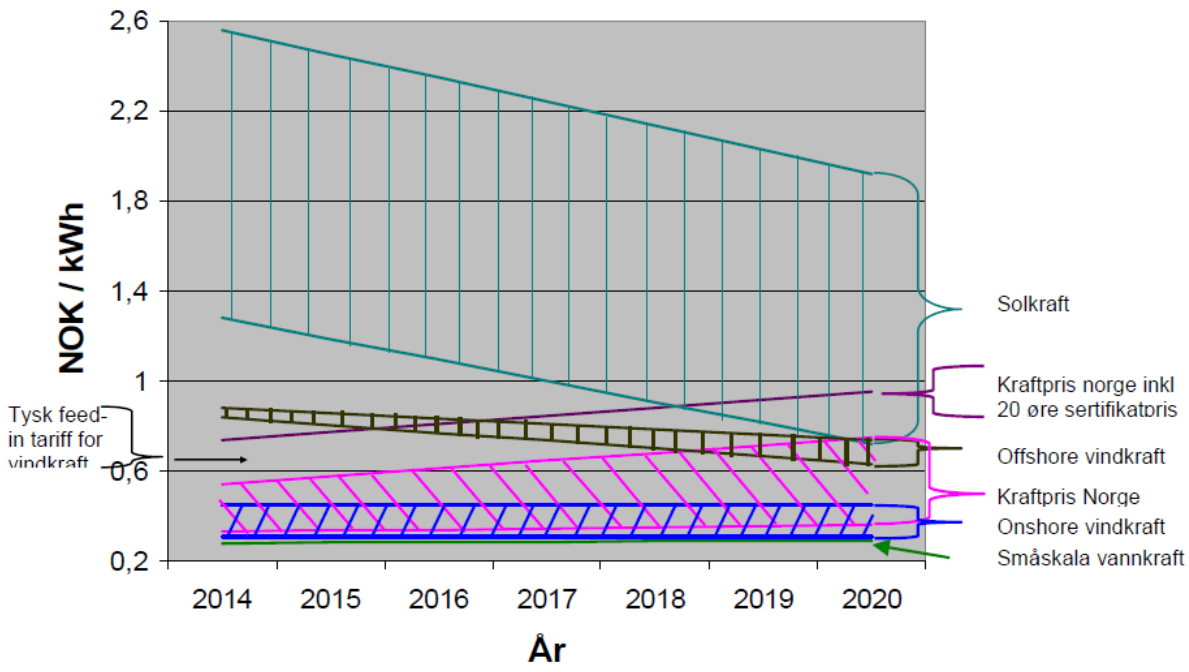
bety kraftigere stimulanser til energieffektivisering på forbrukssiden enn hva man har vært vant til.

Statistisk Sentralbyrå (SSB) har foretatt en utredning om kraftpris og CO_2 utslipp fram mot 2020. Denne modelleringen legger til grunn at det norske kraftmarkedet er integrert i det europeiske kraftmarkedet, og utviklingen i norske kraftpriser avhenger både av norske markedsforhold og norsk politikk, samt av tilsvarende forhold i Europa. Overføringskapasiteten mellom Norge og andre land er likevel begrenset, slik at norske kraftpriser kan variere fra prisene i våre naboland (Aune & Rosendahl 2008).

En viktig faktor i beregningen av framtidige kraftpriser er klimapolitikken i EU, og EUs 2020-mål er lagt til grunn for SSBs analyse (Aune & Rosendahl 2008). I rapporten avdekkes et spenn i kraftpriser fra 38 øre/kWh til 75 øre/kWh. Forutsetningene i lavprisscenarioet er betydelig kjernekraftutbygging mens for høyprisscenarioet er høy CO_2-kvotepris og blokkering av fremtidig kjernekraftutbygging viktige forutsetninger. Rapporten avdekker et mellomscenario der man har begrenset kjernekraftutbygging og betydelige CO_2-kvotepriser. Her ender kraftprisen opp på 67 øre/kWh i 2020 (Aune & Rosendahl 2008). Sammenlignet med dagens kraftpriser vil dette bety en betydelig økning i norske elektrisitetspriser.

Konkurransebildet for havbasert vindkraft

Figuren nedenfor viser konkurransebildet for havbasert vindkraft fram mot år 2020. Denne legger til grunn SSBs kraftprisscenario i et rosa bånd nederst i figuren, med spredning på mellom 75 og 36 øre/kWh i 2020. Småskala vannkraft ligger i prisområdet rundt 25 øre/kWh. Det legges til grunn synkende kostnader for offshore vindkraft som nevnt ovenfor.



Figur 27: Konkurransebildet for havbasert vindkraft mot år 2020 (Energirådet 2008).

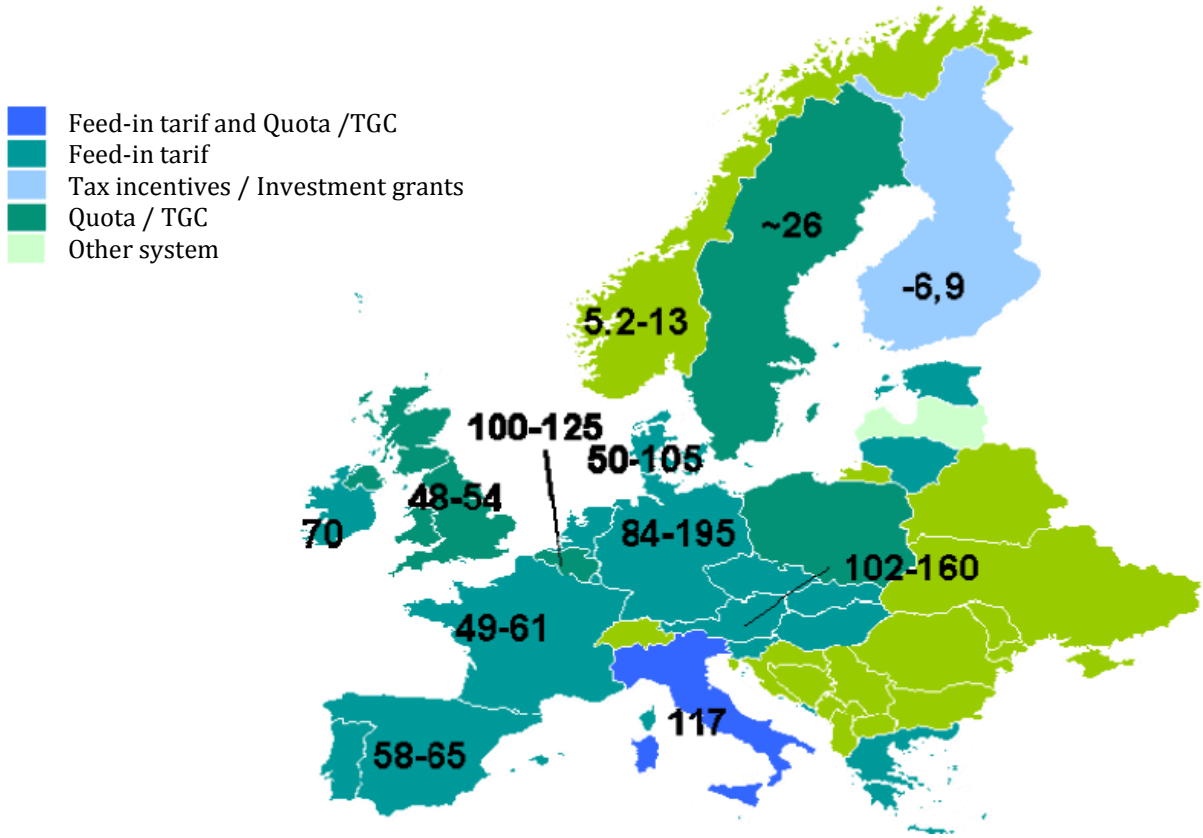
Man ser fra figur 27 at landbasert vindkraft er konkurransedyktig selv under middels høye kraftprisprognoser mens havbasert vindkraft fremdeles ligger utenfor prisprognosebåndet i alle fall 8 år fram i tid. I Sverige opererer man med grønne sertifikater, og med en kraftpris inkludert en svensk sertifikatpris på 20 øre på toppen av en høy prisprognose begynner havvindprosjektene å bli lønnsomme på 5 års sikt.

Konkurransefortrinnet for havbasert vindkraft mot de mer modne teknologiene ligger i begrensningene til disse teknologiene. Både småskala vannkraft og landbaserte vindturbiner har klare ressursmessige, politiske, etiske og miljømessige begrensninger. Se for øvrig kapittel 4 for sammenligning av vannkraft og havbasert vindkraft.

Støtteordning for havbasert vindkraft

Som det fremgår av figur 27 er ikke havbasert vindkraft konkurransedyktig i det eksisterende norske kraftmarkedet med dagens kjente konsepter. Det er nødvendig med støtteordninger på linje med det svenske sertifikatmarkedet. Samtidig bør det tas hensyn til at havvindturbiner over lengre tid vil befinne seg i utviklingsfronten etter hvert som de beveger seg på større dyp. Det vil derfor være nødvendig med gradert teknologiutviklingsstøtte for offshore vindturbiner over tid.

Figur 28 viser støttenivået til fornybar energi i Europa gitt i Euro/MW. Støttenivået i Norge er blant de laveste i Europa. For at offshore vindkraft skal kunne realiseres i Norge er man avhengig av støtteordninger. Slik det ser ut i dag vil man mest sannsynlig utvikle teknologien for flytende vindkraft i Norge mens utbyggingen av havvindparker vil foregå i andre land med bedre støtteordninger.



Figur 28: Støtte til fornybar energi i Europa (Euro/MW) fra 2008 (Energirådet 2008)

Støtten til fornybar energi i Europa er relativt god. I Tyskland har man innført et system med innmatingstariffer som innebærer at produsentene av fornybar elektrisitet inngår avtaler med tyske myndigheter. Dette betyr at vindkraftprodusenten mottar en fast sum for elektrisiteten som anlegget tilfører strømnettet. Denne ordningen har vist seg å være effektiv, men er regnet som kostbar. I 2006 hadde Tyskland følgende innmatingstariffer (Olsen 2008):

- Landbasert vindkraft: 42 til 67 øre/kWh
- Offshore vindkraft: 96 til 112 øre/kWh.

Det er forventet at støtten til offshore vindkraft vil minke i takt med utbyggingen og teknologiutviklingen i Tyskland.

I Danmark får produksjonen fra vindturbiner som er tilknyttet nettet etter 1. januar 2003 den gjennomsnittlige spotprisen over en måned pluss et påslag på 0,11 NOK/kWh (Olsen 2008).

Norske og svenske myndigheter er enige om at det skal etableres et felles norsk - svensk sertifikatmarked for fornybar elektrisitet fra 1.1.2012 (Energirådet 2008). Dette innebærer at aktører på begge sider av grensen vil stå ovenfor samme støttenivå per kWh. Det benyttes allerede i dag grønne sertifikater i Sverige, disse er en betegnelse på et markedsbasert virkemiddel for å fremme fornybar energi. Produsenter av fornybar energi tildeles grønne sertifikater tilsvarende energimengden de produserer. Myndighetene pålegger strømleverandørene å kjøpe en viss mengde sertifikater i året, på denne måten oppstår det en etterspørsel etter grønne sertifikater, slik at produsenter av fornybar energi kan hente en ekstra inntekt i tillegg til salg av strøm (Olsen 2008).

3 LCC-ANALYSE

For en uavhengig part er bestemmelsen av kostnader knyttet til vindkraftprosjekter en av de mest utfordrende oppgavene innenfor vindenergi. Utfordringen skyldes blant annet at vindturbinprodusenter ikke er spesielt villige til å dele sine kostnadskalkyler. De totale kostnadene for å produsere en vindturbin i kommersiell stor skala vil variere betydelig avhengig av kostnadene ved finansiering, type turbin, kostnaden for turbinen da kjøpsavtalen ble innvilget, byggekontrakter, lokasjon og stålpris.

Fundamentering er per i dag betydelig dyrere for offshore turbiner enn landbaserte. Landbasert vindkraft står ovenfor en rekke utfordringer. Økende turbinstørrelser kompliserer landbasert transport på grunn av økt lengde på rotorblader. Dette, i tillegg til at områdene for utbygging blir stadig mer utilgjengelige med tanke på infrastruktur, problemer knyttet til eiendomsrett og visuelle hensyn gir incentiver om å ikke bygge landbaserte vindparker. Kostnaden for offshore bunnfaste vindturbiner avhenger både av havdypet og type fundament som blir valgt. For eksempel ble det ved Horns Rev benyttet enkeltpåle, mens turbinene på Nysted er reist opp på gravitasjonsbaser av betong.

For en tradisjonell vindturbin plassert på land er andelen fundamenteringskostnader i forhold til de totale kostnadene vanligvis rundt 5-9 % (EWEA 2009). Benytter man gjennomsnittsverdierfraHorns Rev 1 og Nysted, er denne prosentandelen 21 % og dermed betydelig dyrere enn for landbaserte vindturbiner(NorWind 2009).

Investering/MW for offshore vindparkene Horns Rev I og Nysted i Danmark		
Kostnadsart	[kEuro]/MW	Andel [%]
Turbiner ex works inkludert transport og montering	815	49
Substasjon og kabel til land	270	16
Internt grid mellom turbiner	85	5
Fundamenter	350	21
Design og prosjektledelse	100	6
Miljøanalyser	50	3
Diverse	10	<1
Totalt	1680	

Tabell 13: Fordelte kostnader for bunnfaste offshore vindturbiner (NorWind 2009).

Etter hvert som bransjen vokser og modnes, vil det bli betydelige kostnadsreduksjoner ved at man går over til produksjon i store serier og standardisering av flere elementer. Vindkraftteknologien er fortsatt en forholdsvis umoden teknologi. Som nevnt i forrige kapittel vil det på all vindkraftteknologi komme en betydelig teknologisk utvikling og læring som vil bidra til å redusere kostnadene (Energirådet 2008).

For flytende vindturbiner er det i dag liten erfaring om hvordan kostnadene vil utvikle seg. Teknisk sett er utbygging av flytende vindturbiner på dypt vann fullt mulig da dette allerede har blitt demonstrert av oljeindustrien gjennom flere tiår. Imidlertidig er lønnsomheten som gjorde oppsettingen av tusenvis av oljeplattformer mulig enda ikke påvist for flytende vindturbiner (NREL 2007).

For vindturbiner på dypt vann vil en flytende konstruksjon erstatte monopæler eller konvensjonelle betong - eller stålbaser som ofte brukes som fundament på grunt vann og landbaserte turbiner. Den flytende vindturbinen må gi tilstrekkelig oppdrift til å tåle vekten av en turbin og å begrense pitch -, roll - og heavebevegelser innenfor akseptable grenser. Vindturbinen må i tillegg tåle påkjenninger fra både bølger og vind(NREL 2007).

Kostnaden for turbinen for flytende vindturbiner vil ikke bli vesentlig høyere enn dagens offshore turbinkostnader på grunt vann. Derfor vil økonomien for flytende vindturbiner bestemmes i hovedsak av de ekstra kostnadene knyttet til flyteren og nettilknytning, som er påvirket av mer ekstreme offshore vær- og havforhold og lengre avstand til land. For offshore bunnfaste vindturbiner er imidlertid de økonomiske

parametrene mer kjent. Med empiriske data innhentet fra bunnfaste installasjoner fra mange land i over et tiår, er representative kostnader kjent(EWEA 2009). Den praktiske gjennomførbarhet og kostnaden per kW for flytende vindturbiner offshore vind er ennå mindre behandlet og skal undersøkes nærmere i den følgende analysen.

3.1 PRODUKSJON

Kapittelet vil gi en oversikt over hvordan man kan produsere Njord-A, Njord-B, Hywind UMB på en kostnadseffektiv måte og hvor store kostnader det er tilknyttet de ulike delene av produksjonen. Disse kostnadene sammenlignes med produksjonskostnader for Horns Rev 1. For å finne produksjonskostnaden er en simuleringsmodell blitt etablert, se elektronisk vedlegg 8. Denne modellen bygger på ulike referanser, egne forutsetninger og erfaringstall. Disse blir nøyere kommentert etter hvert som de blir nevnt i oppgaven. Kapittelet vil gi innsikt i de fleste kostnader knyttet til produksjon frem til levering ut fra verkstedet.

Offshore vindkraftprosjekter er kapitalintensive, der mye av kostnadene kommer i oppstarten. På grunn av dette er produksjon av vindturbinen en viktig post i kostnadsanalysen. I dette avsnittet prissettes en vindturbins produksjonskostnader gitt storskala produksjon. Som grunnlag for prissetting av de ulike konseptene benyttes de ulike fysiske målene for vindturbinene som hentes fra beskrivelsene i del 2.1 for de flytende vindturbinene. Som bunnfast referanse benyttes Horns Rev 1, hvor de fysiske mål for fundament og tårn er gitt i del 2.1.4.

Konstruksjon og fundamentering av vindturbiner

Tårnet i en vindturbin kan konstrueres av ulike materialer. Store vindturbiner bygges vanligvis som rørtårn i stål, men også betong kan benyttes. Små landbaserte vindturbiner leveres både som rørtårn i stål og fagverkskonstruksjoner. Rørtårn foretrekkes vanligvis ut i fra kostnads-, sikkerhetsmessige og visuelle hensyn. Offshore foretrekkes også rørtårn på grunn av store korrosjonsproblemer i saltvann, dette kommer av større korrosivitet i stresskonsentrasjoner som sveisefuger og sammenføyninger(Fornybar.no 2010).

For bunnfaste vindturbiner er fundamenteringen komplisert og kostbar. For disse er det hovedsakelig fire fundamenteringsmetoder: Enkeltpåle, senkekasse i stål eller betong, trefotsfundament og fagverk. Enkeltpålen består av et stålrør som presses ned i havbunnen og er den mest benyttede fudamenteringformen i dag(WindFacts 2010). Senkekasse er et fundament som består av et rør som plasseres vertikalt på en boks i stål eller betong på havbunnen. Teknologien til trefotsfundament kommer fra offshoreplattformer. Fra et stålrør midt under tårnet går det gitterstenger til konstruksjonens tre føtter(Fornybar.no 2010). Føttene er slått ned i bunnen med en bunnramme som stiller til dels høye krav til behandling av bunnforholdene. Fagverk, eller jackets som det ofte kalles, består av mange gitterstenger satt i en hensiktsmessig formasjon og festet til bunnen på samme måte som trefotsfundament. Fagverk- og trefotsfundament egner seg bedre på dypere vann enn enkeltpåle og senkekasse, men ingen av dem kan etableres på dypt vann på en økonomisk forsvarlig måte (WindFacts 2010). Se vedlegg 4 for illustrasjoner av de ulike bunnfaste fundamentene.

Flytende installasjoner gjør kostbare fundamenteringsløsninger overflødige, men introduserer samtidig nye utfordringer som økt fare for slitasje og økte kostnader til forankring, vedlikehold og nettilknytning(Fornybar.no 2010).

3.1.1 Stålkostnadsanalyse

Stål er valgt som konstruksjonsmateriale i oppgaven fordi majoriteten av dagens offshore vindparker benytter stål. Fundamentet eller flyteren er valsede stålplater og overgangsbraketten består i all hovedsak av stål. Stål er en viktig bestanddel og svingninger i råvarekostnader vil påvirke den totale prosjektkostnaden (ODE 2006). Vindturbiner som Hywind og vindturbinene brukt ved Horns Rev 1 er ekstremt stålintensive. Stål står for fire femdeler av alle materialer som brukes til å konstruere en vindpark av typen Horns Rev 1 (DeIonno et al. 2010). Stålprisene og stålmengden blir dermed avgjørende for hvor dyrt det blir å produsere en vindturbin. Stålprisene varierer avhengig av legering og tilgjengelighet og styres av tilbud og etterspørsel verden over. Se for øvrig vedlegg 5 for utredning om stålmarkedet. Innkjøpsprisen kan ligge fra 5 til 9 NOK per kg for bulk, og for ferdig produserte eller for mer komplekse konstruksjoner fra 16 til 22 NOK per kg (Myhre 2010b). Det forustettes at med ferdig produsert stål menes klippet, knekt og valset stål (Brenna 2010a). Stålet er da også malt og

korrosjonsbehandlet for å tåle maritimt miljø og dette utgjør omlag 25 % av prisen for ubehandlet stål (Tech-wise 2001). For å ta høyde for svingninger i stålprisen er det med utgangspunkt i de gitte opplysninger over, regnet ut en stålpris for tre ulike scenarioer. Ved en lav stålpris får man en stålpris på 20 NOK/kg og ved en høy 27,5 NOK/kg, se tabellen under. (Borgen 2010) anslår stålprisen til å ligge mellom 16 -24 NOK/kg noe som korrelerer godt med anslagene.

Tabell 14: Beregning av stålpriser.

	Lav stålpris (NOK)	Høy stålpris (NOK)	Midlet stålpris (NOK)
Pris oppgitt for komplekse konstruksjoner (valset og klippet)	16	22	19
Oppgradering til maritimt miljø (25 %) (korrosjonsbehandlet og malt)	4	5,5	4,75
Stålpris	**20**	**27,5**	**23,75**

I denne oppgaven er det valgt å benytte en gjennomsnittlig stålpris på 23,75 NOK/kg og ståltypen S355J2G3. Offshore ståltypen S355J2G3 er benyttet i vindparkene Arklow Bank og North Hoyle og er stål som egner seg godt i tøffe maritime miljøer. Materialkonstantene til stålet er angitt i tabell 15.

Tabell 15: Materialdata for S355J2G3.

	Tetthet	Bruddgrense	Flytegrense	E-modul
S355J2G3	7850 kg/m^3	485-620 MPa	345 MPa	210 000 MPa

Det er enkelt å forestille seg at stålkostnaden blir høy for vindturbiner ved å se på figur 29 som viser den store forskjellen det er mellom Stortinget i Norge og en bunnfast vindturbin fundamentert med senkekasse i betong.

Figur 29: Bunnfast referanse mot Stortinget (Seatower 2009).

Forutsetninger for estimering av stålkostnader:

- Flyteren sees på som en sylinder med individuell konstant veggtykkelse for alle de ulike konseptene.
- Tårnet sees på som en avstumpet kjegle hvor gjennomsnittlig radius blir benyttet som konstant veggtykkelse.
- Formelen for volum av en sylinder:

$$V = \pi r^2 h$$

Formel 4

- Formelen for volum av en avstumpet kjegle:

$$V = \frac{\pi h}{3}(R^2 + Rr + r^2)$$

Formel 5

Fremgangsmåte for estimering av stålkostnader

Under følger en steg for steg oppsummering av hvordan simuleringsmodellen er bygd opp med variabler og valgmuligheter. Valgte inputverdier er oppgitt i boksen for endringsvariabel og begrunnelse følger under i kommentarfeltet. Beregningene deles i henholdsvis volum - (1) og ståkostnadsberegninger (2). Deretter deles disse beregningene opp i mindre beregninger, for eksempel tilhører volumberegning av ringavstivere til beregning 1.2. Variablene henvises til hvilke beregning de benyttes til, for eksempel benyttes dimensjonene til ringavstiverne i beregning 1.2.

1. Volum beregninger

1.1 Volum, overgang mellom flyter eller fundamentet og tårn

1.2 Volum, ringavstivere.

1.3 Volum, bunnplate.

1.4 Volum, flyter eller fundament.

1.5 Volum, tårn.

Endringsvariabel:	Konseptvariabel:
(1.1) • Prosentpåslag i overgang (1.3) • Prosent større tykkkelse på bunnplate.	(1.1) • Kg stål per meter i flyteren eller fundamentet (1.2) • Dimensjoner av ringavstivere. • Avstand mellom ringavstivere. • Antall ringavstivere. • Omkrets på flyteren eller fundamentet. (1.3) • Veggtykkelse på flyteren eller fundamentet. (1.4) • Dimensjoner på flyteren eller fundamentet. (1.5) • Dimensjoner på tårnet.

Metode:

(1.1)

Ved å benytte total vekt i flyteren eller fundamentet dividert med lengden på fundamentet kan man finne antall kg stål per meter. Av dette regner man ut en prosentandel som legges på i overgangen.

(1.2)

- Regner ut areal av ringavstivere.
- Finner antall ringavstivere og multipliserer med radialsnittet av en ringavstiver.

- Multipliserer med omkretsen til flyteren og finner totalt volum ringavstivere.

(1.3)

- Multipliserer areal av bunnplate med ett prosenttillegg av veggtykkelsen.

(1.4)

- Regner volum av ytre og indre sylinder og finner forskjellen som da er volumet til flyteren eller fundamentet.

(1.5)

- Regner volum av ytre og indre avstumpede kjegle og finner forskjellen som da er volumet til tårnet.

Kommentar:

Prosentandelen som legges på i overgangen avhenger av stålmengden per meter, og denne avhenger igjen av det valgte konseptets dimensjoner. Grunnen til at man må legge på stål i overgangen er for å tåle det moment som tårnet opplever ved at tårnet er fast opplagret i flyteren eller fundamentet. I modellen er det valgt å forutsette 10 % som denne prosentandelen.

Arealet av bunnplaten er enkelt å regne ut, mens tykkelsen på bunnplaten er ikke gitt. Denne har blitt satt som ett prosenttillegg til veggtykkelsen. I oppgaven er denne blitt satt til 150 %. Dette vil i praksis bli gjort med avstivere, men det er lite hensiktsmessige å gjøre dette på en så liten konstruksjonsdel for alle de ulike konseptene. Det er i oppgaven derfor blitt gjort med et prosentvis tillegg istedenfor.

Alle dimensjoner for de ulike konseptene finnes i del 2.1.

2.Stålkostnad	
2.1 Stålvekt 2.2 Stålkostnad	
Endringsvariabel: (2.1) • Ståltetthet *(Avhenger av ståltype).* (2.2) • Stålpris *(Avhenger av ståltype).*	Konseptvariabel: • Volumet.
Metode: (2.1) • Multiplisere volumet med ståltetthet. (2.2) • Multiplisere antall kg stål med pris per kg stål.	
Kommentar: Å regne ut antall kg stål for et gitt volum er en verifiserbar beregning, mens pris per kg stål avhenger som nevnt tidligere av flere faktorer. Det velges derfor i oppgaven å vise forskjellen i stålkostnaden med ett prisintervall.	

Merk at simuleringene under stålkostnadsanalysen *ikke* inkluderer rotor og nacelle. Se elektronisk vedlegg 8 for grunnlaget for dataene som vises i tabellen under.

Stålvekt

Stålsimuleringsanalyse, ståltype S355J2G3 (ståltetthet: 7850 kg/m³)				
Stålvekt	**Njord- A (tonn)**	**Njord – B (tonn)**	**Hywind UMB (tonn)**	**Horns Rev 1 (tonn)**
Flyter/fundament Søyle Bunnplate Ringavstivere	579 561 12 6	287 274 10 3	1373 1320 35 18	209 209 ---- ----
Overgang, tårn –flyter/fundament	1	0,5	1	0,05
Tårn uten toppmassen	231	231	231	143
Totalt	**811**	**518,5**	**1605**	**352,05**

Kommentar:

Stålmassen av flyteren til Hywind UMB er vesentlig større enn de andre vurderte konseptene. Flyteren til Njord-B tilsvarer bare 21 % av flyteren til Hywind UMB. Dette kommer av at Hywind UMB har en tykkere og lengre flyter enn Njord-konseptene. Verdt å merke seg er at Horns Rev 1 leveres med en 2 MW turbin, mens de flytende konseptene er dimensjonert for en 5 MW turbin. Dette gjenspeiler seg i større tyngde på tårnet for de flytende enn den bunnfaste. Horns Rev 1 har verken ringavstivere eller bunnplate slik de flytende har. Fundamentet til den bunnfaste utgjør dermed bare 15,2 % av Hywind UMB.

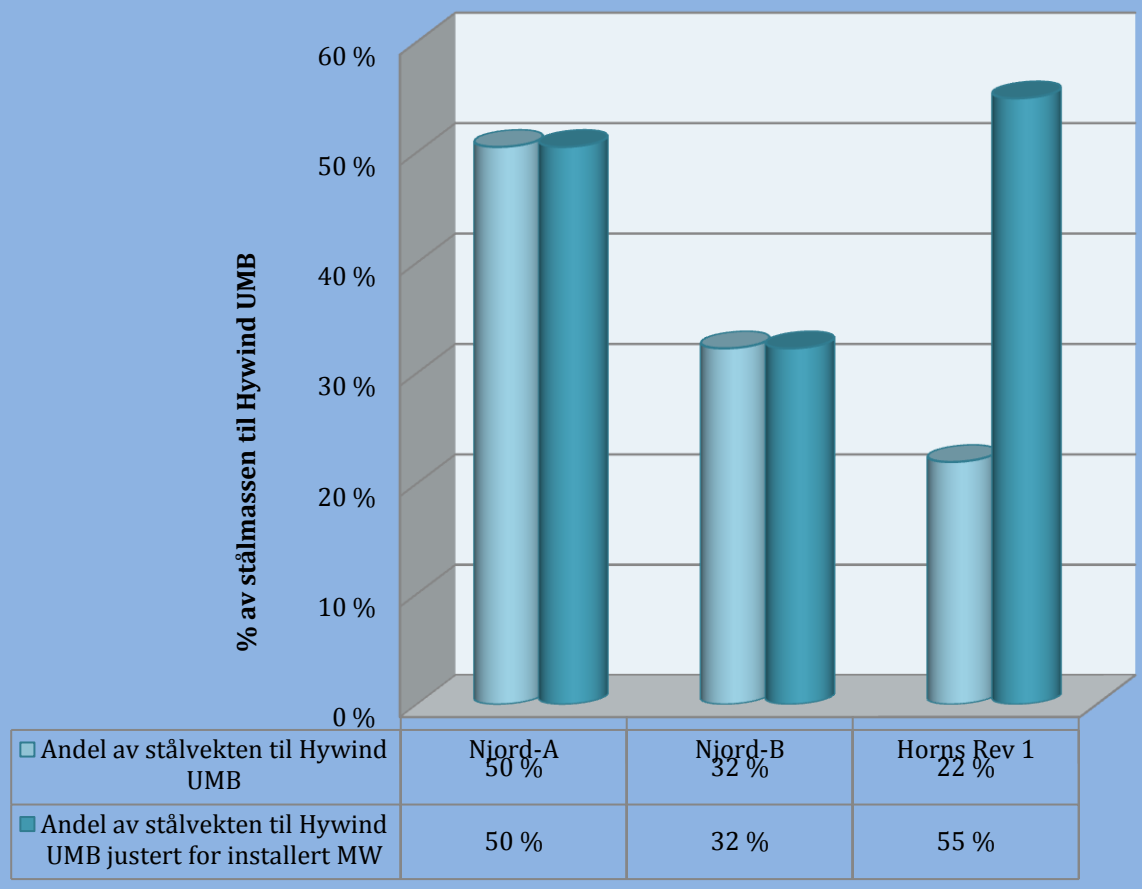
Stålkostnad

Som nevnt tidligere er det etablert et prisintervall for stålprisen for å illustrere hvilken effekt prissvingninger vil gi. Dette er kommentert i vedlegg 5. Resultatene er listet opp i tabellen under og er hentet fra simuleringsmodellen. Verdiene for scenario 3 er benyttet i videre beregninger av produksjonskostnader.

Stålsimuleringsanalyse, ståltype S355J2G3 (ståltetthet: 7850 kg/m³)					
	Stålpris (NOK)	**Njord- A (NOK)**	**Njord – B (NOK)**	**Hywind UMB (NOK)**	**Horns Rev 1 (NOK)**
Stålvekt		811 tonn	518,5 tonn	1605 tonn	352,05 tonn
Scenario 1: Lav stålpris	20	16 203 507	10 348 091	32 087 375	7 054 863
Scenario 2: Høy stålpris	27,5	22 279 822	14 228 625	44 120 141	9 700 437
Scenario 3: Midlet stålpris	**23,75**	**19 241 665**	**12 288 358**	**38 103 758**	**8 377 650**

Kommentar: Av tallene for de totale stålkostnadene for de ulike konseptene avdekkes det at Hywind UMB er adskillig dyrere enn sine konkurrenter. Den prosentvis store forskjellen illustreres ved figur 30. Vurderer man stålkostnad/MW fremkommer det at Njord-B konseptet med en effekt på 5 MW har lavere relativ stålkostnad enn den bunnfaste referansen på 2 MW, mens Njord-A har tilnærmet lik relativ stålkostnad som Horns Rev 1.

I figuren under måler den lyseblå søylen hvor stor andel Njord-konseptene og Horns Rev 1 utgjør av Hywind UMB sine totale stålmasse. Figuren illustrerer at Njord-B sine stålmasse utgjør kun 32 % av Hywind UMB sine. Den mørkeblå søylen viser den samme relative fordelingen bortsett fra at man her har tatt hensyn til installert effekt til turbinen. Fordelingen viser da at Njord-B kommer best ut.



Figur 30: Relativ andel av stålmassen til Hywind UMB.

3.1.2 Sveisekostnadsanalyse

Sveisekostnadsoverslag er i hovedsak et spørsmål om valg og forutsetninger og deretter å gjøre realistiske overslag. Vi har vært i kontakt med ulike verkstedbedrifter direkte per telefon og e-post, men det viser seg å være vanskelig å få noen konkrete tall eller anslag på sveisekostnader av disse. Kontakt med flere større bedrifter som Aker Solutions, Vitec AS, Ruuki og Technip har ikke resultert i noen informasjon som er blitt benyttet i analysen. Kostnadene vil variere signifikant mellom ulike bedrifter, sveisestrukturen, logistikken i fabrikasjonsprosessen og om man benytter automatisert sveising eller ikke(Zwick 2010). Mange av utviklerne av offshore vindturbiner er også

tilbakeholdne på å avsløre deres kostnadskalkyler, i frykt for å tape i konkurransemarkedet.

Simuleringsmodellen er av de ovennevnte årsaker basert på egne forusetninger og data på mannskap- og maskinkostnader. Ved å analysere sveisekostnadene vil man kunne simulere hvordan eventuelle endringer i mål på konstruksjonen, arbeidskostnader, operasjonsfaktor eller endret sveisemetode vil påvirke de totale kostnadene. Man vil, som i dette tilfellet, kunne avdekke hvilket konsept som har lavest sveisekostnad.

Figur 31: Sveis(Nestor 2010)

Sveisekostnader blir estimert utifra mange ulike faktorer. I oppgaven gjøres det etter beste evne rede for de fleste av disse for å gi et så presist anslag som mulig. Dette gir grunnlag for optimalisering. Når man skal avgjøre om kostnadene til en bestemt produksjon skal belastes for sveising, er det nyttig å spørre seg ett spørsmål: Ville denne kostnaden løpt uavhengig av om produktet sveises? Når dette spørsmålet er objektivt besvart, kan alle de følgende faktorer anses å være en del av kostnadene ved sveising (Miller 2004):

1. Tid for felles forberedelser.
2. Tid for å klargjøre materialet for sveising (sprenging, fjerning av oljer og lignende).
3. Tid for montering.
4. Tid for å forvarme (når nødvendig).
5. Tid for programmering og oppsett.
6. Tid for posisjonering.
7. Tid for sveising.

8. Tid for å fjerne slagg (når aktuelt).
9. Tid for å fjerne sprut.
10. Tid for inspeksjon.
11. Tid for å skifte elektroder.
12. Tid for å flytte sveis fra ett sted til ett annet.
13. Tid for å endre sveiseapparatets innstillinger.
14. Tid brukt av personell til personlige formål.
15. Tid for å reparere eller bearbeide defekte sveiser.
16. Kostnaden av elektroder.
17. Kostnaden til skjermingsmaterialer.
18. Kostnaden for elektrisk kraft.
19. Bekostning av brenngass til forvarming (når nødvendig).

Analysen i denne oppgaven tar hensyn til de fleste faktorer knyttet til tid ved hjelp av operasjonsfaktoren. Elektrodekostnaden er skilt ut som en egen post i simuleringsmodellen. Kostnader knyttet til skjermingsmaterialer, elektrisk kraft og bekostning av brenngass til forvarming er ikke tatt hensyn til i denne analysen.

Tid – den største kostnadsdriveren

Av de 19 elementene som er identifisert i tabellen over begynner 15 av de med ordet tid. Tiden forbundet med sveisearbeidet og maskinbruk, samt lønn som skal betales til faglært personell vil dominere sveisekostnadene. Unntaket er dersom en svært dyr investeringen av et automatisert anlegg er nødvendig eller det kreves svært dyre legeringer (Miller 2004).

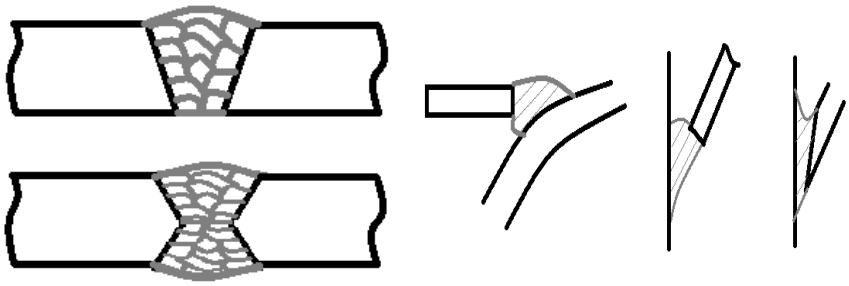
Operasjonsfaktor

En gjennomgang av kostnadsfaktorene avslørte som nevnt at det finnes andre parametere enn ren sveisetid som bestemmer tiden for sveising. Hver gang sveisebuen ikke er aktiv representerer tid der sveiseprosessen ikke foregår. Siden den totale arbeidstiden alltid er mer enn totalt antall timer brukt på sveising, får man ett prosentvis forhold mellom timer sveising og total arbeidstid som kalles operasjonsfaktor. Som grunnlag for kostnadsformelen, må denne bestemmes nøyaktig.

Det legges med andre ord til en sum i prosent av de totale arbeidskostnadene etter hvor kompleks sveiseprosessen er. Ved en svært kompleks sveiseoperasjon er operasjonsfaktoren lav og tillegget høyt, på grunn av at andre parametere enn ren sveisetid bidrar til å trekke tidsbruken opp.

Sveisemetoder

I oppgaven blir to ulike sveisemetoder vurdert: Submerged Arc Welding (SAW) også kjent som pulverbuesveising, og Flux Core Arc Welding (FCAW) kjent som sveising med rørtråd uten beskyttelsesgass. SAW er en effektiv sveisemetode som er spesielt godt egnet for store veggtykkelser og enkle geometrier. FCAW er en fleksibel sveiseprosess som er bedre egnet til komplekse geometrier enn SAW. Avsettytelsen for de to ulike metodene hentes fra en utredning utført ved NTNU hvor en kostnadsestimering for støtteelementer er blitt utført (Zwick et al. 2009). SAW og FCAW har henholdsvis en avsettytelse på 12,5 kg/time og 4 kg/time i gjennomsnitt.



Figur 32: Til venstre; Submerged Arc Welding (SAW), til høyre; Flux Core Arc Welding (FCAW).

Bindesveis er sveis som forbinder to eller flere deler. I denne oppgaven benytter vi to typer buttsveiser og vurderer disse opp mot hverandre. Dette er en enkel buttsveis kjent som v- fuge, og en dobbel buttsveis kjent som x- fuge.

Forutsetninger for utregning av sveisekostnader:

- Fabrikk-/lokasjonskostnader ser vi bort fra ettersom det forutsettes masseproduksjon.
- Forenkler og ser på sveisefugene som trekanter (med andre ord ingen spalte).

- Tykkelsen på sveisen, både horisontal og vertikal sveis er den samme som tykkelsen på platen.
- Automatisert sveising er egnet for alle konseptene.
- Avsettytelse på 12,5 kg/time er mulig for sveiseoperasjonen.
- Ingen forskjell i vinkel på x-fugen, antar to ekvivalente trekanter.

Fremgangsmåte for utregning av sveisekostnader

Under følger en steg for steg oppsummering av hvordan simuleringsmodellen er bygd opp med variabler og valgmuligheter. Valgte inputverdier er oppgitt i boksen for endringsvariabel og begrunnelse følger under i kommentarfeltet.

1. Stålplater.	
1.1 Velge platedimensjon. **1.2** Regne ut antall plater som behøves i konstruksjonen.	
Endringsvariabel: • *Platedimensjon:(høyde ×bredde).*	Konseptvariabel: • *Mål.*
Utregning: (1.2) • *Antall plater (bredden)* = $\frac{Omkrets}{Ytre\ radie}$ • *Antall plater (høyden)* = $\frac{Høyde}{Plate\ høyde}$	
Kommentar: For å finne ut hvor mange plateskjøter som er nødvendig må man vite hvor stor dimensjonen er på platen. Ved hjelp av denne og målene til de ulike konseptene har vi kunnet regne oss frem til antall skjøter i bredden og høyden. Etter samtale med Anders Myhr har det blitt valgt å benytte plater på 3x6 meter i oppgaven, se vedlegg 6 for vurderte platedimensjoner (Myhr 2010b). Ved å øke dimensjonene på platen reduseres antall plater og derav også sveisekostnadene. Med tanke på spenningsfordeling, sveiseforbindelser og håndtering vil det nok være mest	

gunstig med minst 3 plater rundt konstruksjonen, men det er også blitt undersøkt hvilken økonomisk effekt det vil ha om man valser to halvdeler og kun har to vertikale plateskjøter per platehøyde.

Figur 33: Stålplater på inntil 8 cm tykkelse sveises sammen til Hywindunderstell (Nymoen 2009).

2. Bindesveis

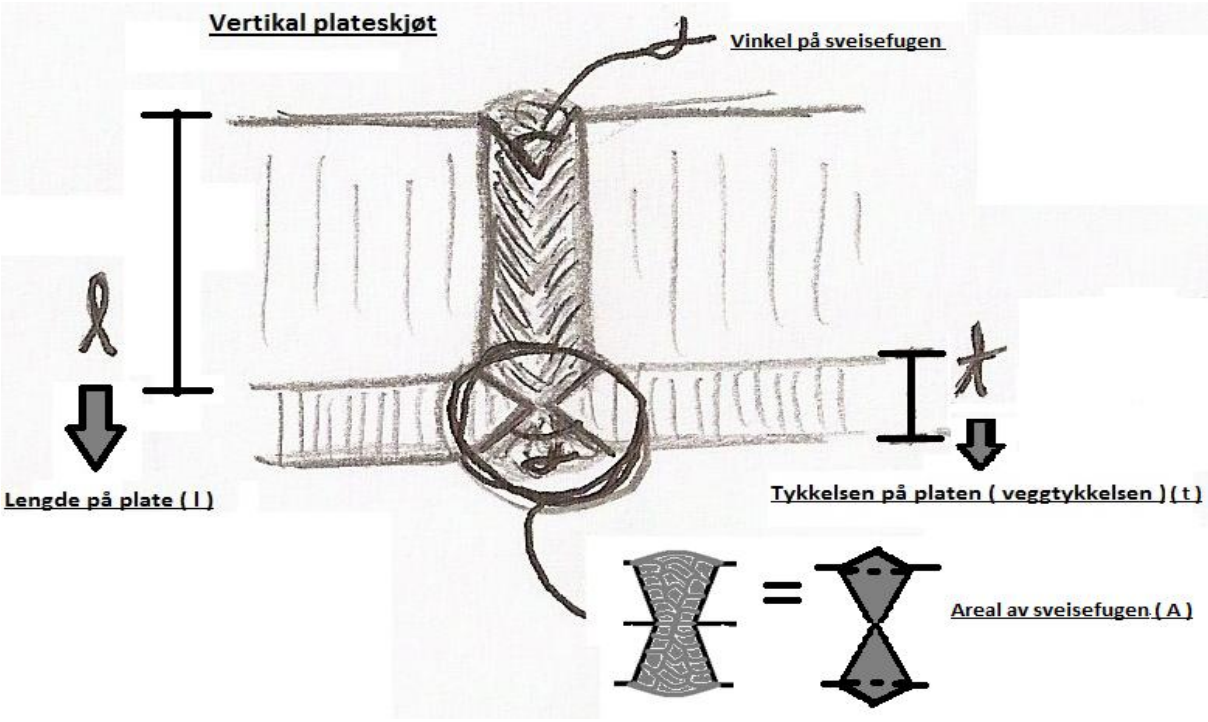
2.1 V- fuge eller X- fuge.

Kommentar:

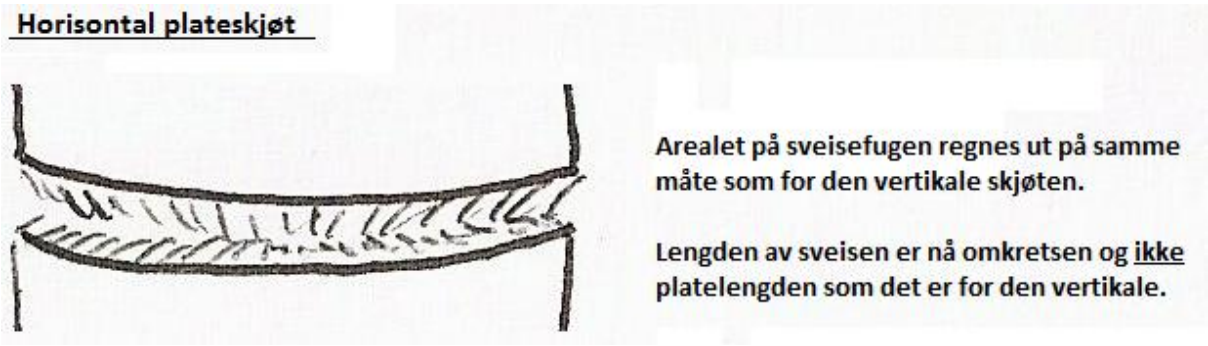
Man kan i simuleringsmodellen sammenligne de to ulike bindesveisene. Ut i fra våre observasjoner tyder det på at det vil være mest økonomisk gunstig å velge X-fuge. Denne viser seg å være opptil 32 % billigere enn V – fuge.

3. Sveisevolum og antall kg sveis.

Illustrasjonene under viser hvordan man har tenkt ved utregning av sveisevolum. Første illustrasjon viser den vertikale plateskjøten (breddeskjøt), mens den andre viser den horisontale plateskjøten (høydeskjøt).



Figur 34: Vertikal plateskjøt.



Figur 35: Horisontal plateskjøt.

3.1 Bestemme vinkel på fugen.

3.2 Regne ut areal av sveisefugen.

3.3 Multiplisere med lengden av sveisen og finner volumet av en sveiseskjøt.

3.4 Multiplisere med antall plateskjøter.

3.5 Gjøre om kubikkmeter sveis til vekt gitt i kg.

Endringsvariabel:	Konseptvariabel:
• Grader påsveisefugen: 65° (Brenna 2010b) • Masse, fuge:1 m^3 = 7800 kg (Brenna 2010b).	• Tykkelsen på fugen (platetykkelse) . • Antall plateskjøter.

Utregning:
(3.2)

- Areal per plateskjøt (X– fuge) = grunnlinje × høyde
- Areal per plateskjøt (v– fuge) = (grunnlinje × høyde) / 2

(3.3)

- Volum sveiseskjøt per platehøyde (bredden) =
  Areal per plateskjøt x platehøyde × antall plater (bredden)
- Volum sveiseskjøt per platehøyde (høyden) = Areal per plateskjøt × omkrets

(3.4)

- Totalt volum sveisefuge (bredden/høyden) (TVS) =
  Volum sveiseskjøt (bredden/høyden) × antall plater i høyden

(3.5)

- Antall kg sveis (bredden/høyden) = TVS x 7800

Kommentar:

Valgte å benytte 65 grader vinkel på sveisefugen i simuleringsmodellen etter å forhørt oss med overingeniør Bjørn Brenna ved UMB. For å regne ut areal av sveisefugen ble det benyttet enkel geometri for å regne frem arealet per plateskjøt. Selv om fugen i realiteten ikke er fullstendige trekanter, har det blitt forutsatt at vi kan regne de som trekanter i oppgaven. Etter å ha studert simuleringsmodellen kunne man se at det er en

større totalkostnad knyttet til å sveise plate på plate i høyden enn i bredden. Kostnaden med å sveise plater i høyden er beregnet til å være om lag 40 % større.

4. Sveisemetode.	
4.1 Enkel eller kompleks geometri / SAW- eller FCAW sveising. **4.2** Finner antall timer for sveising.	
Endringsvariabel: *Avsettytelsen* • Pulverbuesveising (SAW): 12,5 kg • Sveising med rørtråd uten beskyttelsesgass (FCAW): 4,0 kg	Konseptvariabel: • Antall kg sveis.
Utregning: • Antall sveisetimer (effektive) = Antall kg sveis (kg)/Avsettytelsen (kg/time)	
Kommentar: Det må først bestemmes om man kan benytte seg av SAW eller om geometrien er så kompleks at det må sveises med FCAW. Avsettytelsen er definerende i form av at denne utifra mengde sveis bestemmer hvor lang tid det vil ta å sveise vindturbinen. Det understrekes at timeantallet man her regner ut er effektive sveisetimer, det vil si antall sveisetimer buen må være aktiv. Avsettytelsen har mye å si for sveisekostnaden, det er en forskjell på om lag 70 %. Det understrekes at avsettytelsen på 12,5 kg er en optimalisert verdi tilpasset storskala produksjon.	

5. Arbeidskostnader.

5.1 Antall sveiseingeniører

5.2 Antall operatører.

5.3 Antall sveiseroboter.

5.4 Kostnad per time totalt.

5.5 Totalt effektive arbeidskostnader (TEA).

Endringsvariabel:	Konseptvariabel:

• Antall/timespris på:
  ○ Sveiseingeniører: 1 stk/800 NOK
  ○ Operatører: 1 stk/400 NOK
  ○ Sveiseroboter: 1 stk/2149 NOK
	• Antall sveisetimer.

Utregning:

(5.3)

- For utregning av sveiserobotkostnader, se elektronisk vedlegg 8.

(5.5)

- TEA= Kostnad per time totalt × antall sveisetimer

Kommentar:

For produksjon av vindturbiner er det i simuleringsmodellen forutsatt en investering i sveiserobot. For å finne kostnaden for denne kontaktet vi Optimove som er en norsk spesialbedrift som prosjekterer og leverer robotiserings- og materialhåndteringsutstyr til næringsmiddelindustrien og øvrig industri. Disse gav oss en pris på 5 mill NOK for et komplekst anlegg som behandler deler opp til fire tonn(Brekke 2010). La man på 50 % på denne prisen fikk man anlegget ferdig installert, programmert og inkludert personellopplæring(Brekke 2010). Totalkostnaden for denne investeringen blir da 7,5 mill NOK. For at vi skal kunne benytte sveiseroboten må den kunne behandle deler med større vekt enn fire tonn. Etter diskusjon med Anders Myhr, multipliserte vi med to for å regne konservativt og fikk en total investeringskostnad på 15 mill NOK (Myhr 2010b).

Det snakkes ikke om avskrivningstid når det gjelder sveiseroboter, men heller lønnsomhet. Det skal lønne seg over en 10 måneders periode å ha anskaffet sveiseroboten(Brekke 2010). For å beregne en konservativ døgnpris er det for denne analysen valgt å benytte en periode for lønnsomhet på 12 måneder.

Det må i tillegg legges på kostnader tilknyttet drift, vedlikehold og nedetid. Ulf Brekke, daglig leder Optimove, anslo oppetiden på døgnkontinuerlig sveising til å være mellom 92 – 96 % (Brekke 2010). For å gjennomføre en konservativ analyse har det blitt valgt å benytte en oppetid på 90 % for denne oppgaven. Generelle vedlikeholdskostnader for et slikt anlegg vil de første årene ligge i underkant av 1 % per år, og deretter stige noe etter hvert som årene går. Vedlikeholdskostnader anslås til å ligge på om lag 2 % etter en tiårsperiode. Det er for denne analysen valgt en sats på 2 % gjennom hele livsløpet for å regne konservativt. Driftskostnadene for anlegget vil være knyttet til slitasjedeler relatert til sveiseprosessen, kontaktrør trådlinere og så videre. Dette er kostnader Optimove ikke har noen presise tall på, men fra kunder har de fått høre at denne vil ligge på om lag 10 - 12 000 NOK per år(Brekke 2010). Det er blitt valgt å benytte 14 000 NOK per år i oppgaven for å regne konservativt. I simuleringsmodellen er effektiv timespris benyttet, det vil si reell pris per time etter at nedetid og svikt er trukket fra. Sveiseroboten vil være aktiv i 21,6 timer i døgnet med en effektiv timespris på 2149,5 NOK og en døgnpris på 46 429 NOK(Brekke 2010).

For å utføre en god sveiseprosess med en sveiserobot er det nødvendig med en operatør som inspiserer sveiseprosessen og en god sveiseingeniør som gjør opp eventuelle sveisefeil (Brekke 2010). Timespris for sveiseingeniør har Daniel Zwick, p.h.d. student på NTNU, som tidligere har jobbet som offshore sveiseingeniør oppgitt ett prisintervall på 600-800 NOK/time. I oppgaven er det blitt regnet konservativt med en pris på 800 NOK/time. Antar operatørtimepris på 400 NOK.

6. Operasjonsfaktor og totale arbeidskostnader.

6.1 Valg av operasjonsfaktor.

6.2 Totale arbeidskostnader.

Endringsvariabel:	Konseptvariabel:
• Operasjonsfaktor fundament/tårn (%): 70/40	• Totale effektive arbeidskostnader (TEA).

Utregning:

- Operasjonsfaktortillegg =
  Totale effektive arbeidskostnader × (1 – operasjonsfaktor)
- Totale arbeidskostnader (TAK) = Operasjonsfaktortillegg + TEA

Kommentar:

Operasjonsfaktoren regnes som en prosentsats av de totale arbeidskostnader. For manuell sveising er allmenne verdier for operasjonsfaktoren på 30 – 50 %, mens det naturligvis benyttes enn mye høyere verdi for robotsveising hvor verdier fra 60 - 80 % er vanlige(ESAB 2010). Dette avhenger av hvilken sveisemetode man benytter som igjen avhenger av kompleksiteten til geometrien og tilgjengelighet for sveising. I oppgaven er det blitt benyttet samme operasjonsfaktor for SAW og FCAW sveising. Fundamentet eller flyteren er et rett rør som er enkel å sveise, mens tårnet har en endring i tverrsnitt og er derfor mer komplekst å sveise. Det er blitt valgt en operasjonsfaktor på henholdsvis 70 % og 40 % på fundamentet eller flyteren og tårnet.

I oppgaven tar operasjonsfaktoren hensyn til ledetid til sveising, omprogrammering, planlegging, personlig tid, inspeksjon og rettearbeid. De totale arbeidskostnadene finnes da ved å addere operasjonstillegg med de totale effektive arbeidskostnader.

7. Elektrode

7.1 Velge elektrode utifra ønsket ytelse.
7.2 Utifra spesifikasjoner for ytelse av elektroden, finne totalkostnad for elektroden.

Endringsvariabel:	Konseptvariabel:
• Kostnad per elektrode:20 NOK • Elektrodeforbruk/kg avsett: 13	• Antall effektive sveisetimer.

Utregning:

- Elektrodekostnad = Kostnad per elektrode x Elektrodeforbruk/kg avsett x Antall sveisetimer

Kommentar:

All informasjon knyttet til elektroder er oppgitt av overingeniør ved UMB, Bjørn Brenna (Brenna 2010b).

8. Administrasjonskostnader

8.1 Regne ut totale administrasjonskostnader.

Endringsvariabel:	Konseptvariabel:
• Administrasjonskostnader som % av TAK: 50 %	• Totale administrasjonskostnader (TAK).

Utregning:

- Administrasjonskostnader = TAK x tillegg for administrasjonskostnader (%)

Kommentar:

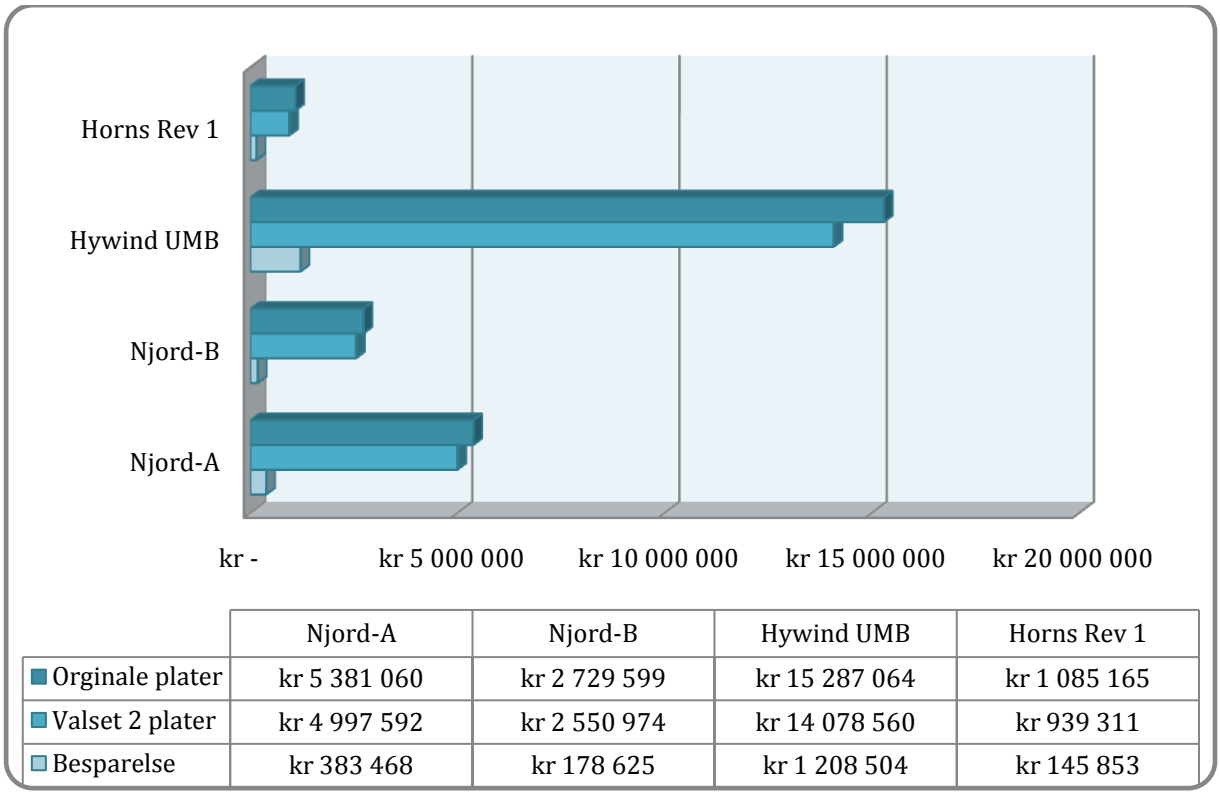
Administrasjonskostnader omfatter alle utgifter det ikke er praktisk å ta hensyn til individuelt, men når man oppsummerer disse utgjør de ett betydelig utlegg. De omfatter kontorkostnader, alle indirekte personalkostnader, skatt, forsikring, transport, reklame samt hjelpesystemer og forbruksvarer som ikke kan identifiseres med en spesiell jobb (Levi 2009). For å beskytte mot ubehagelige overraskelser bør administrasjonskostnader regnes konservativt med en høy andel av de totale sveisekostnadene, dette kompenserer også uteglemte utgifter. Praktisk sett løses denne

kostnaden tilhørende administrasjon ved å gjøre dette til en prosentsats av de totale arbeidskostnadene (Levi 2009).

9. Totalkostnad sveising.
9.1 Addere sammen kostnadene og finne totalkostnad for sammensveising.
Utregning: • Totalkostnad sveising = Totale arbeidskostnader + Elektrodekostnad + Administrasjonskostnader
Kommentar: Avhengig av hvilken sveisemetode og fuge man har benyttet får man total sveisekostnad.

Valsing av to halvdeler

I simuleringsmodellen har det blitt undersøkt hva kostnadene ville vært om man valset to halvdeler og kun hadde to vertikale sveiseskjøter per høyde. Spesielt på fundamentet eller flyteren vil man kunne anta at dette vil være gunstig på grunn av større radius enn tårnet og konstant veggtykkelse. Tårnet har endring i radius og veggtykkelse hele veien slik at å valse to halvdeler vil ikke være like enkelt her som for flyteren. Det vurderes dermed å ikke valse to halvdeler for tårnet i denne oppgaven. Figur 36 viser, med bakgrunn i beregninger gjort i simuleringsmodellen, at det ikke er stor forskjell om man valser to halvdeler eller benytter de originale valsede platene til fundamentet som ble valgt i simuleringsmodellen. Å valse på denne måten kan være spesielt gunstig for Hywind UMB hvor differansen er på om lag 1,2 mill NOK. Merk at dette er med den billigste sveisemetoden, SAW og X-fuge.

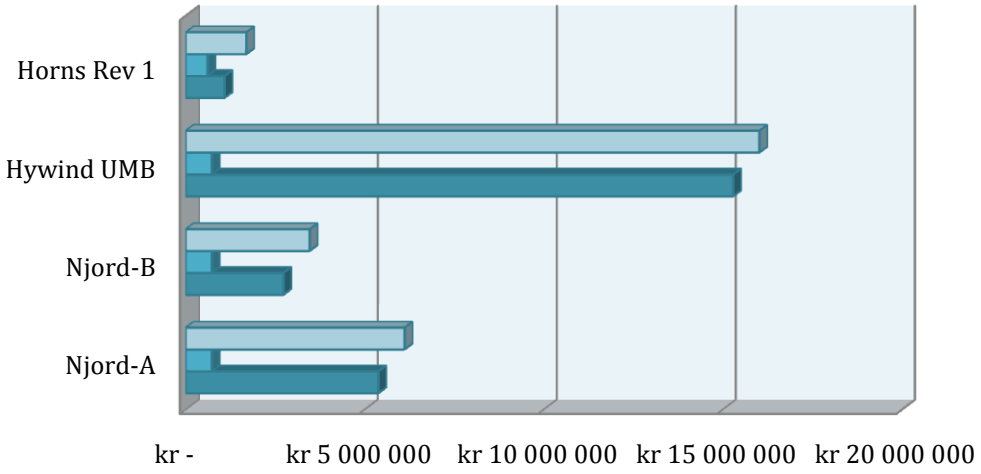


	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB	Horns Rev 1
Orginale plater	kr 5 381 060	kr 2 729 599	kr 15 287 064	kr 1 085 165
Valset 2 plater	kr 4 997 592	kr 2 550 974	kr 14 078 560	kr 939 311
Besparelse	kr 383 468	kr 178 625	kr 1 208 504	kr 145 853

Figur 36: Kostnadsdifferanse i NOK mellom flyterene og fundamentet for de ulike konseptene der man sammenligner originale plater mot å valse to plater.

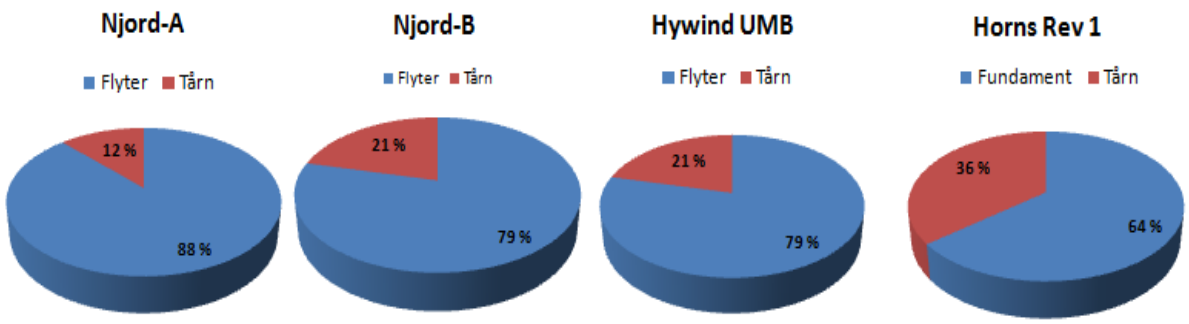
Resultater av sveisekostnadsanalysen

Merk at kostnaderknyttet til stål og toppmasse er ekskludert i de påfølgende figurene. Sveisekostnadene er kun for flyter eller fundament og tårn. De to påfølgende figurene viser henholdsvis totalt antall sveisekostnader og prosentvis fordeling av disse mellom tårn og flyter/fundament. Det understrekes igjen at dette er forusatt storskala produksjon. Viser for den gunstigste sveiseprosessen, SAW-sveisemetode og x-fuge, med platedimensjon på 3x6 meter.



	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB	Horns Rev 1
Totale sveisekostnader	kr 6 112 653	kr 3 461 191	kr 16 018 657	kr 1 693 498
Tårn	kr 731 593	kr 731 593	kr 731 593	kr 608 333
Fundament	kr 5 381 060	kr 2 729 599	kr 15 287 064	kr 1 085 165

Figur 37: Billigste sveiseprosess, gitt platedimensjon (3×6 m): SAW-sveisemetode, x-fuge.



Figur 38: Fordeling av sveisekostnader for flyter/fundament og tårn for de ulike konseptene.

Kostnadene ved å sveise sammen Hywind UMB er hele 4,6 ganger så stor som for Njord-B og om lag dobbelt så stor som for Njord-A. Dette kommer av flyteren til Hywind UMB har ett signifikant volum i forhold til Njord-konseptene og fundamentet til Horns Rev 1.

3.1.3 Totale produksjonskostnader

Forskjell i produksjonskostnader for bunnfaste vindturbiner

Det er verdt å merke seg at produksjonskostnader varierer mye i mellom de bunnfaste vindturbinene. Selv mellom de ulike vindturbinene med samme type fundament varierer produksjonskostnadene. North Hoyle er en vindpark som ligger åtte km nord for Wales kyst. Denne vindparken har 30 vindturbiner som hver leverer 2 MW. Vindturbinene ligger i en havdybde på omlag 12 meter og består av et enkeltpålefundament og ett Vestas V80 tårn(Vestas 2003).

Figur 39: North Hoyle(Macleod 2010).

For å vise forskjellen mellom Horns Rev 1 og North Hoyle forutsettes like sveisekostnader for de to konseptene. Det er videre kun sammenlignet forskjell i stålvekt mellom de to bunnfaste vindparkene. Spesifikasjonene for tårnet til Horns Rev 1 benyttes også på North Hoyle, da det benyttes samme tårn for disse to vindparkene. Vekten på fundamentet til North Hoyle er omtrent 270 tonn(LICengineering 2004). Total stålkostnad for Horns Rev 1 er 8,38 mill NOK gitt en stålpris på 23,75 NOK/kg. For North Hoyle er stålkostnaden 9,8 mill NOK. Dette gjenspeiler seg i at North Hoyle sine produksjonskostnader vil være 1,42 mill NOK høyere enn for Horns Rev 1. Det understrekes at disse to har lik sveisekostnad, slik at forskjellen ligger kun i stålvekt i fundamentet ettersom tårnet er det samme for begge vindturbinene.

Rotor og nacelle

Horns Rev 1 har en 2 MW turbin mens de flytende konseptene som vurderes i denne oppgaven er konstruert for å bære en turbin med størrelse 5 MW. Rotor - og nacellekostnaden for de ulike konseptene kan man finne ved å ta prisen for en ferdig montert vindturbin og trekke fra våre simulerte totale produksjons - og monteringskostnader. Datagrunnlaget er inkludert montering, det er derfor nødvendig å anslå en kostnad for montering. Denne er hentet fra delkapittel 3.2.

Havsul 1 er en bunnfast vindpark under planlegging som skal bygges med kjent teknologi. Hovedalternativet deres innebærer totalt 70 vindturbiner, hver med 5 MW installert effekt. Ifølge (Havsul 2006) koster et 5 MW tårn 6,5 mill NOK per MW installert, mens ett anslag fra ODE sin studie av offshore vindturbinkostnader konkluderer med at kostnadene vil se ut som i tabell 16 (ODE 2006).

Assumed Turbine Cost		
WTGS Capacity	Cost	Trended cost
2.0MW	£1,500,000	£1,426,030
2.5MW	£1,750,000	£1,836,945
3.0MW	£2,000,000	£2,247,860
3.6MW	£2,963,000	£2,740,958
4.0MW	£3,250,000	£3,069,690
5.0MW	£3,750,000	£3,891,520

Tabell 16: Forventet turbinkostnad for ulike turbinstørrelser(ODE 2006).

I oppgaven er det blitt valgt å benytte "cost" og ikke "trended cost". Merk at verdiene i tabellen er i britiske pund og at studien er fra 2006. For å finne kostnaden for et 2 MW tårn benyttes ODE sin rapport og et estimat gitt av Garrard Hassan fra 2007 på €1 050 000/MW (Bryars & Holt 2008).

Valutakurs og generell pengepolitikk på innkjøpstidspunkt vil påvirke turbinkostnaden. For å regne på dette ble følgende forutsetninger gjort:

- Benytter gjennomsnittlig valutakurs i 2006 der 1 £ = 11,8 NOK (DnBNOR 2010).
- Benytter gjennomsnittlig valutakurs i 2007 der 1 € = 8,0161 NOK (DnBNOR 2010).

Utregning av rotor - og nacellekostnaden illustreres ved hjelp av simuleringsmodellen, se figur 40. For å estimere rotor – og nacellekostnaden for en 5 MW turbin har man benyttet sveise – og stålkostnaden for de flytende konseptene. For 2 MW er stål - og sveisekostnader for vindturbinene ved Horns Rev 1 benyttet.

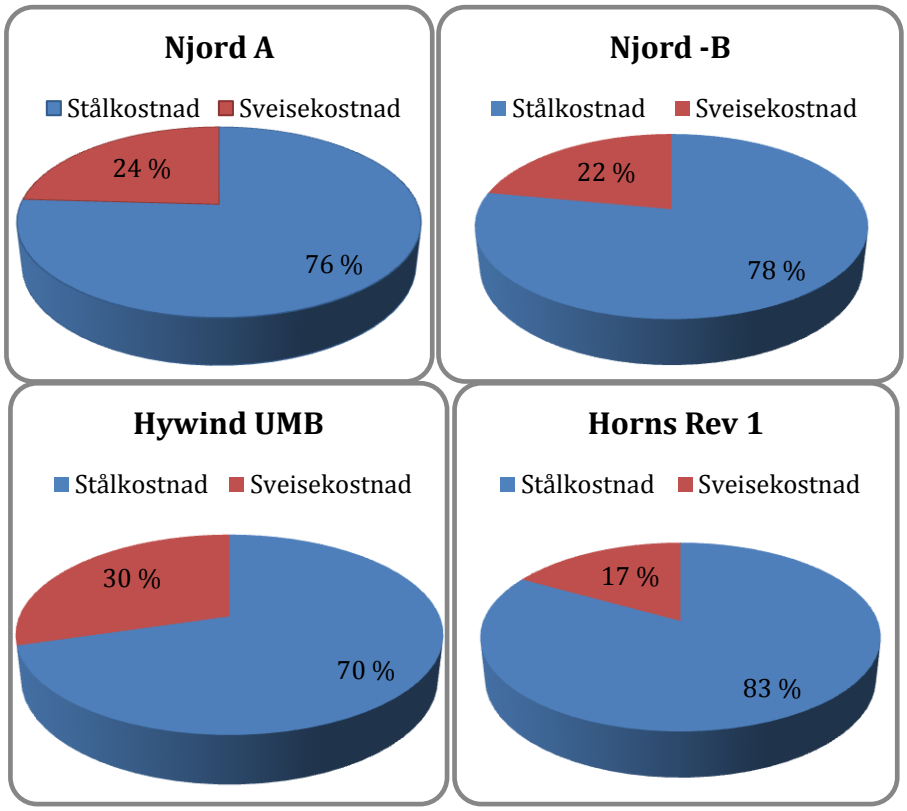
FLYTENDE 5 MW							
Valutakurs (GBP - NKR) i 2006		11,80					
ODE	kr	44 250 000					
+ inflasjon	kr	48 843 720		Inflasjonsrate	0,025 ODE	År	4
Havsul 1	kr	32 500 000			Havsul	År	1
+ inflasjon	kr	33 312 500					
- montering	kr	7 500 000					
Midlet ODE-Havsul 1	kr	33 578 110	(1)				
Total turbinkostnad gitt (1)	kr	33 578 110					
Totalt u/rotor og nacelle	kr	6 207 274	18 %	av totalkostnad for tårnet			
Sveisekost	kr	731 593	*2 %*				
Stålkost	kr	5 475 682	*16 %*				
Rotor og nacelle	kr	27 370 836	82 %				
BUNNFAST 2 MW							
ODE	kr	17 700 000					
+ inflasjon	kr	19 537 488		Valutakurs (EURO - NOK) i 2007			8,0161
GH	kr	16 833 810				År	3
+ inflasjon	kr	18 128 172					
- montering	kr	8 000 000					
Totalt 2 MW bunnfast, midlet ODE- GH	kr	10 832 830					
Totalt u/ rotor og nacelle	kr	3 999 387	37 %	av totalkostnad for tårnet			
Sveisekost	kr	608 333	*6 %*				
Stålkost	kr	3 391 054	*31 %*				
Rotor og nacelle	kr	6 833 443	63 %				

Figur 40: Bilde fra simuleringsmodellen som viser utregning av nacellekostnaden.

En 2 MW turbin vil ligge i prissjiktet mellom 18,1- 19,5 mill NOK, mens det for et 5 MW turbin vil ligge imellom 33,3 – 48,8 mill NOK *inkludert* montering. For å finne tårnkostnaden uten montering, må monteringskostnaden trekkes fra. Monteringskostnaden beregnes foreløpig til 7,5 og 8 mill NOK for flytende og bunnfaste vindturbiner. Gjennomsnittlig gir dette en kostnad på om lag 10,8 mill NOK for en 2 MW turbin og om lag 33,6 mill NOK for en 5 MW turbin. Av figur 40 kan man se at rotor – og nacellekostnaden utgjør mesteparten av kostnaden for turbinen. For en 5 MW turbin utgjør rotor- og nacellekostnaden hele 82 % av turbinkostnaden og 63 % for en 2 MW turbin.

3.1.4 Resultat

Figur 41 viser resultatet for det scenarioet som gir de laveste produksjonskostnadene gitt en gjennomsnittlig stålpris på 23,75 NOK/kg og valgt platedimensjon på 3×6 meter. Den økonomisk gunstigste sveiseprosessen får man ved å velge x-fuge og SAW-sveisemetode.

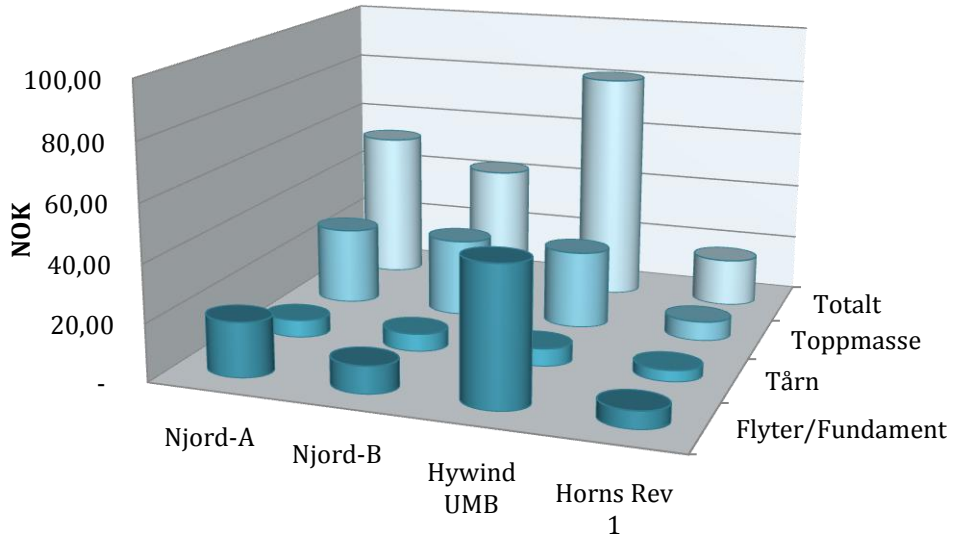


Figur 41: Forholdet mellom stål – og sveisekostnaden i flyteren eller fundamentet for de ulike konseptene.

Av figurene over ser man at sveisekostnadene utgjør mellom 22-30 % av de totale produksjonskostnadene knyttet til flyteren for offshore flytende vindturbiner. For den bunnfaste referansen utgjør denne prosentandelen bare 17 %. Dette kommer av at Horns Rev 1 ikke har ringavstivere og er fylt med vannballast.

Forholdet mellom flyter eller fundament og turbinkostnader.

Det understrekes her at turbinkostnader er kostnader knyttet til tårn og toppmassen.



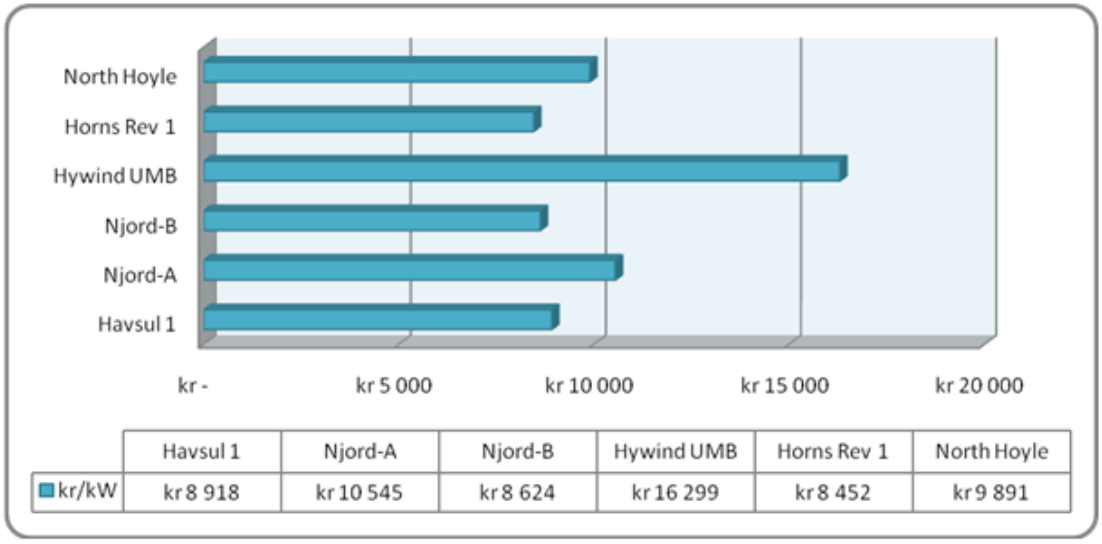
	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB	Horns Rev 1
Flyter/Fundament	19,15	9,54	47,92	6,07
Tårn	6,21	6,21	6,21	4,00
Toppmasse	27,37	27,37	27,37	6,83
Totalt	52,73	43,12	81,49	16,90

Figur 42: Totale produksjonskostnader fordelt mellom toppmasse, tårn og flyter eller fundament for de ulike konseptene. Tallene er oppgitt i mill NOK.

Toppmassekostnadene vil dominere for alle de vurderte konseptene foruten for Hywind UMB. Hywind UMB har en vesentlig større kostnadsdriver knyttet til sin flyter på grunn av kraftige dimensjoner. For de resterende konseptene er kostnadsdriveren toppmassen, se elektronisk vedlegg 8.

Totale produksjonskostnader i NOK/kW

Illustrasjonen under viser en sammenligning i produksjonskostnader/kW for seks ulike vindturbinkonsepter. Disse seks er de allerede nevnte Njord-konseptene, Hywind UMB og Horns Rev 1, men også North Hoyle og Havsul 1 inkluderes for å lage et tydeligere landskap av hvordan de ulike konseptene ligger i forhold til hverandre. Produksjonskostnadene er vurdert ut i fra installert effekt.



Figur 43: Totale produksjonskostnader i NOK/KW for ulike flytende og bunnfaste vindturbiner.

Av disse tallene leser man at Njord-konseptene har en produksjonspris per kW som er innenfor hva man kan forvente at bunnfast vindkraft koster. Det er kun Horns Rev 1 som ligger lavere i produksjonspris enn Njord-B konseptet. Det understrekes her at Havsul 1 fortsatt er på planleggingsstadiet, og turbin er enda ikke valgt. Prosjektgruppen til Havsul 1 mener derfor at de er på et for tidlig stadium til å gi noen konkret indikasjon på deres kostnadsnivå. Derfor er estimatet i konsesjonssøknaden fremdeles usikkert (Konglevoll 2010). Hywind UMB er ut i fra ett produksjonskostnadsperspektiv det klart dyreste konseptet. Ved å velge Njord-A eller B fremfor Hywind UMB kan man spare opp imot henholdsvis 35 % og 47 % i produksjonskostnader per vindturbin.

Verifikasjon av simuleringsmodell

For å verifisere at simuleringsmodellen viser ett mest mulig korrekt bilde på kostnadene blir modellen verifisert mot ulike data. Ettersom det finnes mer presise data på

bunnfaste vindturbiner sammenlignes resultatene funnet for den bunnfaste referansen opp i mot ulike kilder.

Investeringskostnaden er svært volatil ettersom spesielt stålpris og turbinpris fra produsenter varierer mye. For å verifisere at kostnadene til Horns Rev 1 er korrekte ble det derfor etablert prisintervaller for bunnfaste installasjoner for å undersøke om Horns Rev 1 sine kostnader lå innenfor disse. (EEA 2009) viser til investeringskostnadene og fordelingen for landbaserte og bunnfaste vindturbiner, se figur 44.

	Onshore ([a])	Onshore ([a])	Offshore ([b])
	Share of total investment costs (%)	Typical share of other costs (%)	Share of total investment costs (%)
Turbine	74-82		30-50
Foundation	1-6	20-25	15-25
Installation	1-9	10-15	0-30
Grid connection	2-9	35-45	15-30
Consultancy	1-3	5-10	
Land	1-3	5-10	
Financial costs	1-5	5-10	
Road construction	1-5	5-10	
Others			8
Total turnkey investment costs	800-1 100 EUR/kW ([b])		1 200-2 000 EUR/kW ([b,c])

Note: ([a]) EWEA, 2003b Based on data from Germany, Denmark, Spain and the United Kingdom for 2001/2002 for a typical medium-sized wind turbine (850 kW-1 500 kW).
([b]) Junginger, 2005.
([c]) ECN, 2004.

Figur 44: Investeringskostnader for landbaserte og bunnfaste vindturbiner(EEA 2009).

Med grunnlag i tallene i figur 44 ble det utviklet et intervall som de ulike postene skulle ligge innenfor. Utregningen av disse intervallene kan studeres i elektronisk vedlegg 8. Merk at posten "annet" som i figur 44 er på 8 % ikke er inkludert i våre beregninger av investeringskostnader. Årsaken til det er at vi forutsetter storskalaproduksjon, diverse kostnader vil da bli fordelt utover så mange vindturbiner at disse forutsettes å være neglisjerbare.

Tabell 17: Verifisering av investeringskostnader. Alle kostnader er gitt i NOK.

Investeringskostnader bunnfaste offshore vindturbiner målt mot "vår" Horns Rev 1	EEA		Simuleringsmodell	
	Min	Max		Prosent av total investering
Turbin	6,7 mill	17,2 mill	10,8 mill	33 %
Fundament	3,3 mill	8,6 mill	6 mill	19 %
Kostnader knyttet til el-nett	5,2 mill	10,3 mill	7,6 mill	23 %
Montering		10,3 mill	8 mill	25 %

Konklusjonen fra denne analysen viser at alle våre simulerte verdier ligger innenfor kostnadsintervallene.

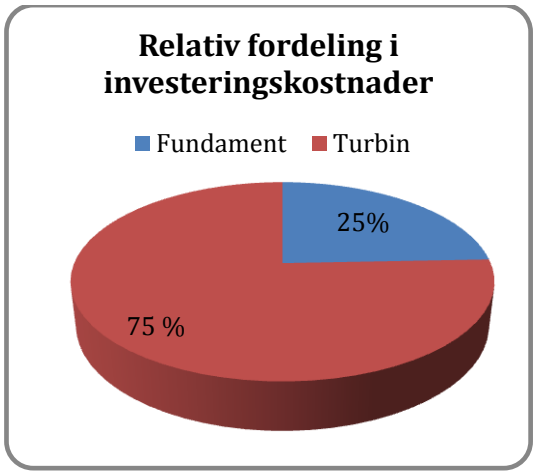
Ifølge (EEA 2009) og tall oppgitt fra (Bryars & Holt 2008) samt (Patel 2009) skal total investeringskostnad for en bunnfast offshore vindturbin ligge innenfor intervallene som er vist i tabell 18. Se elektronisk vedlegg 8 for detaljert utregning. Vårt estimat for Horns Rev 1 ligger innenfor disse intervallene.

Tabell 18: Totale investeringskostnader.

Total investeringskostnad						
EEA		**Garrad Hassan**		**World Energy Council**		**Simulering**
Min	Max	Min	Max	Min	Max	
22,3 mill	37,1 mill	20,7 mill	34,5 mill	30,9 mill	38,7 mill	32,5 mill

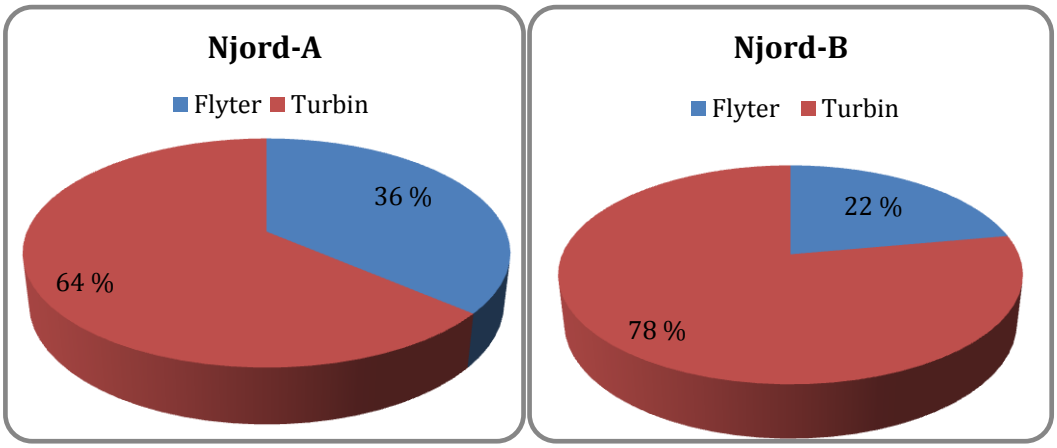
1 $ = 6,2942 NOK

Den største investeringskostnaden for en bunnfast offshore vindpark er turbinen. Innenfor EU inkluderer turbinkontrakten kostnader tilknyttet produksjon, levering og installasjon. Ifølge (Bryars & Holt 2008) utgjør turbinkostnaden mellom 70 – 75 % investeringskostnaden for en 2 MW bunnfast vindturbin. Kjeller Vindteknikk sier at kostnaden knyttet til fundamentet vil ligge mellom 20 – 25 % av prosjektkostnadene (Byrkjedal et al. 2007).

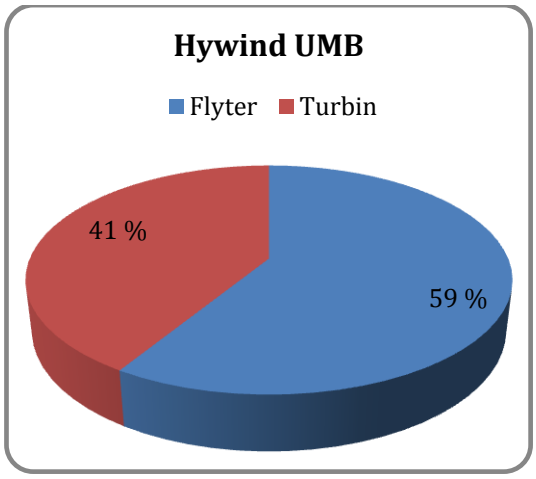


Figur 45:Fordeling av investeringskostnaden til fundament og tårn for vår bunnfaste referanse.

I vårt tilfelle utgjør turbinkostnaden 75 % av totale investeringskostnader. Ser man på de flytende konseptene blir fordelingen som angitt i figur 46 og 47. Det avdekkes at flyterelementene utgjør en større del av investeringskostnadene for Njord-A og Hywind UMB, mens for Njord-B som har en adskillig kortere flyter, blir fordelingen motsatt. Merk at (Bryars & Holt 2008) viser til 2 MW bunnfaste installasjoner slik at intervallet ikke nødvendigvis er korrekt for flytende turbiner på 5 MW. Figurene kan antyde at kostnadene knyttet til flyteren på en 5 MW vil øke mer enn for tårnet slik at den prosentvise fordelingen vil jevnes mer ut. Unntaket er Njord-B da denne som kjent har en signifikant mindre flyter enn Njord-A og Hywind UMB.



Figur 46: Prosentvis fordeling av kostnader mellom flyter og turbin for Njord-konseptene.

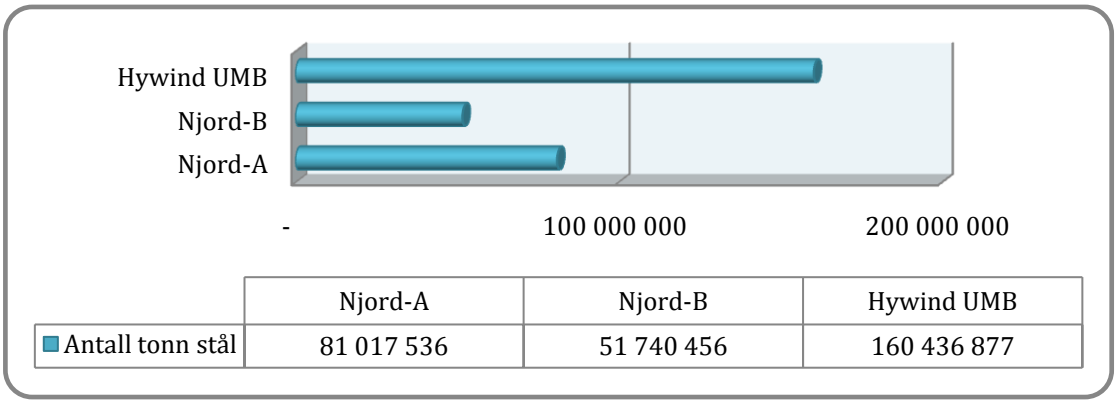


Figur 47: Prosentvis fordeling av kostnader mellom flyter og turbin for Hywind UMB.

3.1.5 Forbruk av stål til flytende offshore vindturbiner

The World Steel Association utsikter forteller at det vil bli omsatt rundt 1,24 mrd tonn stål i verden i 2010(Worldsteel Association 2010). I teksten som følger vil det analyseres hvor stor del av markedet de ulike konseptene vurdert i denne oppgaven vil okkupere ved storskala utbygging.

Ved å etablere ett scenario hvor det etableres 100 parker med 1000 vindturbiner illustreres det tydelig hvor stålintensive offshore vindturbiner er og da spesielt Hywind UMB, se figur 48.

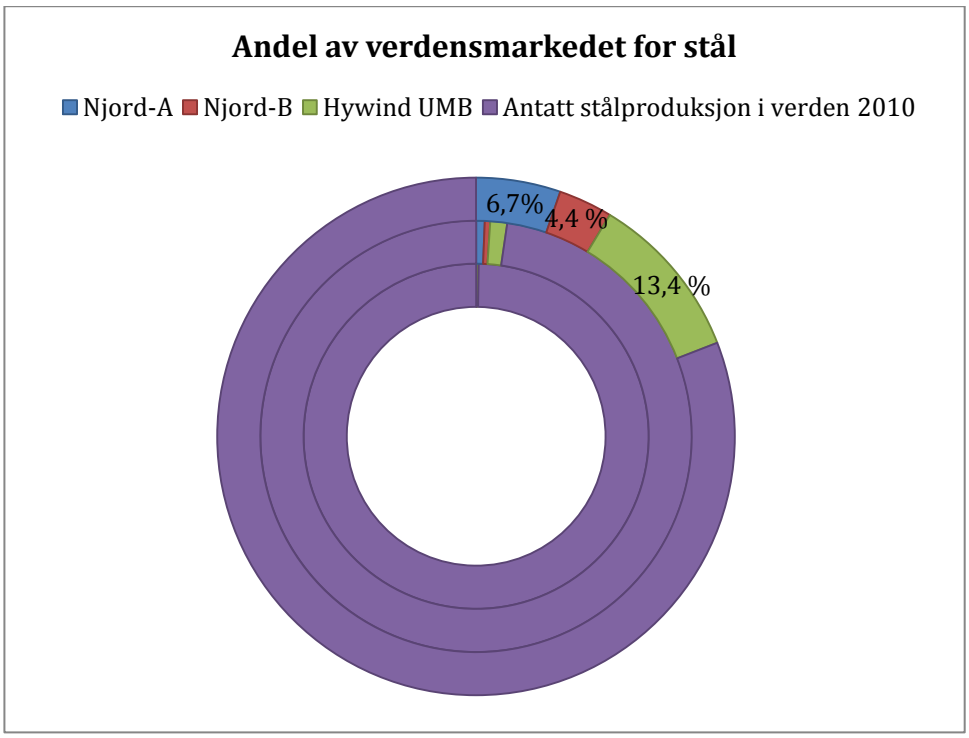


Figur 48: Antall tonn stål de ulike konseptene trenger for 100 parker med 100 vindturbiner i hver park.

Figuren viser tydelig hvor vesentlig forskjell det er mellom konseptene og at stålvekten til Hywind UMB eskalerer over tre ganger så fort som for Njord-B.

Figur 49 viser andelen av verdensmarkedet som vil bli okkupert av de ulike konseptene gitt antall vindturbiner. Den innerste sirkelen viser at vindturbinene vil oppta minimalt

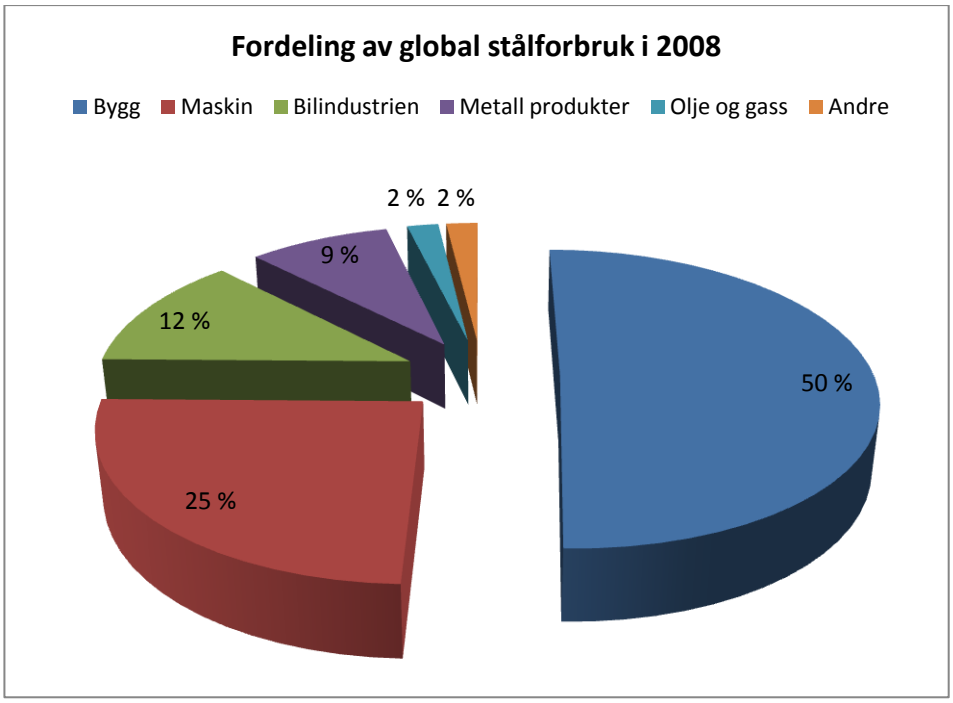
av verdensmarkedet ved en produksjon på 1000 vindturbiner. Midterste sirkel viser for 10 000 turbiner hvor man ser at Hywind UMB forbruker dramatiske 1,3 % av det totale verdensmarkedet for stål. For situasjonen ved produksjon av 100 000 vindturbiner, vist som ytterste sirkel, vil andelen være ytterst alvorlig og skape signifikante fluktasjoner i markedet.



Figur 49: Andel av verdensmarkedet av stål de ulike konseptene opptar ved produksjon av 1000, 10 000 og 100 000 vindturbiner.

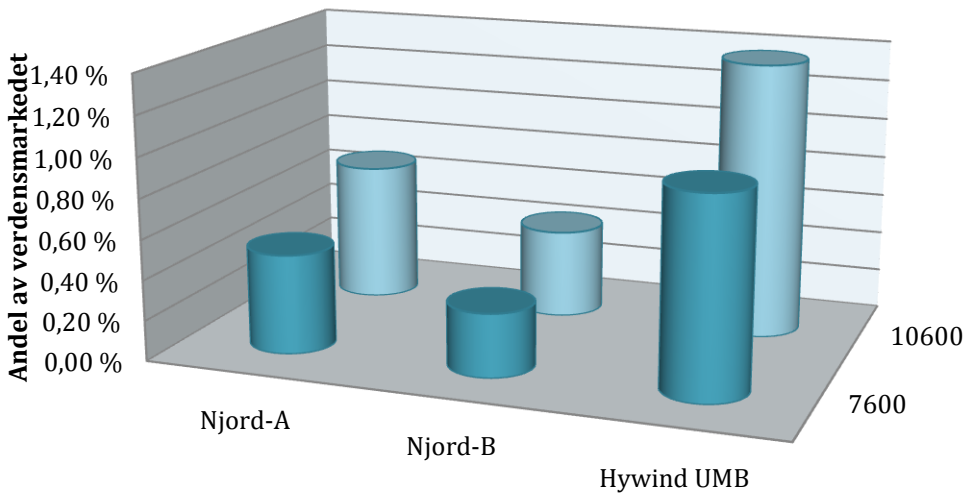
Hvis EWEA skal nå sitt mål på mellom 40-55 GW fornybar kraft fra vind innen 2020 i Europa må det installeres mellom 38-53 GW vindkraft. (EWEA 2010). Forusatt kun investeringer i våre konsepter gir dette investeringer av mellom 7600-10600 5 MW vindturbiner innen 2020. Investeringen av Hywind UMB vil da oppta rundt 1-1,4 % på det totale verdensmarkedet av stål. Dette vil kun legge vesentlig press på stålprisene, se fordeling av global stålforbruk i 2008, figur 50. Det er spesielt interessant å observere forskjellen mellom konseptene, som også er observert på overstående figurer. Hywind UMB tar over 3 ganger så mye av stålmarkedet som Njord-B.

For å få et mer nyansert bilde av hvor stålintensive offshore vindturbiner er, er forbruket av stål sett opp mot andre industrier i markedet.



Figur 50: Fordeling av globalt stålforbruk i 2008 fordelt på industrier.

Bruker man fordelingen i figur 50, avslører man at denne produksjonen krever en merkbar andel av verdensmarkedet. Vektingen er basert på estimat fra(OECD 2009).



	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB
7600	0,50 %	0,32 %	0,98 %
10600	0,69 %	0,44 %	1,37 %

Figur 51: Andelen av verdensmarket for stål de ulike konseptene opptar ved produksjon av nødvendig antall vindturbiner de neste årene for å nå EU 2020 – målet.

Med produksjon av 10600 Hywind UMB vil man oppta 1,37 % av verdensmarkedet som tilsvarer 68,5 % av posten "andre" i figur 50. Produksjonen er heller ikke signifikant forskjellig fra hva forbruket er i olje - og gassektoren i verden. Dette kan forøvrig indikerere et mulig problem siden offshoresektoren har høye krav til stålkvaliteten. Tilbudet på høykvalitetsstål kan dermed bli vesentlig presset på det globale stålmarkedet.

3.1.6 Diskusjon produksjonskostnader

I resultatene ble det avdekket at Hywind UMB peker seg ut som det klart dyreste konseptet å produsere, også per kW. Hovedgrunnen til at Hywind UMB er dyrere er at den benytter vesentlig mer stål og er vesentlig dyrere å sveise enn Njord konseptene. Hywind UMB er også det eneste vurderte konseptet som har en dyrere flyter enn turbin. Med usikkerheten som ligger i stålprisen vil kostnaden knyttet til Hywind UMB være mer volatil og markedsbestemt enn de andre vurderte konseptene. Statoil slår selv fast at deres Hywind i dag er for tung, stålvekten må ned for at det skal bli aktuelt med en masseproduksjon av Hywind (Haugstad 2009).

Kronekursens betydning ved utbygging i Norge

Den norske kronen har styrket seg vesentlig den senere tid, særlig mot Euro, grunnet høy oljepris og økte renter. Dersom denne utviklingen fortsetter, vil det virke dempende på en forventet prisoppgang på stål(Hansen 2010). Kronekursen har signifikant betydning på prisen på turbinen, da denne oftest blir gitt i Euro, amerikanske dollar eller britiske pund. Generell pengepolitikk blir med andre ord styrende for hvor stor investeringskostnaden vil bli.

Oppsummering

Stålprisen vil ha en markant effekt på den totale produksjonskostnaden. For å vise forskjellen vises igjen tabell 19 som viser de ulike stålkostnadene gitt tre ulike scenarioer.

Tabell 19: Stålsimuleringsanalyse som viser forskjell i produksjonskostnader avhengig av stålpris.

Stålsimuleringsanalyse, ståltype S355J2G3 (ståltetthet: 7850 kg/m³)					
	Stålpris (kr)	**Njord-A**	**Njord – B**	**Hywind UMB**	**Horns Rev 1**
Stålvekt	————	811 tonn	518,5 tonn	1605 tonn	352,05 tonn
Scenario 1: Lav stålpris (NOK	20	16,2 mill	10,3 mill	32 mill	7 mill
% av totale produksjonskostnader		32 %	24,6%	42%	43,8 %
Scenario 2: Høy stålpris (NOK)	27,5	22,2 mill	14,2 mill	44 mill	9,7 mill
% av totale produksjonskostnader		40,6%	32,2%	51%	55%
Scenario 3: Midlet stålpris (NOK)	**23,75**	**19,2 mill**	**12,3 mill**	**38 mill**	**8,4 mill**
% av totale produksjonskostnader		**36,5%**	**28,5%**	**46,7%**	**49,5 %**

I tabellen har det blitt lagt til en rad som viser hvor mye av de totale produksjonskostnadene som er stålkostnader. Utifra resultatene ser man at stålkostnadene vil utgjøre mellom 42-51 % for Hywind UMB og ha om lag 12 mill variasjon i total stålkostnad. For Horns Rev 1 hvor variasjonen ligger mellom 43,8 % og 55 % vil stålprisen gi en variasjon i total stålkostnad på "bare" 2,7 mill.

Ved masseproduksjon vil forskjellen bli enda mer markant. Ved en produksjon på eksempelvis 100 vindturbiner vil forskjellen mellom en stålpris på 20 – 27,5 NOK/kg være på 607 mill NOK for Njord-A, 388 mill NOK for Njord-B, hele 1,2 mrd NOK for Hywind UMB og 270 mill for Horns Rev 1.

For å vise i hvilken grad valutaen vil styre de totale produksjonskostnadene benyttes prisen på turbinen som eksempel. Benytter man laveste verdi på det britiske pund i 2010 (1 GBP = 8,8 NOK) og ODE sitt estimat fra 2006 på hva en 5MW turbin koster, får man en kostnad på 36,42 mill NOK. Ved å benytte midlet valutakurs i 2006 (1 GBP = 11,8 NOK) får man en kostnad på 48,8 mill NOK. Differansen er på hele 12,4 mill NOK. Kronekurs på innkjøpstidspunkt har mye å si for hvor mye det vil koste å produsere en vindturbin. I simuleringsmodellen er dette blitt tatt hensyn til ved å midle mellom to ulike kilder for å finne ett mest mulig korrekt estimat.

Hvis den norske kronen står sterkt i kurs vil dette gi en lavere innkjøpspris på turbin og stål. Gitt ett scenario hvor man har en sterk krone som potensielt gir en lav stålpris, eksempelvis 1 GBP = 8,8 NOK og 20 NOK/kg stål, vil man få totale produksjonskostnader som vist i tabell 20. Tabellen viser høy kronekurs mot benyttet kronekurs i simuleringsmodellen og totale produksjonskostnader for de flytende konseptene per turbin.

Tabell 20: Totale produksjonskostnader gitt endringer i kronekursen.

	GBP- NOK	Njord- A	Njord – B	Hywind UMB
Sterk krone	8,8	44,3 mill	35,8 mill	70,1 mill
Krone benyttet i simuleringsmodell	11,8	52,7 mill	43,1 mill	81,5 mill
Forskjell i kroner	**3**	**8,4 mill**	**7,3 mill**	**11,4 mill**

Resultatene i tabell 20 viser at Hywind UMB vil få en kostnadsmessig størst nedgang i produksjonskostnader ved en sterk krone. Sterk kronekurs, slik det er definert over, og produksjon av 100 vindturbiner vil gi en total produksjonskostnadsbesparelse for vindparken på 728,5 mill og 1,1 mrd NOK for henholdsvis Njord-B og Hywind UMB.

3.2 MONTERING

Kapittelet vil gi en generell oversikt over ulike monteringsmåter for bunnfaste og flytende vindturbiner. For å vise de totale monteringskostnader er det tatt hensyn til selve monteringen av vindturbinen, forankringer og tilkobling til kraftnettet. Det blir vist monteringskostnader tilknyttet tre ulike monteringsmåter for flytende vindturbiner før man til slutt tar hensyn til oppskalering av monteringsfrekvensen.

3.2.1 Bunnfast montering

Montering av bunnfaste vindturbiner har til nå vært utført med samme teknologi og tilpasset dybder opptil 20 meter. Metoden, som benytter jackupfartøyer, springer ut fra ideen til den danske krankonsulenten Kurt E. Thomsen som foreslo en løsning som kunne brukes til transport, installering, drift og vedlikehold av bunnfaste offshore vindturbiner (Moss & Myhr 2009). Konseptet ble tatt i bruk for første gang i 2001 når havvindparken Horns Rev 1 utenfor Danmark ble etablert. Horns Rev 1 besto av 80 vindturbiner, og det ble derfor behov for å tilpasse monteringen til stor skala. Følgende monteringsløp ble benyttet ved Horns Rev 1, og forutsettes å gjelde generelt for montering av bunnfaste offshore vindturbiner med monopælfundament (Dong Energy 2008b):

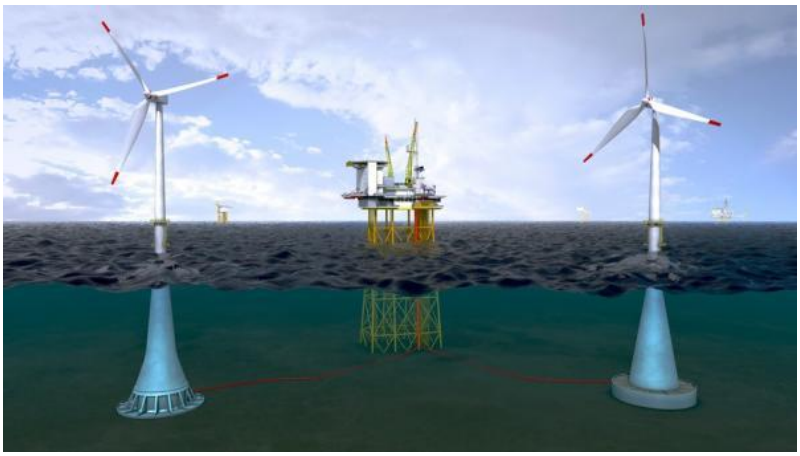
- Fundament pæles ned i havbunnen.
- Tårn og naceller produseres på land og transporteres ut i deler med et monteringsfartøy.
- Tårnelementene heises opp med fartøyets kran og plasseres på fundamentet.
- Nacelle med rotorblader plasseres på toppen av tårnet ved hjelp av kran og jackup-rigg.

Når det gjelder Horns Rev 1 ble det benyttet to identiske fraktskip med navn SEA POWER og SEA ENERGY spesialtilpasset for montering av vindturbiner (A2SEA 2009). Selskapet A2SEA som står bak disse to skipene har montert 70 % av verdens offshore vindturbiner, og viste seg derfor å være velegnet til oppgaven.

Figur 52: A2SEA SEA POWER (A2SEA 2009)

Fremtidens fundament

Betongsøyler som hviler på havbunnen kan bli framtiden for offshore bunnfaste vindturbiner (Seehusen 2010). Ideen er å bruke teknikken fra Condeep-plattformene i Nordsjøen (Museumsnett 2009). Den nedre delen av fundamentet blir støpt i en tørrdokk eller på en flytende lekter før elementet blir sjøsatt og resten av den hule betongsøylen blir støpt. Deretter blir vindturbinen montert på betongsøylen. Den komplette vindturbinen blir så slept til havs og senket ned på havbunnen. På havbunnen blir vindturbinen fundamentert ved at den ballasteres og står i kraft av egen tyngde. Stålfundamentene er lettere og må fundamenteres med pæler ned i bunnen. I følge Trond Landbø hos Dr. Techn. Olav Olsen har betongfundamentene en levetid på over 100 år, siden forspent betong ikke er utsatt for umatting på samme måte som stål er (Seehusen 2010). En annen fordel er at fundamentene ikke trenger å konstrueres for en bestemt vekt. Turbinene kan derfor skiftes ut etter hvert som de blir utslitt eller det kommer kraftigere turbiner på markedet.



Figur 53: Montering av bunnfaste vindturbiner ved hjelp av betongsøyler utviklet av Vici Ventus(Seehusen 2010).

3.2.2 Monteringskostnader for bunnfast vindkraft

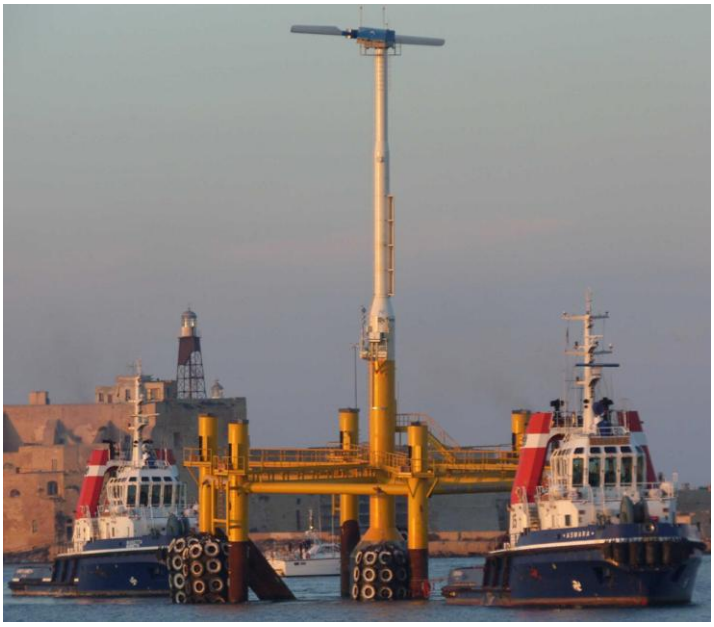
Dagens monteringsmetoder på grunt vann er ikke egnet til global storskalamontering. Det finnes et fåtall havvindparker av signifikant størrelse der monteringen er utført på en måte som kan anses som en forløper til montering i stor skala. Hovedsakelig skyldes dette varierende bunnforhold siden de fleste bunnfaste vindturbiner er avhengig av pæling eller et helt flatt og stødig underlag for å få et tilfredsstillende fundament. Det sistnevnte kan innebære masseutskiftning og legging av nye masser med stor presisjon. Dette kan ofte være en tidkrevende og kostbar prosess.

For Horns Rev 1 i Danmark og ved North Hoyle i Storbritannia ble det benyttet to monteringskraner og flere pælefartøyer slik at monteringsfrekvensen totalt sett ble henholdsvis 0,48 og 0,11 vindturbiner per dag (Morgan et al. 2003). For montering i storskalaperspektiv blir dette urimelige tall. Det er verdt å nevne at det ble benyttet spesialtilpassede fartøy ved disse monteringene, noe som viser at det hovedsakelig er kun en måte å øke monteringsfrekvensen på. For montering i stor skala trengs det flere fartøy, man må derfor øke den globale flåten av fartøy som er kapable til offshore montering (Boer & Hageman 2008; Nordic Heavy Lift ASA 2008; Steenbuch 2008).

Siden montering av bunnfaste vindturbiner er avhengig av en tidkrevende prosess som pæling av fundament, kan dette i utgangspunktet ikke direkte sammenlignes med storskala montering av flytende vindturbiner. For denne oppgaven velges det likevel å gjøre en sammenligning siden det ikke finnes andre referansedata å støtte seg til. Sammenligningen vil gjøres i forhold til monteringskostnaden til en enkelt vindturbin for å få et grunnleggende estimat. (Morgan et al. 2003) konstaterer at en gjennomsnittlig kostnad er på om lag 8 mill NOK per vindturbin estimert med bakgrunn i de største offshore vindparkene som er bygget. En videre sammenligning med kontrakten mellom Master Marine, StatoilHydro og Statkraft der 88 bunnfaste vindturbiner skal monteres med jackupfartøy i Sheringham Shoal for 78 mill EURO (Statoil 2010) viser også en kostnad per vindturbin på rundt 8 mill NOK. Denne verdien vil videre bli benyttet som en referanseindeks i den følgende analysen.

3.2.3 Konvensjonell montering av flytende vindturbiner

Verdens første flytende demonstrasjonsturbin Blue H på 80 kW ble montert i skjermet farvann og tauet ut fra kysten av Sør-Italia i 2007. Tidligere StatoilHydro benyttet seg av samme monteringsløp for sin Hywind pilotturbin 2,3 MW. Den ble sommeren 2009 montert i skjermet farvann i Åmøyfjorden. Her ble søyle, nacelle og rotor koblet sammen før den ferdigstilte vindturbinen ble slept i vertikal stilling til endelig posisjon utenfor Karmøy. Ved hjelp av denne monteringsmåten vil man ikke ha behov for spesialiserte monteringsfartøy. Dette betyr at man slipper store investeringskostnader. Det forutsetter likevel tilgang til skjermede farvann med stor dypgang for sparbøyekonseptene.



Figur 54: Blue H: Verdens første flytende demonstrasjonsturbin på 80 kW tauet ut med to enkle tauebåter (Blue H USA 2009).

På grunn av dypgangen til Hywind 2,3 MW pilotturbin stilte denne noen andre krav til taueprosessen enn Blue H. Blant annet stilte man for eksempel krav til at havdybden til en hver tid oversteig 100 m under uttauing (Hydro 2005). På grunn av de tøffe værforholdene utenfor kysten av Norge vil disse potensielt kunne by på utfordringer. Pilotturbinen ble derfor tauet ut av en Anchor Handling Tug and Supply (AHTS) og to havnetaubåter i godt vær.

Følgende monteringsløp ble brukt for Hywind 2,3 MW pilotturbin (StatoilHydro 2009):

- Flyteren taues med en taubåt til sammenstillingsplass i Åmøyfjorden.
- Flyteren forankres og ballasteres opp i rett posisjon ved hjelp av sjøvann.
- Flyteren blir trukket bort til en lekter med kran og låst fast.
- Ferdigballastering av flyteren gjøres med Olivin ved hjelp av kranlekteren som henter ballast fra et lasteskip.
- Kranlekter nummer to benyttes til å hente midtseksjonen fra land og bolte den fast på flyteren.
- Tårn og nacelle er på forhånd sammenstilt på land i vertikal posisjon. Denne hentes av kranlekter nummer to som løfter denne opp på midtseksjonen.
- Rotoren sammenstilles med alle rotorblader på land i horisontal posisjon og festes til nacellen med kranlekter nummer to.
- Tauing til offshore lokasjon gjennomføres ved hjelp av to taubåter og en AHTS.
- Tre anker slippes ved hjelp av AHTS.

Figur 55: Rotoren monteres til nacellen med kranlekter på Hywind 2,3 MW pilotturbin (StatoilHydro 2009).

Figur 56: Tauing av ferdigstilt Hywind 2,3 MW pilotturbin (StatoilHydro 2009).

Som følge av ulike stabilitetsforhold vil det være store variasjoner mellom de ulike konseptene når det gjelder hvordan de kan transporteres ferdigstilte og hvordan de kan løftes med kran. På grunn av mindre dypgang enn Hywind UMB vil Njord-konseptene være ustabile uten forankring og med nacelle. Den vil derfor være umulig å slepe i harde værforhold. Dette vil også innebære en betydelig risiko.

Njord-B, som har en vesentlig mindre dypgang enn Hywind UMB, vil være problematisk å taue på konvensjonell måte og er derfor avhengig av spesialiserte monteringsfartøyer som Aquilo. Njord-B kan kun taues ved at vindturbinen ballasteres 20 meter og man tar av nacellen. Dette forutsetter utvikling av Clamp-On-Crane (COC) som er et spesialisert monteringsfartøy.

Siden Njord-A har et forspent forankringssystem for stabilisering, vil den potensielt måtte spesialtilpasses for å tillate effektiv bruk av tauingsprinsippet. Dersom man ballasterer Njord-A 20 meter vil den få samme dypgang som Hywind UMB og tauing skal gå fint. For tauing vil da samme forutsetninger gjelde for Njord-A som for Hywind UMB, foruten at man trenger en kran som er 75 meter i stedet for 95 meter.

Det kan tenkes at desto flere vindturbiner som plasseres på en flyter, desto mindre blir behovet for et storskala offshore monteringskonsept. Dette betyr at for konseptet WindSea, med tre vindturbiner på en flyter, vil tauing fra skjermet farvann trolig være mest gunstig i forhold til spesialiserte monteringsfartøyer. I et storskala perspektiv og en park på 1000 vindturbiner vil det fortsatt være snakk om omtrent 350 plattformer som skal taues ut, noe som tilsier et stort behov for fartøyer.

Investeringskostnadene som vil oppstå i forbindelse med tauing vil i småskala være mindre sett i forhold til utvikling av et spesialfartøy for montering. Ved montering av større havvindparker vil montering i skjermet farvann og tauing til endelig plassering fort kunne føre til kapasitetsproblem i forhold til skipsflåten som er tilgjengelig(Steenbuch 2008). Dette fører til et økende investeringsbehov. I tillegg vil tidsaspektet føre til at man må dele opp installasjonsforløpet til større havvindparker i flere utbyggingsfaser. Ved tauing vil det måtte tas hensyn til at dette ikke kan foregå i tøffe værforhold.

3.2.4 Eksperimentelle monteringsmåter

Aquilo X1/X2

(Moss & Myhr 2008) utarbeidet en konseptstudie for storskala montering av flytende offshore vindturbiner. Dette konseptstudiet ble videreutviklet av (Moss & Myhr 2009). Konseptstudiet baserer seg på offshore sammenstilling og montering av flytende vindturbiner ved hjelp av en halvt nedsenkbar plattform. Aquilo kan også monteres på rimeligere skrog som lektere og lignende, for å minimere investeringskostnaden, men da på bekostning av operasjonstiden. Visjonen for Aquilo er at konseptet skal plasseres på en flytende plattform og at monteringen skal skje onsite. Dette vil føre til en rasjonell og rask montering i tillegg til stor fleksibilitet med tanke på komponentleveranser. På den annen side er et spesialisert fartøy mer utsatt med tanke på produksjonssvikt eller problemer da hele monteringsforløpet stopper opp. I tillegg bør det spesialiserte fartøyet tåle de fleste aktuelle værforhold uten å måtte returnere til havn. Av disse årsakene og med hensyn på monteringsfrekvens, hastighet og sikkerhet vil Aquilo optimalt sett bli plassert på en SSCV. Dette er en halvt nedsenkbar plattform og er kjent for å ha gode egenskaper i vanskelige værforhold. Denne monteringsplattformen skal kunne utføre alt fra sammenstilling av tårn til ankerhåndtering. Sistnevnte vil Aquilo trenge hjelp fra en AHTS for å gjennomføre.

Aquilo er dimensjonert mot ekstreme operasjonelle bølger i Nordsjøen og ugunstig dynamisk respons fra den halvt nedsenkbare monteringsplattformen. Dette gjør at Aquilo kan brukes til montering i vanskelige værforhold, og det er satt et mål om å oppnå operasjonsvilkår 90 % av tiden i Nordsjøen. Gjennom undersøkelsene gjort i

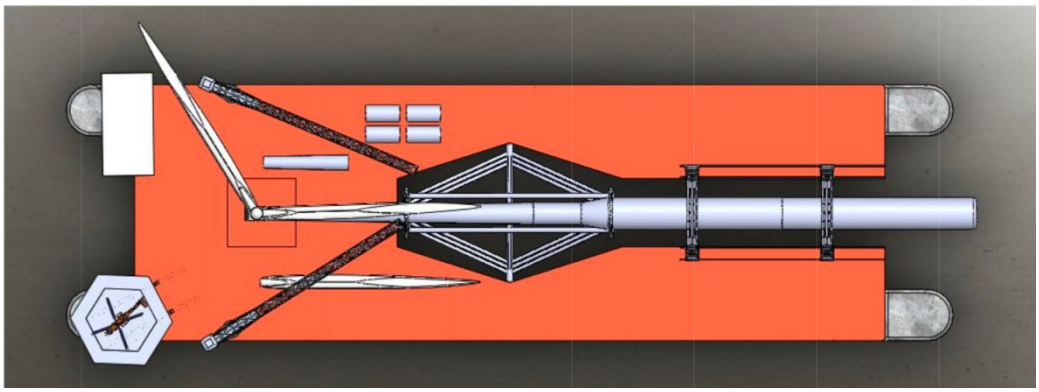
(Moss & Myhr 2009) viste det seg at et konsept med mindre dypgang vil være mindre avhengig av værforhold og derfor mer rasjonell med tanke på montering. Konseptet har også vist seg å være fleksibelt med tanke på ulikheter i flyter - og tårngeometri.

Det er utarbeidet to alternativer til konseptet. Aquilo X1 er en SSCV montert med Aquilo, mens Aquilo X2 er en SSCV montert med Aquilo i tospann. Dette betyr at dekksarealet til X2 vil måtte være større enn for X1. Bolig-og kranarealet vil være tilnærmet likt, men hovedtillegget kommer i form av en ekstra dokk. I tillegg vil det være behov for mer lagringsareal.

Et mulig monteringsløp for offshore horisontal sammenstilling med Aquilo er som følger (Moss & Myhr 2009):

- Alle flytere produseres på land ved forskjellige lokaliteter og taues ut til feltet uten flytende ballast.
- Tårnelementer, rotorblader og naceller produseres på land og transporteres ut sammen med PSV og eventuelt andre skip. Dette vil kunne være som hele komponenter eller deler som krever sammenstilling på plattform.
- På plattformen festes rotorblader til nacellen som igjen festes til tårnet.
- Flytere heises opp på plattformen og monteres sammen med tårnet.
- Forankringen festes til flyter. Dette er spesielt aktuelt ved slakk forankring.
- Hele vindturbinen senkes ned om en pivoteringsaksel med Aquilo og vinsjer. Kontrollert opprettingssekvens oppnås ved at flyteren ballasteres i kombinasjon med at vinsjene holder igjen.

Hovedpoenget med Aquilo er at det skal være fleksibelt samtidig som det er spesialisert. Ulempen her er at konseptet krever at kvalifisert arbeidskraft utfører montasjearbeid ute på åpent hav, som ellers kunne vært gjort i en skjermet bukt eller på land. I tillegg kreves det at alle komponentene i vindturbinen tåler å sammenstilles i horisontalposisjon.



Figur 57: Offshore horisontal sammenstilling på plattform (Moss & Myhr 2009).

3.2.5 Økonomisk vurdering av flytende monteringskonsepter

Fartøysbehov

Det velges for denne oppgaven å ta utgangspunkt i monteringsløpet som ble benyttet for Hywind 2,3 MW pilotturbin for å gjennomføre en økonomisk vurdering av tauing. Erfaringer fra installasjon av bunnfaste vindturbiner har vist at montering med kranfartøy ikke er noen enkel operasjon. Med jackupfartøy var monteringstiden for North Hoyle 9,1 dager per vindturbin, mens den for Horns Rev 1 var 2,1 dager per vindturbin (Morgan et al. 2003), se tabell 21. Det vil være rimelig å anta at disse løftene ikke kan gjøres raskere fra en flytende lekter. Siden kranløft sjelden beregnes med operasjonsvilkår på over 80 %, vil det for denne oppgaven forutsettes en operasjonstid på 60 %. Dette betyr at for å kunne montere *en* vindturbin per dag trengs det minimum *to* parallelle produksjonslinjer med kranfartøy.

Tabell 21: Monteringstiden ved North Hoyle og Horns Rev 1(Morgan et al. 2003).

	North Hoyle	Horns Rev
Antall vindturbiner	30	80
Installasjonsrate		
Fundamentering	4 dager per fundament	1,7 dager per vindturbin
Turbiner	6,1 dager per turbin	1,5 dager per turbin
Prosjektet	10,1 dager per vindturbin	3,2 dager per vindturbin

Det vil være nødvendig at hvert kranfartøy kan ligge forankret for å kunne redusere tiltrengt mannskap på plattformene. Dette kan skje under forutsetning av at støtteskipet manøvrerer vindturbinene for dem (Moss & Myhr 2009).

For å kunne bygge kontinuerlig trengs det minimum en PSV for å sikre tilfredsstillende tilgang på materialer og et ekstra fartøy som lastes mens det andre blir losset. Det betyr at det forutsettes et kontinuerlig behov for to stykk PSV.

Det trengs minimum en AHTS for hver vindturbin slik at den midlertidig kan ankres eller holdes stabil. Dette blir en kontinuerlig operasjon som må utføres for hver vindturbin som skal monteres. Det forutsettes derfor et minimumsbehov av en AHTS som kan håndtere midlertidige forankringer og posisjonering av flytere. I tillegg er det nødvendig med to taubåter, som i denne oppgaven forutsettes å være små AHTS, for å taue vindturbinen på plass. For å montere en vindturbin hver dag trengs derfor to kranfartøy, tre AHTS og to PSV hver dag.

Når det gjelder Aquilo X1 som har en monteringsfrekvens på to vindturbiner hver dag, er det i følge (Moss & Myhr 2009) et krav om to AHTS for å håndtere vindturbinene etter oppreisningen, gitt at ankringen ikke blir utført på en SSCV. Transport av moduler og flytere til en SSCV må utføres av en flåte av AHTS - og PSV-fartøy. Dette fartøysbehovet vil være avhengig av avstanden til vindparken fra land og således variere for de fire vindparkene i denne oppgaven. Ut fra marsjfarten til en AHTS finner man at en AHTS anslagsvis vil kunne bruke om lag tre timer ut til P1 med tre flytere. Dette betyr at man trenger en AHTS hvert 10. døgn for å opprettholde produksjonen. En PSV vil bruke om lag 2,5 timer ut til P1 med tre naceller og rotorer, noe som betyr at man trenger en PSV hvert 16.døgn for å opprettholde produksjonen. Behovet for AHTS og PSV for de resterende vindparkene er oppsummert i tabell 22.

Tabell 22: Behovet for AHTS og PSV for Aquilo X1 hver dag med en monteringsfrekvens på to vindturbiner hver dag.

	AHTS	PSV
P1	0,1	0,0625
P2	0,14	0,09
P3	0,5	0,33
P4	0,5	0,33

For Aquilo X2, med en monteringsfrekvens på fire vindturbiner hver dag, må antallet ankringsfartøyer og transport av moduler sannsynligvis dobles når produksjonen dobles (Moss & Myhr 2009). Derfor blir det et behov for fire AHTS for håndtering av

turbinforankring. Det trengs også PSV og AHTS til transport av moduler dobbelt så ofte som for Aquilo X1 vist i tabell 22.

Figur 58 Montering av nacelle ved hjelp av kranfartøy (Pearson 2001).

Mannskapsbehov

Når det gjelder tauing forutsettes et behov på 50 personer per døgn for skjermet sammenstilling. For Aquilo X1 vil nødvendig mannskap på plattformen være vanskelig å anslå (Moss & Myhr 2009). For denne oppgaven antas det at mannskapstallet blir tilsvarende som for andre spesialiserte plattformkonsept med produksjonsfasiliteter. Det velges derfor i utgangspunktet et nødvendig mannskap på 200 personer i døgnet for Aquilo X1 (Acergy M.S Limited 2008). Siden det for Aquilo X2 vil være en ekstra produksjons - og løftelinje, vil det naturlig være behov for mer mannskap. Mannskapsbehovet vil anslagsvis øke med 25 % til 50 % (Moss & Myhr 2009). For denne oppgaven velges det en konservativ økning på 50 %, noe som betyr et nødvendig mannskap på 300 personer for Aquilo X2.

3.2.6 Økonomisk sammenligning av de ulike konseptene

Total monteringskostnad per vindturbin for de ulike monteringskonseptene er oppsummert i tabell 23. Her vises monteringskostnaden per vindturbin i P1. Fra disse

beregningene ser man at døgnprisen på Aquilo X1 vil være om lag 12 mill NOK, og monteringspris per vindturbin vil være om lag 6,5 mill NOK. Sammenlignet med monteringskostnaden på grunt vann tilsvarer dette 81 %. Døgnprisen på Aquilo X2 vil være omtrent 21 mill NOK. Dersom man klarer å opprettholde et operasjonskrav på 90 % og montere fire vindturbiner om dagen i dette vinduet, vil monteringsprisen per vindturbin være om lag 5,7 mill NOK. Dette tilsvarer 72 % av monteringskostnaden på grunt vann. For tauing vil monteringskostnaden være 8,1 mill NOK per vindturbin, og derfor 101 % av monteringskostnaden på grunt vann. Investeringskostnaden for Aquilo X1 og X2 er hentet fra (Moss & Myhr 2009)

Tabell 23: Total monteringskostnad per vindturbin for de ulike monteringskonseptene i P1.

	Bunnfast	Aquilo X1	Aquilo X2	Tauing	Benevning
Vindturbiner	0,25	2	4	1	Ant/dag
Mannskap		200	300	50	Ant/dag
Mannskapskostnad		1,4 mill	2 mill	345 000	NOK/dag
Plattform	2	1	1	2	Ant/dag
Plattformkostnad		9 mill	16 mill	2 mill	NOK/dag
AHTS		2,10	4,20	3,00	Ant/dag
AHTS-kostnad		1,3 mill	2,6 mill	1,86 mill	NOK/dag
PSV	2	0,0625	0,125	2	Ant/dag
PSV-kostnad		20 313	40 625	650 000	NOK/dag
Involverte fartøyer	4	3,16	5,33	7,00	Ant/dag
Fartøyer		10,3 mill	18,6 mill	4,5 mill	NOK/dag
Totalt		11,7 mill	20,7 mill	4,85 mill	NOK/dag
Operasjonsvilkår		90	90	60	%
Involverte fartøyer/vindturbin	4	1,58	1,33	7	Ant/dag
Totalt per vindturbin	**8 mill**	**6,5 mill**	**5,7 mill**	**8,09 mill**	**NOK**
jf. grunt vann	100	81	72	101	%
Døgn å montere:					
100 vindturbiner	400	50	25	100	/døgn
1000 vindturbiner	4000	500	250	1000	/døgn
Investeringskostnad	N/A	5,93	10,3775	N/A	Mrd NOK

Monteringskostnaden per vindturbin for alle de fire vindparkene er oppsummert i tabell 24. Man ser at monteringskostnaden for Aquilo X1 og X2 øker med avstanden fra land som følge av at reisetiden til fartøyene blir lengre, og man vil trenge flere AHTS og PSV for å opprettholde produksjonen. Mellom P1 og P2 øker monteringskostnaden noe, men mellom P3 og P4 blir kostnaden per vindturbin lik. Forskjellen kommer av at

gjennomsnittlig avstand til vindturbin i P1 er for denne oppgaven satt til 15 km mens avstanden til P2 er 25 km. Denne differansen på 10 km utgjør en større andel for disse to parkene enn for differansen mellom P3 og P4. For P3 og P4 er største delen av avstanden til disse parkene er begge 100 km, og differansen mellom de på 10 km er mindre vesentlig. Dette gjør at P2 trenger flere fartøy enn P1 hver dag mens P3 og P4 opererer med likt antall fartøy siden det er snakk om uvesentlige differanser.

Ut i fra marsjfarten til en AHTS som tauer hele vindturbiner finner man at tauing til P1 og P2 vil ta kortere tid, og derfor være billigere enn tauing til P3 og P4.

Tabell 24: Total monteringskostnad per vindturbin for de ulike monteringskonseptene i de ulike vindparkene.Alle tall er oppgitt i NOK.

	Aquilo X1	Aquilo X2	Tauing
P1	6,50 mill	5,75 mill	8,09 mill
P2	6,52 mill	5,78 mill	8,09 mill
P3	6,69 mill	5,93 mill	8,6 mill
P4	6,69 mill	5,93 mill	8,6 mill

3.2.7 Oppskalering av monteringsfrekvens

I forhold til utviklingen innen offshore vindkraft og den globale etterspørselen vil monteringsfrekvensen måtte bli oppskalert. En rimelig monteringsfrekvens vil tilsvare en frekvens på minst fire vindturbiner hver dag. Dette tilsvarer 1000 til 1500 vindturbiner i året. I denne sammenheng vil det ikke være relevant å benytte grunt vann som sammenligningsgrunnlag da dette ikke er realistisk i denne størrelsesklassen. Med en oppskalert monteringsfrekvens vil tauing ha behov for et betydelig antall fartøyer. Det er behov for totalt åtte kranfartøyer med en kapasitet på over 300 tonn som kan løfte over 100 m høyt. I tillegg vil tauing ha et behov på minimum 12 AHTS og 8 PSV, avhengig av tauedistanse. I følge (Steenbuch 2008) vil det være lite sannsynlig at dagens globale flåte har kapasitet til dette. Dette betyr at det bør estimeres en vesentlig investeringskostnad også for tauing med en oppskalert monteringsfrekvens.

Monteringskostnaden per vindturbin, uten å ta hensyn til investeringskostnaden, vil her bli lik som i tabell 24. Investeringskostnaden til tauing med oppskalert monteringsfrekvens vil ikke bli diskutert i denne oppgaven, men fra de nevnte fartøysbehov vil disse kunne bli betydelige og de reelle monteringskostnadene vil bli mye høyere enn vist her. Investeringskostnaden til Aquilo X1 vil med oppskalert

monteringsfrekvens bli 11,86 mrd NOK, mens for Aquilo X2 vil den fortsatt være 10,4 mrd NOK (Moss & Myhr 2009).

Ut fra sammenligningen av de tre monteringskonseptene ser man at Aquilo X2 vil være den mest kostnadseffektive metoden å benytte, sett i forhold til tauing. Aquilo krever en investering som vil bli høyere enn for tauing, men siden monteringskostnaden per vindturbin er vesentlig mindre enn for tauing, vil denne investeringen lønne seg når monteringsfrekvensen blir høy. Som nevnt ovenfor vil også tauing kreve en betydelig investeringskostnad når monteringsfrekvensen blir høyere. Den økonomiske analysen av monteringskonsepter viser dermed at Aquilo X2 vil være det rimeligste alternativet for offshore sammenstilling og ha størst fleksibilitet i forhold til monteringslokalitet. Aquilo X2 vil også fungere med ulike vindturbinkonsepter mer eller mindre uavhengig av geometri eller individuell optimalisering (Moss & Myhr 2009). Denne sammenligningen indikerer at et spesialisert monteringsfartøy vil være lønnsomt uavhengig om det er Aquilo som benyttes eller ikke. Man ser i dagens montering av bunnfaste vindturbiner at dette går mot større og mer spesialiserte fartøyer, se figuren under.

Figur 59: SEA Installer fra A2SEA er fremtidens monteringsfartøy for bunnfaste vindturbiner (A2SEA 2009).

3.2.8 Forankringer

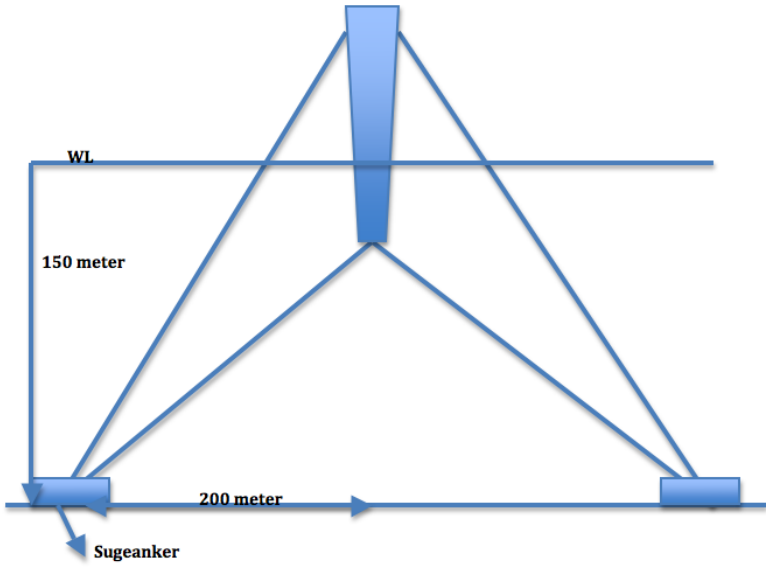
Som tidligere nevnt er både Njord og Hywind UMB avhengig av forankringer for stabilitet. Njord-konseptene benytter tre anker og seks forankringskabler fordelt med

tre over og tre under vannoverflata. Hywind UMB benytter tre anker og tre forankringskabler under vannoverflata.

For å beregne forankringskostnader har det for denne oppgaven vært nødvendig å benytte grove estimater på kostnader for forankringskabler og anker. Det har ikke lyktes å få tak i konkrete tall fra bedrifter. Med bakgrunn i tidligere samtaler mellom Anders Myhr og Certex AS har det blitt estimert kostnader for denne analysen (Myhr 2010a). Kostnaden for forankringskabler av syntetisk fiber er oppgitt til om lag 1000 NOK per meter for stor stivhet og bruddlast på rundt 1000 tonn. Det er valgt å benytte sugeanker i denne oppgaven, og prisen per sugeanker er antatt til 5 mill NOK.

For Njord er det valgt å sette opp to scenario for forankringsmåter. Med det første scenarioet har Njord tre anker per vindturbin, dette hindrer stordriftsfordeler med hensyn på antall anker i en stor vindpark. Med tre anker per vindturbin vil man kunne benytte forankringskabler med en pris til 1000 NOK per meter for stor stivhet og bruddlast på 1000 tonn. Med tre anker per vindturbin vil man enklere kunne plassere vindturbinene i den avstanden man ønsker i forhold til om man skulle delt anker.

Figur 60 viser forankringsprinsippet for Njord-B sett forfra. Det som skiller Njord-B fra Njord-A når det gjelder forankringene er de øvre forankringskablene. Begge konseptene kan ha de øvre forankringskablene plassert omtrent midt på tårnet, men kablene for Njord-B trenger mindre kapasitet siden belastningen fra bølger blir mindre. Den vil også trenge mindre stivhet, noe som vil føre til billigere kabler for Njord-B. For Njord-B kan det være behov for å justere opp kabelen ved storm, som vist på figur 60. Lengden av disse vil være lengre sammenlignet med Njord-A og det velges derfor å bruke denne lengden i utregning nedenfor.



Figur 60: Forankringsprinsippet for Njord-B.

Både Njord-A og Njord-B har en forankringsradius på 200 meter som vist på figuren ovenfor. Ved hjelp av enkel geometriberegning finner man lengdene på forankringskablene. Disse er oppsummert i tabell 25.

Tabell 25: Lengde på forankringskabler for Njord-A og Njord-B.

	Njord-A (meter per stk)	Njord-B (meter per stk)
Forankringskabel oppe	272	311
Forankringskabel nede	223	223

Med utgangspunkt i tabell 25 finner man det totale forankringskabelbehovet for Njord-A til å være 1485 meter, og for Njord-B er forankringskabelbehovet 1600 meter. De totale forankringskostnadene for Njord-A og Njord-B er oppsummert i tabell 26. Man ser at den totale besparelsen for Njord-A som følge av kortere kabelbehov er minimal i forhold til de totale kostnadene.

Tabell 26: Totale forankringskostnader for Njord-A og Njord-B.

	Njord-A	Njord-B
Forankringskabler	kr 1 485 487	kr 1 599 869
Sugeanker	kr 15 000 000	kr 15 000 000
Totale forankringskostnader	kr 16 485 487	kr 16 599 869

Det kan være aktuelt at vindturbinene deler anker, siden dette skaper stordriftsfordeler med hensyn på antall anker i en stor vindpark. Dersom Njord skal dele anker må man ha en høyere stivhet i kablene. Dette vil øke prisen og det antas for denne analysen at man trenger en stivhet som er omtrent fire ganger så stor, noe som antas å doble kostnaden per meter. Oppsummert gir dette en pris på 2000 NOK per meter for forankringskabler. Videre blir også forankringsradiusen høyere dersom det velges å dele anker. Minimum avstand mellom hver vindturbin antas for denne oppgaven å være 800 meter. Med en geometrisk betraktning finner man at forankringsradiusen også må være 800 meter dersom vindturbinene skal dele anker. Et oppsett viser at ved å dele anker kan antall anker per vindturbin reduseres fra tre til tilnærmet ett for en stor park.

Diskusjonen viser at en eventuell kostnadsbesparelse vil være avhengig av kabelbehov og antall anker. For eksempel ved å dele anker reduserer man antall ankere totalt, men øker kabelkostnaden. Med andre ord må forholdet mellom kabel- og ankerkostnader veies opp mot hverandre. Med en forankringsradius på 800 meter vil forankringskabelbehovet bli høyere for både Njord-A og Njord-B. Lengdene på forankringskablene er oppsummert i tabell 27.

Tabell 27: Lengden på forankringskabler for Njord-A og Njord-B når man forutsetter at det deles anker.

	Njord-A (meter per stk)	Njord-B (meter per stk)
Forankringskabel oppe	821	835
Forankringskabel nede	806	806

Det totale kabelbehovet for Njord-A er beregnet til å være 4881 meter mens for Njord-B er behovet på 4922 meter. Med en økt kabelpris gir dette betydelige økte kabelkostnader i forhold til kabelkostnadene med tre anker per vindturbin. Tabell 28 viser de totale forankringskostnadene for de to konseptene når man forutsetter at det deles anker. Man ser fra tabellen under at de økte kabelkostnadene ikke overskrider besparelsen i ankerkostnader, og de totale forankringskostnadene vil bli mindre for å dele anker, enn om man har tre anker per vindturbin.

Tabell 28:Totale forankringskostnader for Njord-A og Njord-B når det forutsettes at man deler anker.

	Njord-A	Njord-B
Forankringskabler	kr 9 762 553	kr 9 843 109
Sugeanker	kr 5 000 000	kr 5 000 000
Totale forankringskostnader	kr 14 762 553	kr 14 843 109

For Hywind UMB har man ikke hatt vellykkede forsøk i å oppdrive spesifikke tall på lengder av forankringskabler, eller kostnader av disse. Man vet at det blant annet brukes både kjetting og vaier for det slakkforankrede konseptet, og dette er i utgangspunktet dyrere enn syntetisk fiber som man har foreløpig valgt for Njord (Myhr 2010a). Etter samtaler med Tor Anders Nygaard har man estimert de totale forankringskostnadene for prototypen til Hywind til omtrent 30 mill NOK (Nygaard 2010). For Hywind UMB forutsettes en høyere kostnad for forankringer, men siden det også forutsettes storskala produksjon i denne oppgaven antas det for denne analysen at kostnaden for forankringer vil være den samme som for prototypen (Nygaard 2010).

For Hywind UMB forutsettes det videre at man deler anker siden forankringsradiusen til Hywind UMB er mye større enn Njord grunnet slakke forankringer. For denne analysen forusettes derfor ett anker per vindturbin, og en total forankringskostnad på 10 mill NOK per vindturbin. Hywind UMB benytter gravitasjonsanker mens Njord benytter sugeanker som antas å være dyrere. Siden kjetting er en dyrere forankringsmåte enn syntetisk fiber, antas det at mesteparten av kostnaden ligger i kablene og ikke i anker. Derfor kan man anta at et overslag på 10 mill NOK er konservativt.

Oppsummert betyr dette at Hywind UMB har en besparelse på omtrent 5-6,5 mill NOK i totale forankringskostnader i forhold til Njord-konseptet. Denne besparelsen må likevel sees opp i mot de totale kostnadene i denne analysen som vist i kapittel 4.

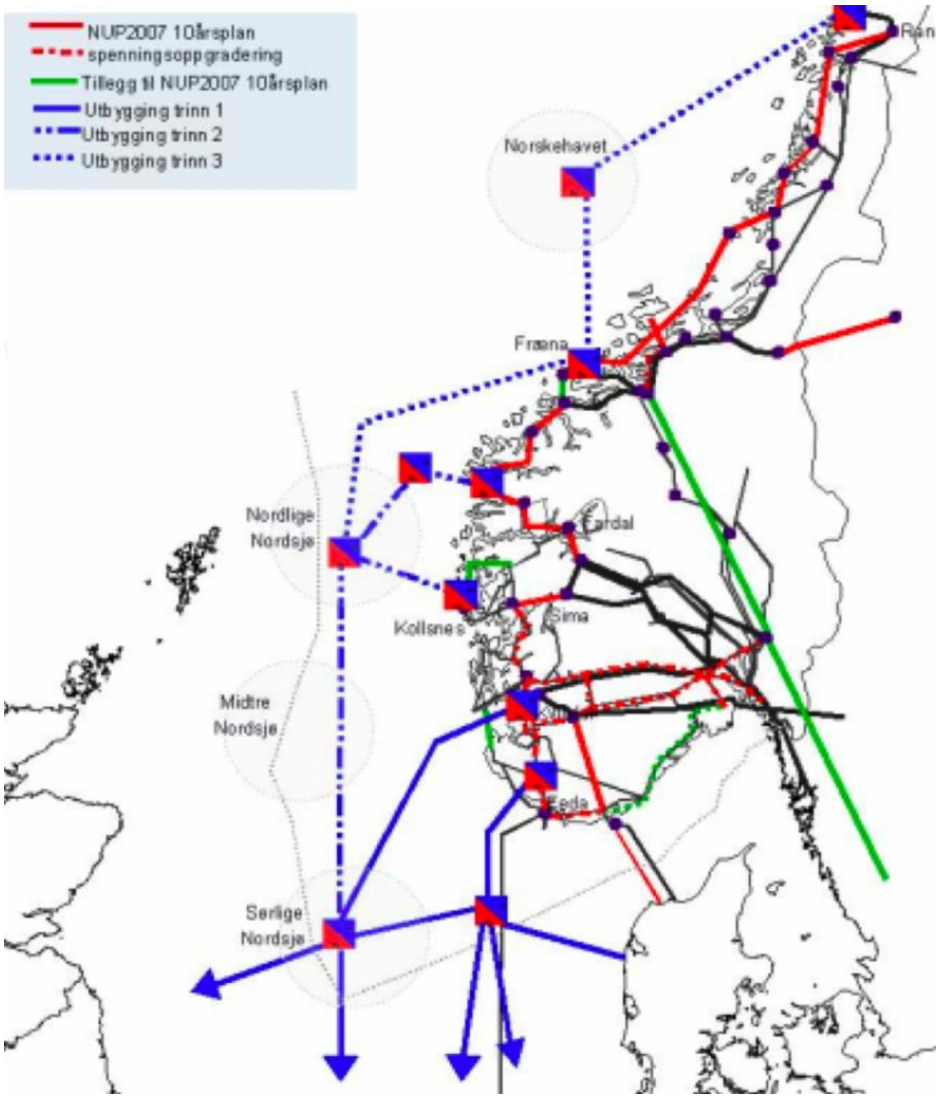
3.2.9 Kabelkostnader

Offshore kraftnett

For å transportere elektrisiteten produsert ved offshore vindturbiner til land er man avhengig av et offshore kabelnett. En arbeidsgruppe satt ned av Energirådet, med

medlemmer fra blant annet Statnett, StatoilHydro, Statkraft og NVE, utarbeidet i 2007/2008 en rapport om mulighetene og utfordringene til vindkraft offshore som et fremtidig mulig forretningsområde for Norge(Energirådet 2008). I denne rapporten kommer det frem et mulig forslag for et offshore kraftnett for Norge. For dette konseptet legges det opp til et system med Statnett som eier og systemansvarlig inkludert en overordnet arkitektrolle for systemet. Det legges til grunn at Statnett finansierer utbyggingen av kraftnettet og brukerne betaler for den kapasitet de ønsker å benytte. Kapasiteten på kraftutveksling med utlandet forutsettes å øke med om lag 8000 MW, noe som gir en potensiell årlig utvekslingskapasitet på om lag 60 GWh.

Et mulig offshore kraftnett som vist i figur 61, vil kreve en totalinvestering på om lag 150 mrd NOK (Energirådet 2008). Om lag 10 mrd NOK utover Statnetts nettutviklingsplan trengs til forsterkninger i landnettet. Figur 61 viser et eksempel for den sydlige delen av Nordsjøen der nærhet til kontinentet, planlagte eksportkabler samt elektrifiseringsbehov av oljeinstallasjoner danner basis for et offshore kraftnett. Allerede om 5-10 år kan deler av en slik utbygging være på plass (Energirådet 2008). Et grovt investeringsanslag for et offshore kraftnett i sydlige Nordsjøen utgjør om lag 30-40 mrd NOK på norsk sokkel. Dette nettet er vist som sørlige del av nettet i figur 61.



Figur 61: Planlagt offshore kraftnett i Nordsjøen (Energirådet 2008).

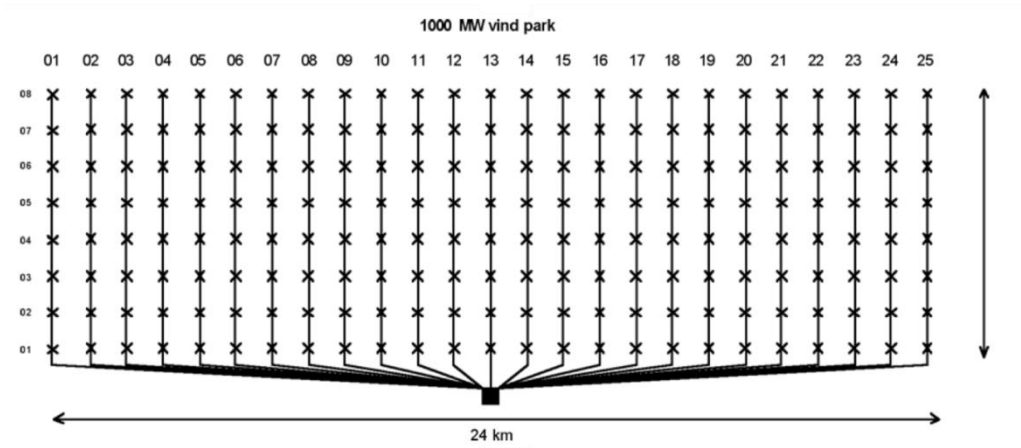
I mars 2010 lanserte Norge og ni EU-land sin strategi for et supergrid som skal føre norsk vindkraft til andre deler av Europa (NTB 2010). Nettet vil koste rundt 273 mrd NOK. Hensikten er å produsere store mengder vindkraft i Nordsjøen. I følge olje – og energiminister Terje Riis-Johansen (Sp) vil nettet kunne bidra til å modernisere norsk kraftforsyning og skåne norsk natur (NTB 2010). Kart over kabelplanene er vist i figur 62.

Figur 62: Slik ser den europeiske vindkraftorganisasjonen EWEA for seg et fremtidig nett av strømkabler i Nordsjøen og Østersjøen (NTB 2010).

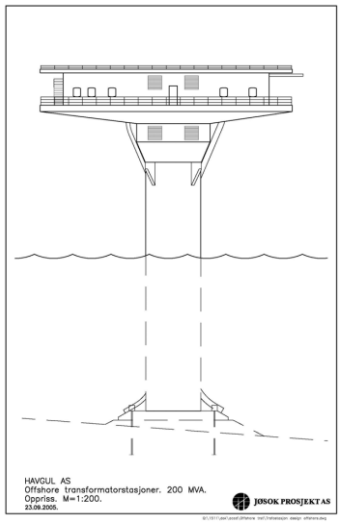
Tilkobling til nett

Den elektriske delen av en offshore vindpark skiller seg betydelig fra en vindpark på land. Krevende omgivelser og høye kostnader forbundet med frittstående installasjoner medfører at man må gjøre endringer. Tøffe værforhold gjør at også feilretting er kostbart og vil kunne være tidkrevende. En del arbeid er umulig å få til i vinterhalvåret. Det må derfor vurderes om det bør bygges inn mer sikkerhet offshore enn i et anlegg på land (Hofstad 2007). Med dette menes doble systemer som gjør at vindparken kan drives videre selv om det oppstår feil på enkelte steder. Det er derfor en viktig vurdering hvordan kablingen mellom vindturbinene legges opp. I en ringforbindelse er det lettere å dele opp nettet, og man kan koble ut en del dersom det oppstår feil (Hofstad 2007). I de første vindparkene som ble bygget til havs ble det elektriske anlegget utformet uten en felles transformering ute i parken. En gruppe vindturbiner ble koblet sammen på et medium spenningsnivå og deretter koblet til land (Hofstad 2007). I de siste store parkene er det blitt vanligere å bygge en transformatorstasjon ute i vindparken. Denne transformerer spenningen opp til nivået i nettet på land. Ved Horns Rev 1 transformeres spenningen opp til 150 kV (Hofstad 2007). Ved bruk av denne løsningen er det mulig å plassere anlegget lenger fra land. OceanWind planlegger Ægir havvindpark 170 km ute i

havet med 200 bunnfaste havvindturbiner på 5 MW hver (Valmot 2009). Disse vindturbinene er tenkt koblet sammen åtte og åtte i 25 kabler til en sentral plattform med transformator og annet utstyr. Utgangsspenningen fra vindturbinene vil være mellom 33 og 72 kV og overføre trefaset vekselstrøm til en sentral plattform. Ved denne plattformen blir strømmen transformert opp til mellom 300 og 400 kV og sendt til land som likestrøm, slik at energitapet blir minimalt (Valmot 2009). Ved transformatorstasjonen vil det være plass for transformator, koblingsanlegg, kontrollanlegg, nødstrømsaggregat, verksted, lager, oppholdsrom, sanitærrom, helikopterplattform og diverse hjelpeutstyr.



Figur 63: Teoretisk utforming av en 1000 MW havvindpark. 25 kabelstrenger med åtte vindturbiner hver er knyttet til en transformatorstasjon (OceanWind AS 2008).



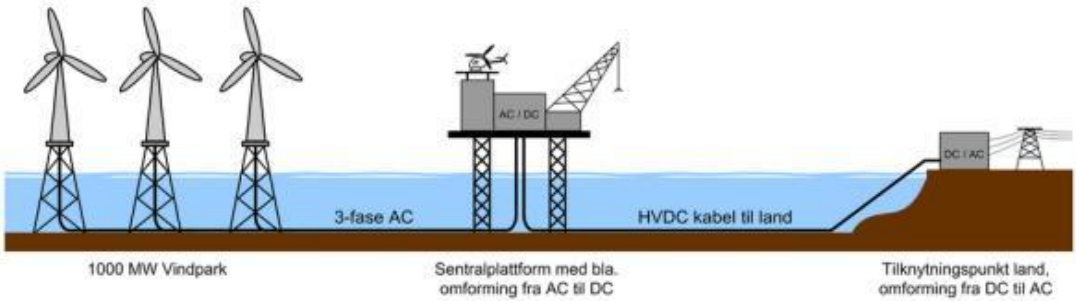
Figur 64: Planlagt utførelse av transformatorstasjon ved Havsul 1 havvindpark (Havsul 2006).

Tilkoblingskostnader

For å beregne totale tilkoblingskostnader for vindparkene, er det tatt utgangspunkt i informasjon gitt av Kjartan Hauglum i Statnett (Hauglum 2010b). En bunnfast tilknytningsplattform AC/DC på 1000 MW med nødvendig utstyr har en antatt pris på om lag 4 mrd NOK (Hauglum 2010b). Denne type transformatorstasjon benyttes når man er mer enn 100 km fra land (Hauglum 2010b). Det antas at denne prisen er inkludert kabel til land, kabel internt i parken og andre kostnader knyttet til selve plattformen. Ved hjelp av tall hentet fra (ODE 2006) er prisen for kabelen internt i parken beregnet til å være 6 mill NOK/km. Dette inkluderer selve kabelen og legging av kabelen. Videre er tall fra (Hofstad 2007) benyttet for å beregne prisen på kabelen til land. Denne vil være avhengig av størrelsen på vindparken, og således variere med antall MW installert. I følge (Hofstad 2007) varierer disse tallene fra om lag 1,3 mill NOK/km for en 50 MW vindpark, stigende til om lag 3,2 mill NOK/km for en 200 MW vindpark. For denne analysen antas en lineær økning i prisen på kabel til land. Den vil i virkeligheten stige noe mindre, anslagene kan derfor sees på som konservative. På bakgrunn av disse dataene er kabel til land fra en liten vindpark på 500 MW beregnet til 7,5 mill NOK/km, tilsvarende pris for en stor vindpark på 5000 MW er 66 mill NOK/km. Denne prisen inkluderer kabelen og legging av kabel.

Figur 65:Kabelinstallasjon ved Kentish Flats (Slot 2008)

Den totale prisen på en tilknytningsplattform er med bakgrunn i de nevnte kostnader av kabel til land og kabel internt i vindparken forsøkt delt opp for å finne kostnaden på transformatorstasjonen. Med en antagelse om at fundament og bygning til sammen koster omtrent like mye som en bunnfast vindturbin, viser denne forenklede analysen en kostnad på rundt 1 mrd NOK for transformatorstasjonen i en vindpark på 1000 MW. Dermed er kostnaden 1 mill NOK/MW for selve transformatoren. For oppgaven forutsettes denne transformatorprisen for de to vindparkene som ligger 100 km fra land.



Figur 66: Slik tenker man seg det elektriske overføringssystemet fra havvindparken til land (Valmot 2009).

Når det gjelder prisen for intern kabel og transformatoren i vindparken som ligger 10 km fra land, kan det forventes at denne vil være noe lavere. Årsaken til dette vil være at man benytter en annen type teknologi ved så korte avstander. (Hofstad 2007) hevder at skillet mellom 132 kV AC og DC er omtrent 60 km fra land. For å estimere tilkoblingskostnaden for en vindpark 10 km fra land er det for denne oppgaven tatt

utgangspunkt i data fra Horns Rev 1 som ligger 15 km fra land. Kostnaden for transformator og kabel til land er oppgitt til om lag 2,3 mill NOK/MW, kostnaden for intern kabel i vindparken er oppgitt til om lag 700 000 NOK/MW (The European Wind Energy Association 2009). De totale tilkoblingskostnadene utgjør til sammen om lag 6,1 mill NOK per vindturbin for Horns Rev 1. For å finne kostnaden for transformatorstasjonen og kilometerprisen for den interne kabelen, benyttes samme oppdeling som for vindparken 100 km fra land. Det forutsettes samme kostnad for selve bygningen til transformatorplattformen. Samme økning i kostnaden forventes for kabelen til land, og for Horns Rev 1 på 160 MW beregnes denne til om lag 3 mill NOK/km. Denne forenklede oppdelingen gir da en kostnad på transformatorstasjonen, 10 km fra land, på om lag 485 000 NOK/MW. Dette stemmer godt overens med data fra den planlagte havvindparken Havsul 1 om lag 10 km fra land, der kostnaden for transformatorstasjonen er oppgitt til 450 000 NOK/MW (Havsul 2006). I tillegg er kostnaden på intern kabel i vindparken beregnet for denne oppgaven til om lag 2,4 mill NOK/km. De ulike kostnadene for intern kabel i vindparken, kabel til land og transformator er oppsummert i tabellene 29 og 30.

Tabell 29: Kostnader for intern kabel, kabel til land og transformator for en park 10 km fra land.

10 km fra land	500 MW	5000 MW	
Intern kabel	kr 2 385 205	kr 2 385 205	/km
Kabel til land	kr 7 476 000	kr 65 976 000	/km
Transformator	kr 484 573	kr 484 573	/MW

Tabell 30: Kostnader for intern kabel, kabel til land og transformator for en park 100 km fra land.

100 km fra land	500 MW	5000 MW	
Intern kabel	kr 5 902 639	kr 5 902 639	/km
Kabel til land	kr 7 476 000	kr 65 976 000	/km
Transformator	kr 1 071 872	kr 1 071 872	/MW

For å beregne de totale tilkoblingskostnadene for de fire vindparkene, forutsettes en sammenkobling av vindturbinene på lignende vis som vist i figur 63. Det forutsettes for denne analysen en sammenkobling av 10 vindturbiner på en rad som videre knyttes til transformatorstasjonen midt i vindparken. Videre forutsettes en avstand mellom hver vindturbin på 800 meter. Dette gir et totalt kabelbehov internt i vindparken på om lag

80 km for en liten vindpark og om lag 800 km for en stor vindpark. De totale tilkoblingskostnadene er oppsummert i tabell 31.

Tabell 31: Totale tilkoblingskostnader per vindturbin for de fire vindparkene. Alle tall er oppgitt i NOK.

	P1	P2	P3	P4
Kabelkostnad internt	190 mill	1908 mill	472 mill	4722 mill
Kabel til land	74 mill	659 mill	747 mill	6 597 mill
Fundament	150 mill	150 mill	250 mill	250 mill
Bygning	100 mill	100 mill	100 mill	100 mill
Transformator	242 mill	2423 mill	536 mill	5359 mill
Totale tilkoblingskostnader	757 mill	5241 mill	2 106 mill	17 029 mill
Per vindturbin	**7,57 mill**	**5,24 mill**	**21 mill**	**17 mill**

De totale tilkoblingskostnadene per vindturbin viser at det oppstår stordriftsfordeler når det gjelder tilkobling til nett for vindparkene på 1000 vindturbiner. Resultatene viser også at tilkobling til nett for vindparkene som ligger 100 km fra land vil føre med seg betydelige kostnader sammenlignet med vindparkene nærmere land. Hovedårsaken til dette er behovet for en annen type teknologi når elektrisiteten skal føres over lengre avstander. Denne teknologien fører til annen type utstyr både for transformatorstasjon og kabel internt i parken. Dette er mer kostbart og vil derfor føre til høyere total kostnader for vindparken. I tillegg blir kostnaden for kabel til land betydelig større når den må legges over 100 km. Sammenligningsgrunnlaget med Horns Rev 1 bør her være P1 siden antall vindturbiner og avstand fra land stemmer noenlunde overens. Årsaken til at tilkoblingskostnaden er høyere for P1 enn for Horns Rev 1 er hovedsakelig kabelkostnaden internt i vindparken. Horns Rev 1 har en avstand på om lag 560 meter mellom hver vindturbin, mens det for denne analysen er forutsatt en avstand på 800 meter. Dette gir en økt kabelkostnad internt i vindparken. Bakgrunnen for at denne avstanden er større for P1 enn for Horns Rev 1 kommer av at det for Horns Rev 1 er benyttet 2 MW turbiner mens det for P1 blir benyttet 5 MW turbiner. Denne har en større rotordiameter og krever derfor større avstand mellom hver vindturbin.

3.3 FORNYELSE, DRIFT OG VEDLIKEHOLD (FDV)

Kapittelet vil gi en innsikt i de totale drifts – og vedlikeholdskostnadene tilknyttet flytende vindturbiner. Det tas hensyn til driftsbaser, vedlikeholdskostnader på selve vindturbinen, samt sjøkabler og tapte driftsinntekter. Dette gir til sammen en oversikt over de løpende kostnadene man må regne med for flytende vindkraft.

3.3.1 Utfordringer

En av de store utfordringene knyttet til offshore vindkraft er FDV. Adkomst, korrosjon og høye kostnader stiller store krav til drifts – og vedlikeholdsstrategier. For å kunne lage gode drifts – og vedlikeholdsstrategier må noen forutsetninger legges til grunn. Drift og vedlikehold må tas hensyn til allerede i designfasen. I tillegg må det lages gode adkomst - og logistikkløsninger slik at vedlikeholdsarbeidet kan gjøres enklest mulig. Kostnadseffektivt drift og vedlikehold er en av flere store utfordringer som må løses på veien mot lønnsom energiproduksjon fra havbaserte vindkraftanlegg, med tilhørende kjempepotensial for norsk leverandørindustri (Heggset 2009).

I følge (Lyse 2009) har offshore vindkraft to hovedutfordringer til forskjell fra vindkraft på land. Den første er at offshore vindturbiner blir utsatt for større miljøpåvirkning, og trenger derfor mer robust teknologi og større fokus på overvåkning. Med større fokus på overvåkning vil man kunne gjøre behovet for planlagt vedlikehold mindre, samtidig som man minimalisere faren for reparasjoner. Hovedutfordring nummer to er adkomst til vindturbin. Grunnet avstanden til land og de tøffe værforholdene offshore, vil det være begrenset tilgjengelighet. Økt pålitelighet og tilgjengelighet vil trolig være nødvendig for å muliggjøre en betydelig reduksjon fra dagens kostnadsnivå for offshore vindkraft.

Det er i dag få og usikre tall som er tilgjengelige på drifts – og vedlikeholdskostnader for flytende vindturbiner. For bunnfaste vindturbiner er kostnaden estimert til 70-218 NOK/MWh (Heggset 2009). For flytende vindturbiner blir kostnaden estimert til å være 10-20 % høyere (Heggset 2009). Det finnes flere muligheter for å redusere kostnaden. Mange av disse mulighetene vil være viktige for å redusere vedlikeholdskostnaden for både landbasert, bunnfast og flytende vindkraft. Noe av det viktigste for å redusere kostnaden vil være å designe for bedre pålitelighet og bedre overvåkningssystemer. Dette betyr at man må redusere antall komponenter og forenkle designet (Heggset

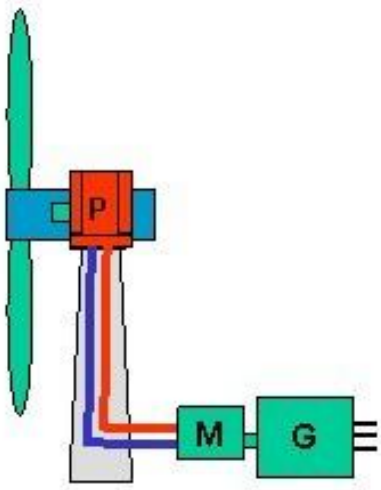
2009). I tillegg bør designet være modulbasert og komponentene som brukes må være høypålitelighetskomponenter.

Teknologiutvikling

Smartmotor har siden 1996 drevet design og utvikling av girløse magnetmotorer og generatorer til bruk innen fornybar energi. Dette er et eksempel på en teknologi som vil være svært egnet for offshore vindturbiner. Smartmotor-teknologien gjør motoren lettere og mindre energikrevende enn vanlige motorer. Færre deler gjør dem mer robuste i tøffe værforhold i tillegg til at den har fordeler i form av enklere vedlikehold (Vindklyngen 2009).

Bedriften Chapdrive har utviklet en vindturbin som kan fjerne mange av problemene med tunge girkasser (Nilsen 2008a). De har testet en vindturbin der den mekaniske girkassen er erstattet med en hydraulisk løsning. Gir og generator er plassert ved foten av tårnet i stedet for å ha en tung girkasse på toppen av turbinen. Dette prosjektet håper å kutte nacellemassen med 50 %, samtidig som vedlikeholdet blir betraktelig enklere. Dette vil også være gunstig i forhold til produksjonen av turbinen og flyteren.

I tillegg til å designe for bedre pålitelighet, vil også utvikling av optimale vedlikeholdsstrategier for planlagt og ikke-planlagt vedlikehold, som tar hensyn til adkomstrestriksjoner, være viktig for å redusere vedlikeholdskostnaden.



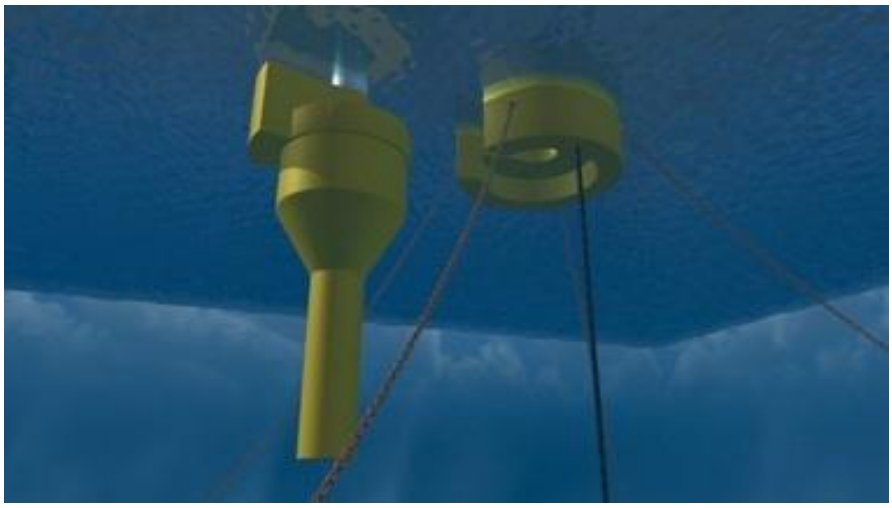
Figur 67: Chapdrive (Nilsen 2008a)

Høsten 2007 måtte Vattenfall bytte ut alle girkassene på sine vindturbiner i vindparken Kentish Flats i England (Nilsen 2007). Årsaken var problemer med girkassene som følge av rust. Når man må bytte ut store komponenter som girkasser, som veier et titalls tonn, må de for de fleste vindturbintyper tas ned med kran, dette blir en dyr operasjon.

For å unngå korrosjon må det utvikles kostnadseffektiv korrosjonsbeskyttelse. Utfordringen er å hindre fuktig, saltholdig luft å trenge inn i de mekaniske delene. Vindturbinen M5000 er spesielt utviklet av Areva Multibrid for offshore bruk. Denne er utstyrt med et filter som filtrerer luften på vei inn i turbinen og renser den(Areva Multibrid 2010). Dette hindrer at delene inne i kraftverket blir påvirket av salt og fuktighet (Helgesen 2007).

Vedlikeholdet på vindturbinene kan gjennomføres flere steder. For bunnfaste vindturbiner er eneste muligheten å gjennomføre dette i vindparken. For flytende vindturbiner kan vedlikeholdet også gjennomføres ved å taue vindturbinen til en dockingstasjon i vindparken, eller tauing til havn (Heggset 2009). En kombinasjon av disse mulighetene er også mulig, avhengig av omfanget på vedlikeholdet. Havner, fartøyflåte, reservedeler/depot og innkvartering av mannskap er viktige elementer som må tas hensyn til i forhold til hvor vedlikeholdet skal skje.

For å unngå lang nedetid på vindturbinene fordi man må jobbe offshore med vedlikeholdet, har selskapet Vest Kran utviklet en "lukk og lås-løsning" kalt Sealock (Økland 2010). Sealock låser vindturbinen fast i en dockingstasjon offshore. Når vedlikehold trengs låses denne enkelt ut og en ny vindturbin skyves på plass, slik at produksjonen opprettholdes. Vindturbinen som trenger vedlikehold fraktes til kai, der vedlikeholdet uføres. Når vindturbinen er ferdig dras den ut i havet igjen og settes tilbake i drift (Økland 2010). Selskapet har stor tro på konseptet og tror det kan gi vesentlige besparelser når det gjelder montering og vedlikehold av vindturbiner (Økland 2010).



Figur 68: SeaLock (Vest Kran 2010).

For å redusere antall turer til vindturbinen er tilstandsbasert vedlikehold en viktig faktor (Kanestrøm 2009). Dette krever et omfattende overvåkingssystem, og kan knyttes opp mot teknologiutviklingen. For å kunne planlegge vedlikehold og koordinere reparasjonsarbeid og utskiftning av deler, er det helt avgjørende at mulige problemer i vindturbinen blir oppdaget så tidlig som mulig (SKF Danmark 2009). Med tilstandskontroll kan eventuelle kommende driftsavbrudd bli oppdaget i tide. Ved SKF Intellligence center Wind (ICW) i Hamburg blir vindturbinparker over hele Europa overvåket (SKF Danmark 2009). Herfra kan de fortelle kundene sine hva som skal til for å få mindre utgifter, og hvordan skader og havarier kan unngås (SKF Danmark 2009). Ved hjelp av tilstandskontroll blir de riktige tingene gjort på riktig sted til riktig tid.

Det forventes som nevnt at ved hjelp av god teknologisk utvikling vil neste generasjon offshore vindturbiner være designet for minimum antall turer til vindparken i løpet av et år. Adkomst til vindparken kan i dag gjøres via båt ved bølgehøyder mindre enn 1,5 m, eller fra helikopter (Heggset 2009). Dette blir praktisert ved Horns Rev 1, vedlikeholdspersonell blir der transportert til vindturbinene ved hjelp av båt eller helikopter (Kanestrøm 2009). Ved bruk av helikopter blir personellet firt ned i en kurv på toppen av nacellen, se figur 69. For Horns Rev 2 er det spesialbestilt hurtiggående båter til vindparken for å øke tilgjengeligheten.

Figur 69: Dagens tilkomstmetoder (Kanestrøm 2009).

For vindturbiner i Nordsjøen gir de tøffe værforholdene større utfordringer med hensyn på tilkomst. Figur 69 viser typisk adkomstfartøy i bruk per i dag. Denne typen fartøy kan brukes inntil en signifikant bølgehøyde på 1,5 meter for entring av vindturbin. Dette vil gi en meget begrenset tilgjengelighet i Nordsjøen (Kanestrøm 2009). For at tilkomst med båt skal være et reelt alternativ for offshore vindparker anses det som helt nødvendig å sikre tilkomst inntil minimum 2,5 meter bølgehøyder (Kanestrøm 2009). Vindkraftbransjen jobber med alternative og mer robuste tilkomstløsninger. Det forventes at utviklingen av neste generasjon offshore vindturbiner følges av en utvikling innen tilkomstløsninger (Kanestrøm 2009).

3.3.2 Modell for beregning av vedlikeholdskostnader

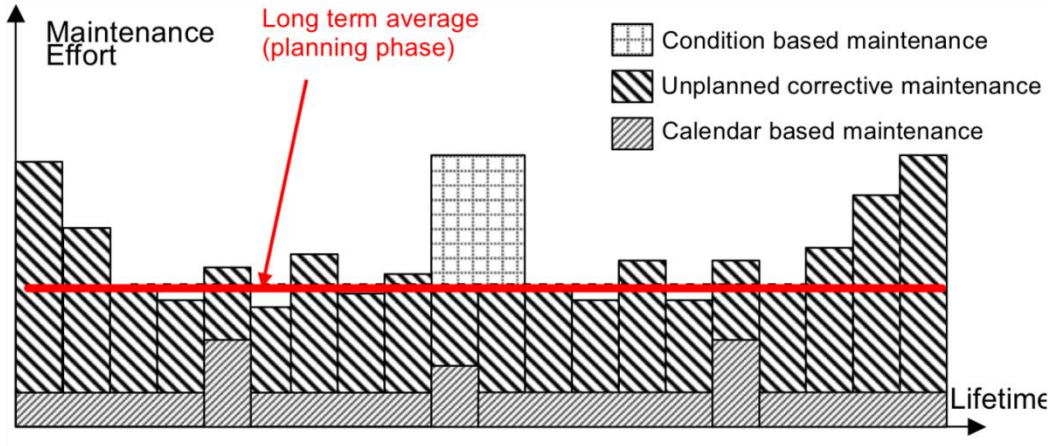
For denne oppgaven deles vedlikeholdet for offshore vindturbiner i tre deler (Rademakers et al. 2008):

Planlagt vedlikehold (Calendar based maintenance): Kostnad og innsats er vanligvis bestemt av ett eller to besøk per år. Etter tre til fire år kan disse kostnadene bli noe høyere som følge av oljeskift i girkasser eller større overhalinger.

Ikke-planlagt, korrigerende, vedlikehold (Unplanned corrective maintenance): Som følge av tilfeldige feil vil denne delen av vedlikeholdet være vanskeligere å forutsi enn det planlagte vedlikeholdet.

Tilstandsbasert vedlikehold (Condition based maintenance): Det kan være større overhalinger som følge av uventet slitasje av komponenter som egentlig er designet for hele livsløpet. Denne typen vedlikehold kan ikke forutses fra starten, men etter hvert

som den blir utført og man vinner erfaring kan man planlegge denne typen vedlikehold slik at man unngår uforutsett nedetid.



Figur 70: Skjematisk framstilling av vedlikeholdsinnsatsen gjennom livsløpet til offshore vindparker (Rademakers et al. 2008).

Planlagt vedlikehold forutsettes for denne oppgaven å foregå en gang per år for hver vindturbin (Heggset 2009). I følge (Heggset 2009) vil det hvert femte år være behov for en større overhaling på vindturbinen. Dette betyr full service av vindturbinen, samt sikkerhetssjekk av klatreutstyr.

I oppgaven skilles det mellom mindre og større ikke-planlagt vedlikehold, da disse to scenarioene krever ulike fartøyer og derfor medfører ulike kostnader. Mindre vedlikehold blir her definert som vedlikehold som oppstår som følge av elektriske feil, og der en ikke trenger å skifte ut mekaniske komponenter. Mindre vedlikehold kan gjennomføres ved hjelp av et lite fartøy som frakter mannskap og utstyr til den bestemte vindturbinen. Som følge av dette er større vedlikehold definert som alt der en må skifte ut mekaniske komponenter, og nødvendigvis trenger en offshorekran til gjennomføringen. I tabell 32 er de ulike komponentene delt inn i mindre og større vedlikehold. Det kan forventes at feilfrekvensene vil bli lavere med den utviklingen vi nå ser innenfor lav-vedlikeholdskomponenter som Smartmotor og Chapdrive. For denne analysen velges det likevel å bruke disse feilfrekvensene for å gjøre et konservativt overslag.

I analysen er det valgt å dele feil på bremser og parkeringsbrems i en mekanisk del, som er større vedlikehold, og en elektrisk del, som er mindre vedlikehold. Årsaken til dette er

at det kan tenkes at feil på bremsesystemet kan være både en elektrisk feil, eller at hele bremsesystemet er utslitt og må skiftes. Det samme gjelder parkeringsbrems. Det forutsettes lik feilfrekvens mellom disse to tilfellene. Av samme grunn som for bremsesystemet deles blader, bladtupp og girkasse i en mindre og en større del. Her deles feilfrekvensen i to med henholdsvis 90 % på mindre vedlikehold og 10 % på større vedlikehold. Oppsummert gir dette en total feilfrekvens for mindre vedlikehold på 1,18 feil/år og 0,11 feil/år for større vedlikehold.

Tabell 32: Estimert årlig gjennomsnittlig feilrater per komponentkategori(van Bussel & Zaaijer 2001)

Mindre vedlikehold	
Komponent	**Feilfrekvens (feil/år)**
Kontroll	0,17
Elektriske systemer	0,1
Bremser - elektrisk	0,025
Parkeringsbrems - elektrisk	0,025
Generator	0,05
Inverter	0,16
Pitch mekanisme	0,14
Yaw system	0,15
Blader	0,099
Bladtupp	0,126
Girkasse	0,135
Totalt	**1,18**

Større vedlikehold	
Komponent	**Feilfrekvens (feil/år)**
Blader	0,011
Bladtupp	0,014
Bremser - mekanisk	0,025
Parkeringsbrems - mekanisk	0,025
Girkasse	0,015
Skaft og hjullager	0,02
Totalt	**0,11**

Det ikke-planlagte vedlikeholdet kan finnes på følgende måte (Rademakers et al. 2008):

Årlige kostnader = Årlig feilfrekvens x Reparasjonskostnader

Formel 6

Reparasjonskostnadene omhandler blant annet mannskapskostnader, reservedeler, kostnader for fartøy og kraner og inntektstap.

3.3.3 Drift - og vedlikeholdsorganisasjon på land

Drifts – og vedlikeholdsorganisasjonen skal stå for den daglige driften og det løpende vedlikeholdet av vindparken. Organisasjonen vil bestå av administrativt og teknisk personell der antall årsverk vil avhenge av størrelsen på vindparken. I tillegg til det daglige og uforutsette vedlikeholdet som utføres av eget personell, vil det bli utført årlig, rutinemessig vedlikehold av vindturbinene fra leverandørens side (Multiconsult 2009). Leverandørene av vindturbinene stiller da med teknisk personell som gjennomfører et intensivt vedlikeholdsprogram. En del oppgaver, som blant annet årlig ettersyn av sjøkabler og annet vedlikehold som driftsorganisasjonen ikke selv kan utføre, vil bli satt ut på oppdrag til eksterne entreprenører.

Driftsorganisasjonen har behov for bygninger med plass til kontorer, møterom, garderober, lager og verksted. Det vil også være behov for kai og sjøhus til båtfartøy. Lager og verksted behøver ikke være samlokalisert med administrative kontorer, men bør fortrinnsvis være plassert sammen med båtplass. Driftsbasen bør fortrinnsvis legges til områder med etablert infrastruktur, gjerne ved overtagelse av, eller innleie i, eksisterende bygninger, samordning mot nærliggende overnattingssteder og bruk av offentlige eller private kaier og havner. I tillegg til dette vil en del eksterne krav også være bestemmende for valg av lokasjoner og løsninger for disse. Dette gjelder blant annet naturgitte forhold som arealer og dybde – og seilingsforhold. Havnemuligheter, tilgjengelig infrastruktur, muligheter for synergieffekter til andre bedrifter og tjenesteytere vil også være med å bestemme mulige lokasjoner (Multiconsult 2009). Lokalisering av driftsbasen bør gjøres med utgangspunkt i et samarbeid og forståelse med lokale myndigheter og miljøer.

Bygninger

For denne analysen forutsettes det at alle bygningene er samlet på en lokalitet. Det forutsettes videre at vedlikeholdspersonell kan rykke ut på kort varsel, og er tilgjengelige 24 timer i døgnet.

Anslåtte arealbehov for fasilitetene er vist i tabell 34. Det er tatt utgangspunkt i anslått arealbehov for Siragrunnen vindpark på 45 vindturbiner (Multiconsult 2009). Tallene er oppjustert i forhold til antall vindturbiner i parken og behovet for vedlikehold. Det forusettes at garderober og spiserom inkluderer innkvarteringsmuligheter for teknisk personell.

Tabell 33: Behov i kvadratmeterfor liten og stor park.

	Liten park	Stor park
Kontorer/møterom	400	800
Garderober og spiserom	400	800
Kai/båthus	400	800
Verksted/lager	200	400
Totalt	1500	2800

På bakgrunn av tall hentet fra (Multiconsult 2009) er det for analysen estimert leiepris og byggepriser per kvadratmeter. Det understrekes at disse er sterkt avhengig av rådende markedsforhold under tidspunkt for inngåelse av leieavtalen, det må derfor sies at dette er grove estimat. Leiepris per kvadratmeter estimeres til 1280 NOK, byggepris per kvadratmeter estimeres til 35 875 NOK for kontorer og garderober, mens byggepris per kvadratmeter for lager og båthus estimeres til 26 625 NOK.

I tillegg til arealleie må man regne med en del investeringskostnader for å bygge ut driftsbasen til vindparkens formål. Det er vanskelig å anslå disse kostnadene uten kunnskap til grunnforhold, sjødybde, behov og krav fra dagens grunneier og bruker. For denne analysen tas det derfor kun hensyn til investeringskostnader forbundet med bygningene, og man kan derfor forvente at disse vil bli noe høyere som følge av utbygninger i områder rundt selve driftsbasen.

Nybygging vil kreve en stor investering i oppstarten av vindparken på 44 mill NOK for en liten vindpark, og om lag 88 mill NOK for en stor vindpark. Disse tallene er estimert

med bakgrunn i (Multiconsult 2009). I tillegg vil driftsbasen selv være hovedansvarlig for drift og vedlikehold av fasilitetene gjennom levetiden til vindparken. Dersom man velger å leie vil det derimot oppstå faste leieutgifter hvert år. Total nåverdi av leieutgifter over levetiden til vindparken overskrider byggekostnaden. For en liten vindpark blir denne nåverdien beregnet til om lag 44,9 mill NOK og for en stor park er tilsvarende tall 89,7 mill NOK. På bakgrunn av dette kan man tenke seg at det vil lønne seg å eie driftsbasen i det lange løp framfor å leie bygningene. Det understrekes at det ikke er tatt hensyn til kapitalkostnader i denne sammenligningen.

For å kunne sammenligne eie og leie av driftsbase på land benyttes annuitetsmetoden med en kalkulasjonsrente på 5 % for å finne ekvivalente annuiteter av byggekostnaden fordelt over 25 år. En kalkulasjonsrente på 5 % er benyttet for å ta hensyn til lånekostnader og risiko. Ved denne metoden finner man den årlige kapitalkostnaden av investeringen. For en liten vindpark finner man denne kostnaden til å være 2,9 mill NOK mens for en stor vindpark er kostnaden 5,8 mill NOK.

Mannskap

Antall årsverk ved driftsbasen vil variere med størrelsen på vindparken og behovet for vedlikehold. For en liten vindpark forventes et behov på seks personer i den daglige administrasjonen. Lønnskostnaden for disse settes til 700 000 NOK. Det vil være behov for vedlikehold på i underkant av en vindturbin om dagen for en liten vindpark på 100 vindturbiner. For å utføre dette vedlikeholdet trengs det maksimalt 5 personer, dersom fører av fartøy inkluderes i døgnleien av fartøyet. Det oppstår derfor et behov på 10 teknisk personell som arbeider 12 timers skift og bor på driftsbasen med to uker på og tre uker av. Man vil derfor ha et totalt behov på omtrent 20 årsverk til teknisk personell. Årslønnen til disse settes lik som for monteringspersonellet, 1 mill NOK.

Tabell 34: Mannskapsbehov ved en liten vindpark.

Mannskapsbehov v/ 100 vindturbiner	Antall	Årslønn	Totalt per år
Daglig administrasjon	6	kr 700 000	kr 4 200 000
Teknisk personell	20	kr 1 000 000	kr 20 000 000
Totalt			kr 24 200 000

For en stor vindpark på 1000 vindturbiner vil behovet for personell øke. Den daglige administrasjonen forventes å øke med 100 %, og det er dermed et totalt behov på 12 personer i den daglige driften. Dette kan sees på som et realistisk overslag fremfor et konservativt. Dersom man skulle forutsatt lineær fordeling ville en økning på 100 % tilsvart en park på 200 vindturbiner. En stor park på 1000 vindturbiner ville hatt et behov på nærmere 60 personer i den daglige administrasjonen. Dette sees på som urealistisk, det velges derfor en økning på 100 % for en stor park i denne oppgaven.

I en stor vindpark på 1000 vindturbiner vil det gjennomsnittlig være i overkant av seks vindturbiner som trenger vedlikehold hver dag. Med bakgrunn i hvor mange personer som er nødvendig for hvert vedlikeholdstilfelle finner man at dette krever 20 teknisk personell som arbeider 12 timers skift og bor på driftsbasen med to uker på og tre uker av. Det forutsettes derfor et behov på 40 årsverk til teknisk personell for en stor vindpark.

Tabell 35: Mannskapsbehov ved en stor vindpark.

Mannskapsbehov v/ 1000 vindturbiner	Antall	Årslønn	Totalt per år
Daglig administrasjon	12	kr 700 000	kr 8 400 000
Teknisk personell	40	kr 1 000 000	kr 40 000 000
Totalt			kr 48 400 000

Totale kostnader tilknyttet driftsbase på land

For analysen legges det, i tillegg til selve husleien, på en kostnad for drift og vedlikehold av bygningene gjennom levetiden. Denne estimeres til 100 000 NOK per år når man leier, og 200 000 NOK per år når man eier bygningene selv. I tillegg til de nevnte kostnadene legges det også til en sum på 1 mill NOK per år for begge alternativene, dette dekker diverse utstyr og annet ved driftsbasen. De totale driftskostnadene per år for driftsbasene er oppsummert i tabell 37 og 38. Kapitalkostnaden for byggeinvesteringen er inkludert i beregningene i tabellen under, derfor vil tilfellet for å eie komme dårligere ut enn å leie.

Tabell 36: Totale kostnader per vindturbin per år for å leie eller eie driftsbasen for en liten vindpark.

	Leie	Eie
Husleie	kr 1 793 750	kr 2 920 045
Diverse	kr 1 000 000	kr 1 000 000
D&V bygninger	kr 100 000	kr 200 000
Lønninger	kr 24 200 000	kr 24 200 000
Sum	kr 27 093 750	kr 28320 804
Per vindturbin	kr 270 938	kr 283 200

Tabell 37: Totale kostnader per vindturbin per år for å leie eller eie driftsbasen for en stor vindpark.

	Leie	Eie
Husleie	kr 3 587 500	kr 5 840 090
Diverse	kr 1 000 000	kr 1 000 000
D&V bygninger	kr 100 000	kr 200 000
Lønninger	kr 48 400 000	kr 48 400 000
Sum	kr 53 087 500	kr 55 440090
Per vindturbin	kr 53 088	kr 55 440

3.3.4 Ventetid

Siden de ulike fartøyene har en maksimal bølgehøyde de kan frakte mannskapet ut i, vil det oppstå ventetid når været er for dårlig til at fartøyet kan reise ut til vindparken. På bakgrunn av tabell 39, som viser statistiske værdata for nordlige deler av Atlanterhavet, er det for denne analysen estimert ventetider for de ulike fartøyene.

Tabell 38: Sjøgangsdata for nordlige deler av Atlanterhavet (Faltinsen 1990).

Sjø-gang	Beskrivelse	Andel av tid	Signifikant bølgehøyde		Modal bølgeperiode		Vedvarende vindhastighet
		%	Variasjon (m)	Snitt (m)	Variasjon (s)	Mest sannsynlig (s)	Variasjon 19,5 moh (knop)
1	Småkruset sjø	0,7	0-0,1	0,05	-	-	0-6
2	Smul sjø	6,8	0,1-0,5	0,3	3,3-12,8	7,5	7-10
3	Svak sjø	23,7	0,5-1,25	0,88	5,0-14,8	7,5	11-16
4	Noe sjø	27,8	1,25-2,5	1,88	6,1-15,2	8,8	17-21
5	Mye sjø	20,64	2,5-4	3,25	8,3-15,5	9,7	22-27
6	Høy sjø	13,15	4-6	5	9,8-16,2	12,4	28-47
7	Svært hav	6,05	6-9	7,5	11,8-18,5	15	48-55
8	Veldig opprørt hav	1,11	9-14	11,5	14,2-18,6	16,4	55-63
>8	-	0,05	>14	>14	18,0-23,7	20,0	>63

Planlagt vedlikehold forutsettes å legges til årstider med roligere sjø og høyere tilgjengelighet. For denne oppgaven vil det likevel tas hensyn til noe ventetid, grunnet uvisshet i værmelding. Denne ventetiden estimeres til 10 %, vi har dermed en tilgjengelighet på 90 % for planlagt vedlikehold. Av samme årsak estimeres en ventetid på 10 % for større overhaling.

Det ikke-planlagte vedlikeholdet skiller seg fra det planlagte da dette vedlikeholdet vil måtte gjennomføres når det er tøffe værforhold og tilgjengeligheten er liten. Dette betyr at det vil oppstå lengre ventetid, og kostnaden vil bli høyere da man må betale for mannskap og fartøy mens man venter på bedre værforhold. For denne oppgaven forutsettes det at det oppstår feil uavhengig av værforhold. Et middels stort fartøy kan kun brukes inntil en maksimal signifikant bølgehøyde på 1,5 meter. I følge statistiske værdata for nordlige deler av Atlanterhavet vil da denne typen fartøy kun være aktuell for rundt 55 % av tiden, se tabell 39. Det betyr at det må regnes en ventetid på 45 % for et middels stort fartøy. Spesialfartøyet kan operere i bølger inntil en signifikant

bølgehøyde på 2,5 meter. For å redusere ventetiden, tapte driftsinntekter og kostnader vil dette være et mulig alternativ for å gjennomføre kostnadseffektivt ikke-planlagt vedlikehold på vindturbiner til havs. Med dette spesialfartøyet vil ventetiden være 30 % og tilgjengeligheten vil øke til 70 % sammenlignet med ett middels stort fartøy.

Erfaringer fra North Hoyle og Horns Rev 1 viser at arbeid med kranfartøy ikke er noen enkel operasjon. Kranløft beregnes sjelden med operasjonsvilkår på over 80 %. Operasjonsvilkårene ved Horns Rev utenfor Danmark var på 67 % i den mest gunstige årstiden (The Science and Technology Commitee 2003). For denne oppgaven estimeres ventetiden til kranfartøy til 75 %. For helikopter estimeres ventetiden til å være 20 %.

Tabell 39: Ventetid for de ulike fartøyene.

	Ventetid
Planlagt vedlikehold	10 %
Større overhaling	10 %
Middels stort fartøy	45 %
Spesialfartøy	30 %
Kranfartøy	75 %
Helikopter	20 %

3.3.5 Reparasjonstid og mannskapsbehov for de ulike vedlikeholdstilfellene

I følge (Heggset 2009) vil hvert planlagt vedlikehold kunne ta to til tre dager per vindturbin. For denne oppgaven forutsettes det at dette vedlikeholdet vil kunne gjennomføres på kortere tid med den økende satsingen innenfor drift – og vedlikehold på offshore vindturbiner. Med en skiftordning på 12 timer, forutsetter denne analysen at arbeidet gjennomføres på 24 timer med fire personer. For det ikke-planlagte, mindre vedlikeholdet forutsettes det at dette kan gjennomføres på 12 timer med to personer. Tidsaspektet på ikke-planlagt, større vedlikehold vil variere med størrelsen på de mekaniske komponentene. Ved Kentish Flats tok reparasjon av girkasser som følge av rust om lag 14 dager per vindturbin (Slot 2008). Som følge av ventetid grunnet værforhold, og spesielt mangel på kranfartøy, tok operasjonen lenger tid enn forventet (Slot 2008). Det forventes en økning i flåten av offshore kranfartøy i fremtiden når kommersialisering av flytende vindturbiner blir reelt. I tillegg vil utvikling av høypålitelighetskomponenter og ny teknologi gjøre at slike store utskiftninger vil forekomme meget sjelden i fremtiden. For denne analysen forutsettes derfor en

reparasjonstid på fire dager med seks teknisk personell for denne type vedlikehold, der man har et totalt behov for kranfartøy i 24 timer av disse dagene. Den større overhalingen hvert femte år vil ta omlag 100 timer (Heggset 2009). Det forutsettes et mannskapsbehov på fire personer for den større overhalingen. Reparasjonstiden og mannskapsbehovet for de ulike vedlikeholdstilfellene er oppsummert i tabell 41. Med utgangspunkt i årslønnen til vedlikeholdsmannskapet på 1 mill NOK, og 146 arbeidsdager per år, er døgnprisen på vedlikeholdsmannskapet beregnet til omtrent 6900 NOK.

Tabell 40: Reparasjonstid og mannskapsbehov for de ulike vedlikeholdstilfellene.

Vedlikeholdstilfelle	Reparasjonstid (timer)	Mannskapsbehov (stk)
Planlagt vedlikehold	24	4
Ikke-planlagt, mindre	12	2
Ikke-planlagt, større	96	6
Behov for kranfartøy – ikke-planlagt, større	24	
Større overhaling	100	4

3.3.6 Reparasjonskostnader per tur

For å beregne reparasjonskostnader per tur er det tatt utgangspunkt i de fire ulike vedlikeholdstilfellene. Videre benyttes tidligere nevnte reisetider, ventetider, døgnleier, mannskapsbehov og reparasjonstider for å beregne reparasjonskostnadene per tur for de ulike vedlikeholdstilfellene. Når det gjelder kostnaden for reservedeler for de ulike vedlikeholdstilfellene understrekes det at disse er grove og kun et omtrentlig estimat.

For en stor vindpark på 1000 vindturbiner, vil det hver dag være tre vindturbiner som krever planlagt vedlikehold og fire vindturbiner som er nede som følge av uforutsette, mindre feil. Dette betyr at det vil oppstå stordriftsfordeler ettersom kostnaden av en båt vil kunne deles på antall vindturbiner som trenger vedlikehold den aktuelle dagen. I følge (Odfjell 2010) kan et middels stort fartøy ta 12 passasjerer og spesialfartøyet kan ta 24 passasjerer. Dette vil være tilstrekkelig dersom det forutsettes at teknisk personell som tar seg av planlagt og uforutsette feil tar hvert sitt fartøy. For uforutsette, større feil og større overhalinger vil det være under en vindturbin hver dag som trenger vedlikehold, og det forutsettes derfor ingen stordriftsfordeler her. Det samme gjelder for

vindparken på 100 vindturbiner, der vil det være under en vindturbin nede hver dag for alle vedlikeholdstilfellene.

I oppgaven velges det kun å vise hele utregningen for et tilfelle, da det er snakk om over 20 forskjellige tilfeller til sammen, se elektronisk vedlegg 10a. I tabell 42 vises utregningen av totale reparasjonskostnader per tur for planlagt vedlikehold på en vindturbin som er en del av en vindpark 10 km fra land med 100 vindturbiner.

Tabell 41: Reparasjonskostnader per tur for planlagt vedlikehold med middels stort fartøy i P1.

Planlagt vedlikehold med middels stort fartøy		
Reisetid (tur/retur)	0,74	timer
Reparasjonstid	24	timer
Ventetid	10	%
Antall båter	1	stk
Antall mannskap	4	personer
Reservedeler	10000	NOK
Feilfrekvens	1	/år
Mannskap	56894	NOK
Middels stort fartøy	16491	NOK
Sum	73384	NOK
Inkl. ventetidskostnad	81538	NOK
Bunkers	3261	NOK
Reservedeler (olje osv.)	10000	NOK
Totalt	94799	NOK

Ut fra utregningen ovenfor kan man konkludere med totale reparasjonskostnader for en tur på omtrent 95 000 NOK.

Reparasjonskostnadene per tur for alle vedlikeholdstilfellene er oppsummert i tabell 43. Kostnaden for ikke-planlagt, større vedlikehold vil være betydelig større enn for de andre vedlikeholdstilfellene da en må inn med kranfartøy som har en døgnpris på 1 mill NOK. Fullstendige utregninger finnes i elektronisk vedlegg 10a.

Tabell 42: Reparasjonskostnader per tur med et middels stort fartøy for de ulike vedlikeholdstilfellene.

Middels stort fartøy				
Reparasjonskostnader per tur	P1	P2	P3	P4
Planlagt	kr 94 799	kr 81 928	kr 113 218	kr 95 594
Uforutsett, mindre	kr 95 330	kr 82 587	kr 113 778	kr 94 128
Uforutsett, større	kr 5 775 130	kr 6 139 204	kr 9 053 405	kr 9 415 868
Større overhaling	kr 518 436	kr 521 274	kr 543 983	kr 546 821

Tabell 43: Reparasjonskostnader per tur med spesialfartøy for de ulike vedlikeholdstilfellene.

Spesialfartøy				
Reparasjonskostnader per tur	P1	P2	P3	P4
Planlagt	kr 113 257	kr 107 858	kr 134 330	kr 94 584
Uforutsett, mindre	kr 99 412	kr 78 950	kr 118 557	kr 88 342
Uforutsett, større	kr 5 710 830	kr 6 073 543	kr 8 985 715	kr 9 344 711
Større overhaling	kr 648 157	kr 577 700	kr 674 132	kr 677 051

Tabellene ovenfor viser at spesialfartøyet er billigere for vedlikehold utført i P4 utenom for den større overhalingen. Reparasjonstiden er betraktelig større enn reisetiden og fordelene ved spesialfartøyet blir mindre for større overhaling. For P3 vil et middels stort fartøy være mest lønnsomt i alle vedlikeholdstilfeller bortsett fra det uforutsette, større vedlikeholdet. I P2 vil et spesialfartøy være billigere ved planlagt og uforutsett, mindre vedlikehold, mens et middels stort fartøy vil være billigere ved uforutsett, større vedlikehold og ved en større overhaling. For P1 vil et middels stort fartøy være mest lønnsomt bortsett fra ved uforutsett, større vedlikehold.

Det som hovedsakelig avgjør om et spesialfartøy lønner seg fremfor et middels stort fartøy vil være reparasjonstiden, ventetiden og reisetiden til de ulike parkene.

3.3.7 Totale vedlikeholdskostnader per vindturbin per år

For å finne totale vedlikeholdskostnader per vindturbin per år må det, i tillegg til reparasjonskostnadene per tur, tas hensyn til tapte driftsinntekter ved nedetid. De tapte driftsinntektene vil avhenge av reisetid, ventetid og reparasjonstid, og blir større jo lenger vindturbinen er ute av produksjon.

For å beregne tapte driftsinntekter er det for denne analysen tatt utgangspunkt i to tilfeller. Når værforholdene ikke tillater fartøyene å reise ut, forutsettes det at

vindturbinen produserer på maksimal effekt. Når værforholdene har roet seg og fartøyene reiser ut, forutsettes det at vindturbinen produserer på redusert effekt. Denne effekten antas å være omtrent 24 % av maksimal effekt på bakgrunn av effektgrafen gitt i delkapittel 2.3. Det forutsettes at bølgehøyden følger vindstyrken direkte, det betyr at fartøyene reiser ut når vindhastigheten er rundt 10-11 m/s. Se tabell 39 som viser vindstyrke i forhold til bølgehøyde. Redusert effekt vil for denne analysen derfor antas å være 1167 KW.

De tapte driftsinntektene vil videre være avhengig av strømprisen. Denne varierer sterkt fra land til land, og innen hvert land. Ved hjelp av (Nord Pool Spot AS 2010) er det for denne analysen estimert strømpriser ved hjelp av de 10 siste års spotpriser i markedet for Norge, Sverige, Finland og Danmark. Norge er delt i flere prisområder, men i følge (Hauglum 2010a) er det kun Sør-Norge som er aktuell for eksport fra Norge. Gjennomsnittlig systempris, som er gjennomsnittlig spotpris for Norden, for de siste 10 årene er også beregnet. For områdeprisene brukes siste års spotpris, da disse varierer kraftig fra år til år avhengig av værforhold.

Strømprisene i Norge er lave i forhold til andre land. Prisene i Norge lå i 2009 på rundt 0,3 NOK/KWh, mens prisene for resten av Norden varierte fra 0,32 til 0,36 NOK/KWh (Nord Pool Spot AS 2010). For Storbritannia ligger tilsvarende pris på rundt 0,4 NOK/KWh (ODE 2006). Det velges en strømpris tilsvarende Storbritannia da dette vil gjøre de tapte driftsinntektene størst. For en time med full effekt blir da de tapte driftsinntektene 2000 NOK per time, mens tilsvarende tall for redusert effekt blir 467 NOK per time. Det kan i fremtiden forventes en høyere kraftpris, se delkapittel 2.4, og de tapte driftsinntektene vil derfor bli høyere enn anslått her. For å anslå tapte driftsinntekter i dag velges det likevel å benytte kraftprisen oppgitt for Storbritannia i 2010-priser.

Avhengig av reisetid, reparasjonstid og ventetid vil de tapte driftsinntektene bli ulike for de fire vedlikeholdstilfellene og fartøyene. Tabell 45 viser de totale kostnadene per vindturbin per år for planlagt vedlikehold med et middels stort fartøy i P1. Tabell 46 og 47 oppsummerer de totale kostnadene per vindturbin for alle vedlikeholdstilfellene,

fartøyene og parkene. Vedlikeholdskostnaden per KWh er beregnet med en brukstid på 4500 timer i året.

Tabell 44: Vedlikeholdskostnader for planlagt vedlikehold med et middels stort fartøy i P1 der reparasjonskostnader per tur og tapte driftsinntekter er inkludert.

Reparasjonskostnader per tur	kr 94 799
Tapte inntekter per tur	kr 16 245
Sum	kr 111 045
Feilfrekvens	1
Totale kostnader per vindturbin	kr 111 045

Tabell 45: Vedlikeholdskostnader for de ulike vedlikeholdstilfellene med et middels stort fartøy per vindturbin.

Middels stort fartøy				
Kostnader per vindturbin	P1	P2	P3	P4
Planlagt	kr 111 045	kr 98 337	kr 130 936	kr 113 476
Uforutsett, mindre	kr 132 435	kr 117 795	kr 157 766	kr 134 974
Uforutsett, større	kr 654 990	kr 695 103	kr 1 016 663	kr 1 055 536
Større overhaling	kr 87 802	kr 88 253	kr 91 855	kr 92 305
Totale kostnader per vindturbin	kr 986 272	kr 999 487	kr 1 397 220	kr 1 396 292
NOK/KWh	0,044	0,044	0,062	0,062

Tabell 46: Vedlikeholdskostnader for de ulike vedlikeholdstilfellene med spesialfartøy per vindturbin.

Spesialfartøy				
Kostnader per vindturbin	P1	P2	P3	P4
Planlagt	kr 129 465	kr 124 204	kr 151 784	kr 112 176
Uforutsett, mindre	kr 132 802	kr 108 918	kr 157 745	kr 122 354
Uforutsett, større	kr 644 746	kr 684 739	kr 1 006 161	kr 1 044 663
Større overhaling	kr 107 255	kr 96 707	kr 111 338	kr 111 796
Totale kostnader per vindturbin	kr 1 014 268	kr 1 014 568	kr 1 427 028	kr 1 390 989
NOK/KWh	0,045	0,045	0,063	0,063

Det er verdt å legge merke til stordriftsfordelene ved en vindpark på 1000 vindturbiner (P2 og P4). På grunn av at båtkostnaden kan deles på flere vindturbiner vil kostnadene for planlagt og uforutsett, mindre vedlikehold være mindre enn for parkene med 100 vindturbiner. Kostnaden for vedlikehold stiger med avstanden fra land, da det tar lengre tid å reise til en park som ligger 100 km ute i havet i forhold til en som bare ligger 10 km

fra land. Her øker både ventetiden og reisetiden betraktelig. Som følge av dette vil det for P4 lønne seg med spesialfartøyet for alle vedlikeholdstilfellene utenom større overhaling. Større overhaling har lik ventetid for begge fartøyene og reparasjonstiden er vesentlig større enn reisetiden. Spesialfartøyet lønner seg for de andre tilfellene kommer av høyere marsjfart og lavere ventetid enn et middels stort fartøy.

En kombinasjon med bruk av spesialfartøyet og et middels stort fartøy vil trolig være mest økonomisk gunstig for de andre parkene da enkelte vedlikeholdstilfeller vil være billigere med spesialfartøyet i forhold til ett middels stort fartøy. Det understrekes at dette gjelder under forutsetninger gjort i denne analysen. For eksempel kan det tenkes at det for P3 benyttes et middels stort fartøy på planlagt vedlikehold og den større overhalingen, mens det benyttes spesialfartøy for uforutsett mindre og større vedlikehold. Dette vil gi en total vedlikeholdskostnad på 1 386 697 NOK/vindturbin hvert år.

De totale vedlikeholdskostnadene per vindturbin utgjør omtrent 0,045 NOK/KWh produsert for P1 og P2, og omtrent 0,063 NOK/KWh produsert for P3 og P4.

Vedlikehold av sjøkabler

I tillegg til selve vedlikeholdet av vindturbinene må det også beregnes vedlikehold av sjøkablene. Sjøkablene må etterses fra tid til annen med hensyn til kablenes stabilitet på havbunnen. I følge (Havsul 2006) vil det forekomme feil på kablene om lag 0,4 ganger per 100 km per år. Reparasjonen av kablene foretas fra skip eller kranplattform (Havsul 2006). Det forutsettes for denne analysen bruk av en stor AHTS med ROV og kran, som har en døgnleie på 595 000 NOK (Reitan 2010). Reparasjonstiden vil være avhengig av værforholdene, men utgjør normalt 3-4 uker per feil (Havsul 2006). Det forutsettes en reparasjonstid på 4 uker uavhengig av avstand fra land for den følgende analysen. Antall feil på kabelnettet hvert år vil være avhengig av antall kilometer kabel benyttet internt i parken og til parken. Det betyr at det vil være vesentlig færre feil på kabelnettet hvert år for P1 sammenlignet med P4. I tillegg til selve reparasjonskostnaden per feil vil også feil på kabelnettet føre til at vindturbiner er nede og det oppstår tapte driftsinntekter. Ved feil på kabelen til land vil hele vindparken være nede. For feil på interne kabler i parken

vil være alt fra en til alle vindturbinene koblet i en rekke være nede, avhengig av om feilen er ytterst eller midt i rekken av vindturbiner.

Figur 71: AHTS med ROV og kran til bruk for vedlikehold av sjøkabler (Reitan 2010).

For å beregne tapte driftsinntekter ved feil på sjøkabler forutsettes redusert effekt og inntekter per time som beregnet for vanlig vedlikehold. Ved feil på intern kabel i parken beregnes et gjennomsnitt, avhengig av om feilen oppstår ytterst eller midt i rekken av vindturbiner. Dette gir totale tapte driftsinntekter på 31 mill NOK per døgn for en vindpark på 100 vindturbiner ved feil på kabel til land, og 1,7 mill NOK per døgn ved feil på intern kabel, se elektronisk vedlegg 10a. For en vindpark på 1000 vindturbiner vil tilsvarende tall være 313 mill NOK og 4,8 mill NOK per døgn. Forutsetninger for utregningen av reparasjonskostnader av sjøkabler for P1 per år er gitt i tabell 48. Tallene på antall mannskap og reservedeler er estimat og bør sees på som grove.

Tabell 47: Forutsetninger for utregningen av reparasjonskostnader av sjøkabler for P1 per år.

Reise-og reparasjonstid	28	døgn
Antall båter	1	stk
Antall mannskap	10	personer
Reservedeler	kr 1 000 000	NOK
Antall km fra land	10	km
Antall km intern kabel i vindparken	80	km
Inntekt per døgn (redusert effekt)	kr 11 200	NOK/døgn
Tapte inntekter ved feil på kabel til land	kr 31 360 000	NOK
Tapte inntekter ved feil på intern kabel	kr 1 724 800	NOK
Feilfrekvens	0,004	feil/km per år

Tabell 49 viser reparasjonskostnadene på sjøkabler for P1. Feil på kabel til land og feil på intern kabel deles siden det er ulik sannsynlighet for feil, som følge av antall km kabel, og ulike tapte inntekter for disse tilfellene. Tabell 50 viser de totale reparasjonskostnadene for feil på sjøkabel for alle de fire vindparkene.

Tabell 48: Reparasjonskostnader på sjøkabler for P1.

Mannskap	kr 1 932 000
AHTS	kr 16 660 000
Sum	kr 18 592 000
Reservedeler	kr 1 000 000
Totalt per tur	kr 19 592 000
Feil på kabel til land	kr 783 680
Tapte inntekter ved feil på kabel til land	kr 1 254 400
Totalt per feil på kabel til land per år	kr 2 038 080
Feil på intern kabel	kr 6 269 440
Tapte inntekter ved feil på intern kabel	kr 551 936
Totalt per feil på intern kabel per år	kr 6 821 376
Totale reparasjonskostnader per år	kr 8 859 456
Totalt per vindturbin	kr 88 595

Tabell 49: Reparasjonskostnader for feil på sjøkabler for de ulike vindparkene.Alle tall er oppgitt i NOK.

Reparasjonskostnader for feil på sjøkabel	P1	P2	P3	P4
Totalt per år	8,86 mill	91,5 mill	27,2 mill	211,5 mill
Totalt per vindturbin	88 595	91 577	272 022	211 526

Tabellene ovenfor viser at reparasjonskostnader for feil på sjøkabler vil øke etter hvert som avstanden fra land blir større. Dette har sin naturlige årsak i at kablene blir lengre, og kostnaden for å reparere feil blir større.

Totale drifts – og vedlikeholdskostnader

De totale drifts – og vedlikeholdskostnadene for vindparkene vil bestå av vedlikeholdskostnader for selve vindturbinen og for sjøkabler, samt andre driftskostnader som følger av driftsbasen på land.

Tabell 50: Totale drifts - og vedlikeholdskostnader for P1 ved bruk av ett middels stort fartøy.

Planlagt vedlikehold	kr 111 045
Uforutsett, enkelt vedlikehold	kr 132 435
Uforutsett, større vedlikehold	kr 654 990
Større overhaling	kr 87 802
Vedlikehold av sjøkabler	kr 88 595
Driftskostnader	kr 270 938
Totalt per vindturbin	kr 1 345 804
Totalt for hele parken	kr 134 580 415
Per KWh produsert	kr 0,0598

Tabell 52 under viser de totale drifts – og vedlikeholdskostnadene per KWh produsert for de fire ulike vindparkene og de tre ulike fartøyene. Disse varierer fra om lag 0,050 NOK/KWh for en stor park 10 km fra land til 0,086 NOK/KWh for en liten park 100 km fra land. Det er klare stordriftsfordeler å hente for vindparkene på 1000 vindturbiner.

Tabell 51: Totale drifts - og vedlikeholdskostnader per KWh produsert for alle fire vindparkene.

NOK/KWh produsert	P1	P2	P3	P4
Middels stort fartøy	0,0598	0,0509	0,0862	0,0738
Spesialfartøy	0,0602	0,0500	0,0858	0,0728
Helikopter	0,0603	0,0502	0,0859	0,0725

3.3.9 Referanseindeks

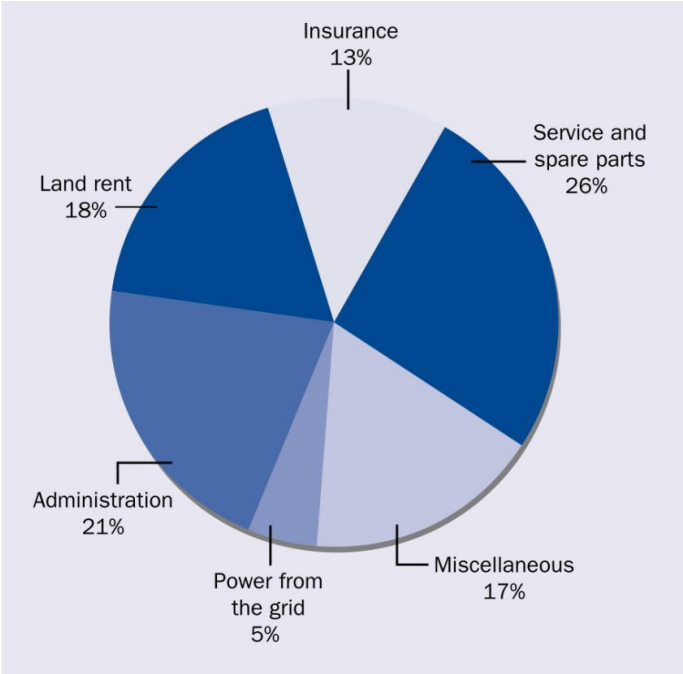
Bunnfast

I (Hofstad 2007) er det oppgitt drifts- og vedlikeholdskostnader for offshore vindkraft, fundamentert på bunnen. Disse er oppgitt til å være 270 NOK/KW + 0,043 NOK/KWh. Totale årlige drifts – og vedlikeholdskostnader for en 200 MW offshore vindpark lokalisert 20 km fra land er da beregnet til om lag 79 mill NOK. Dersom det antas 40 stk 5 MW vindturbiner, og en brukstid på 4500 timer, får vi en total drifts – og vedlikeholdskostnad på om lag 0,087 NOK/KWh produsert. Sammenlignet med (Havsul 2006) som oppgir en total årlig drifts – og vedlikeholdskostnad på 0,088 NOK/KWh for vindparken på 350 MW med en avstand på om lag 5 km fra land, stemmer disse godt overens. Videre kan det også nevnes at ved Kentish Flats i England er drifts – og

vedlikeholdskostnaden oppgitt til å være 0,088 NOK/KWh for vindparken på 30 stk 3 MW vindturbiner (Slot 2008).

Landbasert

Basert på data fra (The European Wind Energy Association 2009) og erfaringer fra Tyskland, Spania, Storbritannia og Danmark, er drifts – og vedlikeholdskostnadene estimert til å være 0,1-0,22 NOK/kWh produsert gjennom hele livsløpet til vindturbinen. Spanske data indikerer at mindre enn 60 % av denne kostnaden går direkte til drift og vedlikehold av vindturbinen og innstallering, og resten likt fordelt mellom mannskapskostnader og reservedeler (The European Wind Energy Association 2009). De resterende 40 % er fordelt likt mellom forsikring, landleie og administrasjon. Det vil si at rundt 0,065-0,135 NOK/KWh går direkte til drift og vedlikehold av vindturbinen. Den foregående analysen viser at vedlikeholdskostnadene for flytende vindturbiner ligger innefor dette intervallet.



Figur 72: Inndeling av drifts – og vedlikeholdskostnader for tyske landbaserte vindturbiner, gjennomsnittlig over perioden 1997-2001 (Morgan et al. 2003).

3.3.10 Kjøpe fartøy og drifte disse selv

En betydelig del av vedlikeholdskostnaden vil bestå av leiekostnaden av de ulike fartøyene. For å redusere denne kostnaden kan det være aktuelt å kjøpe fartøyene i

oppstarten av vindparken og drifte disse selv. Dette gjelder spesielt for de største vindparkene der det er behov for vedlikehold på vindturbiner hver eneste dag i løpet av året. Det er tatt utgangspunkt i investeringskostnaden for de ulike fartøyene og beregnet ny døgnleie for disse. Dette er gjort for å gjøre en sammenligning av å leie og kjøpe fartøyene selv. I døgnleien er det også tatt hensyn til driftskostnader og lønnskostnader per år. For å beregne ny døgnleie er den ekvivalente annuiteten til investeringskostnaden beregnet (Guttormsen 2010). Siden vi har en bestemt tilbakebetalingstid vil det ikke være nødvendig å ta hensyn til avskrivninger når det beregnes ny døgnleie (Guttormsen 2010; Hoff 2010). Kalkulasjonsrenten forutsettes å være 5 %. Denne tar hensyn til kapitalkostnader og risikoen til investeringen.

Etter kontakt med Måløy Verft som har bygget spesialfartøyet Fob Swath er det oppgitt at investeringskostnaden til fartøyet er 45 mill NOK (Bortne 2010). For et middels stort fartøy er det for denne analysen tatt utgangspunkt i døgnleien tidligere oppgitt forutsatt at denne gjelder for nedbetaling over to år slik som er vanlig i offshore industri. Dette tilsier en investeringskostnad på om lag 10 mill NOK for et middels stort fartøy. For kranfartøyet er det med bakgrunn i blant annet HLCV Borealis eid av Acergy Group utarbeidet en investeringskostnad på 2 mrd NOK (Ship-Technology 2010).

Levetiden til båtfartøyene forutsettes å være 15 år for denne analysen, mens kranfartøyet forutsettes å ha en levetid lik levetiden til vindparken på 25 år. Driftskostnaden på spesialfartøyet og ett middels stort fartøy settes til 5 % av den årlige leien for denne analysen. For kranfartøyet forventes det at driftskostnaden vil være noe høyere som følge av at større deler vil måtte byttes ut i løpet av levetiden på 25 år og settes derfor til 30 % av den årlige leien for denne analysen. Videre forutsettes samme skiftordning for båtførerne som for vedlikeholdsmannskapet, og det er således behov for fire årsverk for hvert av båtfartøyene. For kranfartøyet forutsettes et noe høyere mannskapsbehov, og antall årsverk settes for denne analysen til 10. Årslønnen til disse settes lik vedlikeholdsmannskapets på 1 mill NOK. De nye beregnede døgnleiene med bakgrunn i investeringskostnaden til fartøyene er vist i tabell 53.

Tabell 52: Utregning av ny døgnleie dersom man kjøper fartøyene til driftsbasen.Her forutsettes at man også går til innkjøp av kranfartøy.Alle tall er oppgitt i NOK.

Fartøy	Årsleie	Driftskostnad per år	Lønninger	Total årsleie	Ny døgnleie
Spesialfartøy	4,3 mill	295 816	4 mill	8,55 mill	23 431
Middels stort fartøy	963 423	65 737	4 mill	5 mill	13 730
Kranfartøy	141,9 mill	66,1 mill	10 mill	194,5 mill	532 812

Av tabell 53 ser man at døgnleien for de tre fartøyene bli redusert dersom man velger å gå til innkjøp av disse. De nye, reduserte døgnleiene kan nå benyttes til å sammenligne de to situasjonene der man leier eller kjøper fartøyene. Totale drifts – og vedlikeholdskostnader per KWh produsert der man kjøper fartøyene selv er oppsummert i tabellen under. Dette inkluderer også kranfartøyet.

Tabell 53: Totale drifts - og vedlikeholdskostnader per KWh for de fire vindparkene med reduserte døgnleier.

NOK/KWh produsert	P1	P2	P3	P4
Middels stort fartøy	0,0490	0,0394	0,0679	0,0549
Spesialfartøy	0,0489	0,0384	0,0672	0,0537
Helikopter	0,0496	0,0387	0,0678	0,0536

Tabell 54: Totale drifts - og vedlikeholdskostnader per KWh produsert for alle fire vindparkene med opprinnelige døgnleier.

NOK/KWh produsert	P1	P2	P3	P4
Middels stort fartøy	0,0598	0,0509	0,0862	0,0738
Spesialfartøy	0,0602	0,0500	0,0858	0,0728
Helikopter	0,0603	0,0502	0,0859	0,0725

Resultatene viser at det er om lag ett øre å spare per KWh for vindparkene nærmest land, mens for vindparkene lengst unna land kan man spare rundt to øre per KWh. Årsaken til dette vil være lenger reisetid, og således mer ventetid for vindparkene lengst unna land. Det vil derfor være mer å spare på å eie fartøy når vindparkene ligger lenger unna land.

3.3.11 Vedlikeholdsplattform midt i vindparken

Med en feilfrekvens på 1,18 feil/år for mindre vedlikehold, og 0,11 feil/år for større vedlikehold vil det gjennomsnittlig være 3,5 vindturbiner som er nede hver dag som følge av uforutsette feil i en stor vindpark på 1000 vindturbiner. I tillegg skal det gjennomføres planlagt vedlikehold på nærmere 2,8 vindturbiner hver dag. For å redusere nedetid og ventetid vil det i denne situasjonen være aktuelt med en vedlikeholdsplattform plassert midt i en stor vindpark på 1000 vindturbiner. For en liten vindpark vil det mest sannsynlig være mindre aktuelt. Her vil i underkant av en vindturbin kreve vedlikehold hver dag, uavhengig av om det er planlagt eller ikke-planlagt vedlikehold, og investeringskostnaden vil overskride nytteverdien av plattformen.

Ved en vedlikeholdsplattform vil det være vedlikeholdsmannskap stasjonert døgnet rundt. Mannskapet forutsettes å arbeide to uker på og tre uker av. Det vil være et fartøy tilgjengelig for å frakte mannskapet fra vedlikeholdsplattformen til den aktuelle vindturbinen. Det vil også være lager for mindre utstyr og reservedeler ved plattformen. Denne vedlikeholdsplattformen kan lages i sammenheng med transformatorstasjonen i vindparken. Investeringskostnaden av en vedlikeholdsplattform kan bli betydelig og en potensiell mulighet for å redusere denne kan være å bruke gamle oljeplattformer som utgangspunkt for driftsbase.

Variablene som vil endre seg vesentlig i en situasjon der man har vedlikeholdsmannskap tilgjengelig ute i vindparken er blant annet avstanden til vindturbinen som er nede. Ved en slik løsning slipper man reisetiden ut til vindparken, noe som vil være betydelig for vindparken 100 km fra land. I tillegg forutsettes det for denne oppgaven at ventetiden vil reduseres, siden man lettere kan følge med på været i vindparken. Bølgehøyden er også mindre ute til havs enn nærmere land. I denne situasjonen vil spesialfartøyet Fob Swath komme dårligere ut siden dette fartøyet har en høyere døgnleie og besparelsen kommer hovedsakelig av lavere ventetid og reisetid til vindparken.

Investeringskostnaden til vedlikeholdsplattformen kommer hovedsakelig av fundamentet og bygningen. Det forutsettes lik kostnad for fundamentet her som for transformatorstasjonen med bakgrunn i fundamentet av en bunnfast vindturbin. Selve

bygningen vil ha en større kostnad enn for transformatorstasjonen, her forutsettes en kostnad på 300 mill NOK for en liten vindpark og 600 mill NOK for en stor vindpark. Årsaken til differansen ligger i behovet for større plass til utstyr og mannskap i en stor vindpark. Investeringskostnaden fordeles over levetiden på 25 år ved hjelp av annuitetsmetoden som for driftsbasen på land og det forutsettes samme kalkulasjonsrente. Antall personer i vedlikeholdsmannskapet forutsettes lik som for driftsbasen på land. De totale kostnadene forbundet med vedlikeholdsplattformen er oppsummert i tabell 56.

Tabell 55: Driftskostnader for vedlikeholdsplattform per vindturbin per år.

Per år	100 vindturbiner	1000 vindturbiner
Husleie	kr 39 023 852	kr 60 309 589
Vedlikehold	kr 3 902 385	kr 6 030959
Lønninger	kr 20 200 000	kr 48 400 000
Sum	kr 63 126 237	kr 114 740 548
Per vindturbin	kr 631 262	kr 114 741

Driftskostnaden for vedlikeholdsplattformen vil bli betydelig større enn for driftsbasen på land som følge av investeringskostnaden av selve plattformen. For en stor vindpark vil de økte kostnadene bli avveid mot de reduserte kostnadene i sammenheng med kortere reisetid og ventetid, og det vil derfor lønne seg med en vedlikeholdsplattform midt i vindparken på 1000 vindturbiner. Tabell 57 viser drifts – og vedlikeholdskostnaden per KWh produsert for de fire vindparkene med vedlikeholdsplattform.. I denne analysen er det også antatt at man går til innkjøp av kranfartøyet. Beregningene av døgnleier er lik som tidligere.

Tabell 56: Totale drifts - og vedlikeholdskostnader per KWh produsert for de fire vindparkene med vedlikeholdsplattform midt i parken.

NOK/KWh produsert	P1	P2	P3	P4
Middels stort fartøy	0,0577	0,0346	0,0659	0,0399
Spesialfartøy	0,0594	0,0351	0,0668	0,0404
Helikopter	0,0577	0,0342	0,0659	0,0396

Som nevnt tidligere kommer spesialfartøyet dårligst ut som følge av høyere døgnleie enn ett middels stort fartøy. Helikopter og ett middels stort fartøy kommer likt ut, men

siden helikopteret i utgangspunktet kun skal brukes i nødssituasjoner kan det tenkes at ett middels stort fartøy vil være mest aktuelt å gå til innkjøp av ved en vedlikeholdsplattform (Lyse 2009).

3.3.12 Oppsummering

Under følger tabeller som viser drifts – og vedlikeholdskostnader per kWh produsert gitt ulike forusetninger spesifisert i tabelltekst.

Tabell 57: Totale drifts - og vedlikeholdskostnader per KWh produsert for de fire vindparkene der man har driftsbase på land og leier fartøy.

NOK/KWh produsert	P1	P2	P3	P4
Middels stort fartøy	0,0598	0,0509	0,0862	0,0738
Spesialfartøy	0,0602	0,0500	0,0858	0,0728
Helikopter	0,0603	0,0502	0,0859	0,0725

Tabell 58: Totale drifts - og vedlikeholdskostnader per KWh produsert for de fire vindparkene der man har driftsbase på land og eier fartøy, inkludert kranfartøyet.

NOK/KWh produsert	P1	P2	P3	P4
Middels stort fartøy	0,0490	0,0394	0,0679	0,0549
Spesialfartøy	0,0489	0,0384	0,0672	0,0537
Helikopter	0,0496	0,0387	0,0678	0,0536

Tabell 59: Totale drifts - og vedlikeholdskostnader per KWh produsert for de fire vindparkene der man har vedlikeholdsplattform i parken og eier fartøy, inkludert kranfartøyet.

NOK/KWh produsert	P1	P2	P3	P4
Middels stort fartøy	0,0577	0,0346	0,0659	0,0399
Spesialfartøy	0,0594	0,0351	0,0668	0,0404
Helikopter	0,0577	0,0342	0,0659	0,0396

For en liten vindpark 10 km fra land vil drifts – og vedlikeholdskostnaden bli høyere med vedlikeholdsplattform i vindparken og således vil dette ikke lønne seg. For de andre vindparkene vil en vedlikeholdsplattform lønne seg, selv om besparelsen for en liten vindpark 100 km fra land er noe liten sett i forhold til driftsbase på land der man eier fartøy selv. Besparelsen for de store parkene P2 og P4 vil være større og ligger mellom 0,5 til 1,5 øre per KWh. Videre kan man også se at det vil lønne seg å eie fartøy, også kranfartøyet, i alle tilfellene.

3.4 DEKOMMISJONERING

Kapittelet vil gi en oversikt over kostnadene tilknyttet dekommisjonering av vindparkene. Det tas utgangspunkt i dagens dekommisjonering av bunnfaste turbiner og det drøftes ulike forslag for dekommisjonering av flytende vindturbiner.

3.4.1 Bunnfaste vindturbiner

Dekommisjonering av offshore vindturbiner omhandler fjerning av tårn, nacelle og rotor, fundamentering, forankringer og eventuelt offshore kabelsystem. For bunnfast vindkraft kan vindturbinene bli demontert og fjernet ved hjelp av kranfartøyer. Ved North Hoyle utenfor Storbritannia forventes det at dekommisjoneringen av alle komponentene i vindparken vil ta like lang tid som monteringen (Pearson 2001). I tillegg forventes det at man vil kunne benytte samme prosess som for montering i revers, noe som betyr at man antar samme kostnad.

Praksisen for dekommisjonering imellom land kan variere, men for britiske vindparker er det nedfestet i "Energy Act 2004" at det skal foreligge en godkjenning av den planlagte dekommisjoneringsprosessen før offshore installasjon begynner(ODE 2006). Dette betyr at myndighetene kan kreve av utbygger å levere en oversikt over kostnadene knyttet til dekommisjoneringen. Myndighetene krever også en garanti for at utbygger har økonomiske midler til å utføre denne dekommisjoneringen (ODE 2006). Siden dette er snakk om kostnader opp til 25 år fram i tid betyr det at utbygger må ta hensyn til fremtidige endringer i kostnader og de planlagte kostnadene bør være fleksible i henhold til dette. I oppgaven velges det å inkludere dekommisjoneringskostnaden som en prosjektkostnad og ikke som en investeringskostnad.

Figur 73: Fjerning av tårn ved hjelp av kranfartøy (Pearson 2001).

I følge konsesjonssøknaden til Havsul 1 vil fundamentene av hensyn til blant annet skipstrafikk også bli fjernet (Havsul 2006). Metoden for dette vil bli avgjort i samråd med myndighetene og berørte interesser i området. Det antas at dette bør gjøres også for andre parker. Når Havsul 1 er ferdig dekommisjonert vil det ikke være synlige strukturer ute i vindparken. Konsesjonssøknaden til Havsul 1 slår fast at kostnaden knyttet til demontering og fjerning av vindparken er vanskelig å anslå, men det antas at skrapverdien av vindturbinene i stor grad vil kunne dekke kostnadene knyttet til nedleggelse av vindparken (Havsul 2006).

I (Pearson 2001) diskuteres fjerning av gravitasjonsfundamenter og pælefundamenter. Når det gjelder gravitasjonsfundamenter, som oftest består av betong, vil det være behov for et dyrt kranfartøy for å fjerne dette. Størrelsen og kostnaden for dette kranfartøyet vil være i samme størrelsesorden som for monteringen. En annen mulighet kan være å deballastere fundamentet med vann og slepe dette tilbake til land. Resirkulering av betongen vil mest sannsynlig ha liten skrapverdi (Pearson 2001). Pælefundamenter kan bli kuttet ved eller under sjøbunnen ved hjelp av en mekanisk kutter (Pearson 2001). I et dekommisjoneringsperspektiv vil fjerning av pælefundamenter være viktig siden skrapverdien av stålet potensielt vil kunne redusere den totale kostnaden. Når det gjelder sjøkablene kan disse forbli i havbunnen med bare endene kuttet av (ODE 2006). Dersom dette blir tilfelle vil disse kostnadene være

neglisjerbare. (ODE 2006) slår likevel fast at sjøkablene bør fjernes helt fra havbunnen. Det understrekes at denne kostnaden ikke er inkludert i oppgaven på grunn av manglende datagrunnlag.

Dekommisjonering bør ikke sees på som bare en prosess for fjerning av strukturer fra sjøbunnen. (Pearson 2001) fastslår at dette er en omfattende prosess der juridiske, geofysiske, tekniske og finansielle hensyn må tas med i vurderingen.

(ODE 2006) oppgir dekommisjoneringskostnaden av bunnfaste vindturbiner til å være omtrent 3,6 mill NOK. Dette inkluderer skrapverdien av de ulike komponenter.

3.4.2 Flytende vindturbiner

Prosessen for dekommisjonering av flytende vindturbiner har aldri har vært gjennomført tidligere og planleggingen av denne er fortsatt usikker. Erfaringer fra flytende strukturer i oppdriftsnæringen og oljeindustri vil kunne være viktig i denne planleggingen. Dekommisjonering av offshore plattformer og lignende med store kranfartøyer, vil være sammenlignbart med dekommisjoneringen av flytende vindturbiner. Det vil for denne oppgaven settes opp ulike alternativer for gjennomføringen av fjerningen av flytende vindturbiner. Kostnadene for dekommisjonering av flytende vindturbiner vil mest sannsynlig være noe mindre sammenlignet med kostnadene for dekommisjonering av bunnfaste vindturbiner. Mye av årsaken til dette er at de bunnfaste vindturbinene krever en omfattende prosess for å fjernes fra havbunnen, samt at flyteren har vesentlig høyere skrapverdi.

Mulige alternativer for gjennomføring

Som en første mulighet for dekommisjonering av flytende vindparker kan det tenkes at demontering av flytende vindturbiner vil følge et reverst løp av monteringen for de samme vindturbinene ved bruk av tauing. Det forutsettes for denne oppgaven at dekommisjoneringen av vindparken blir gjennomført i løpet av sommerhalvåret når værforholdene er roligere og ventetiden er lavere. Som følge av denne forutsetningen bør frekvensen på demonteringen være minimum seks vindturbiner hver dag for at en vindpark på 1000 vindturbiner skal kunne demonteres i løpet av sommerhalvåret.

En mulighet vil være å taue den komplette vindturbinen til skjermet farvann og demontere vindturbinen der. Som følge av marsjfarten til AHTS-fartøyene vil denne tauingen potensielt kunne ta over 24 timer for en vindpark 100 km fra land. For å fjerne seks vindturbiner hver dag vil man ha et behov på minimum 18 AHTS-fartøy hver dag, gitt godt vær under hele tauingen. Som nevnt i delkapittel 3.3 vil ikke dagens flåte ha kapasitet til dete. Denne muligheten for dekommisjonering krever derfor omfattende investeringer i fartøy.

Med bakgrunn i denne vurderingen forutsettes det at demonteringen av vindturbinen foregår i vindparken der nacelle, rotor og tårn blir fraktet til land ved hjelp av en stor PSV, mens flyteren blir tauet til land ved hjelp av en AHTS. Videre forutsettes det at en AHTS kan frakte tre flytere til land mens en PSV kan frakte tårn, nacelle og rotor til tre vindturbiner. Ved bruk av tauing blir anker hentet opp ved hjelp av en AHTS før selve demonteringsprosessen starter. Et kranfartøy løfter nacelle, rotor og tårn av flyteren før disse blir fraktet til land. Det forutsettes at demonteringsprosessen vil foregå raskere enn monteringen, det er derfor et behov på ett kranfartøy for å demontere en vindturbin hver dag. For denne analysen forutsettes samme døgnleiepriser og mannskapskostnader som for monteringen. Det understrekes at disse kostnadene er oppgitt i 2010-priser og endringer i disse vil forekomme. Den beregnede dekommisjoneringskostnaden vil derfor kun være et lett estimat med utgangspunkt i dagens priser.

Figur 74: Fjerning av rotor ved hjelp av kranfartøy (Pearson 2001).

Ved bruk av dette alternativet vil kostnaden for dekommisjonering hovedsakelig bestå av døgnleien til kranfartøyet. De totale kostnadene per vindturbin for P1 og P2 er oppsummert i tabell 61. Som følge av marsjfarten til AHTS – og PSV-fartøyene vil disse kunne ta flere turer til vindparkene hver dag, det trengs derfor kun ett av hvert fartøy til å frakte komponentene til seks turbiner til land hver dag i P1 og P2. Det forutsettes ett redusert mannskapsbehov til halvparten av mannskapsbehovet for montering. Det trengs derfor 25 personer for å demontere en turbin hver dag.

Tabell 60: Dekommisjoneringskostnad for P1 og P2.Alle tall er oppgitt i NOK.

	Antall	NOK/dag
Kranfartøy	6	6 mill
AHTS	2	1,19 mill
Mannskap	150	1 mill
PSV	1	315 000
Totalt		8,54 mill
Operasjonstid		60 %
Totalt 6 vindturbiner		14,2 mill
Totalt per vindturbin		2,37 mill

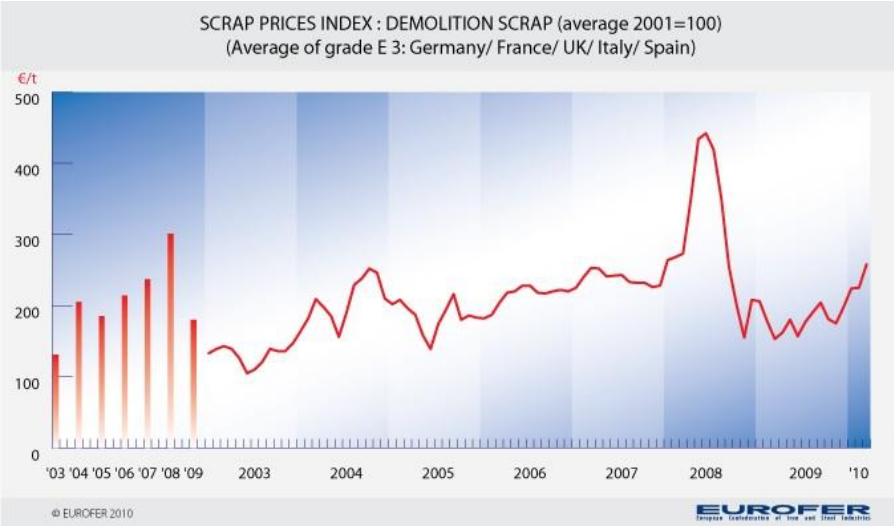
For P3 og P4, der reisetiden til vindparkene øker som følge av avstanden fra land, vil det være et større behov for AHTS – og PSV-fartøy. For å frakte seks vindturbiner til land hver dag fra disse parkene må man ha ett ekstra fartøy. Det totale behovet for AHTS-fartøy vil derfor være tre stk og for PSV-fartøy vil det totale behovet være to fartøy. Det økte behovet for fartøy gjør at den totale kostnaden per vindturbin øker til om lag 2,63 mill NOK for P3 og P4.

En annen mulighet for dekommisjonering av flytende vindparker kan være å fjerne alle elektriske komponenter og oljesøl, og deretter senke tårnet og flyteren, som består av rent stål, i havet. Dette er en kontroversiell mulighet som vil skape mye diskusjon dersom det blir aktuelt. Norges Miljøvernforbund ved Kurt Oddekalv mener det er helt uakseptabelt med senking av stålet (Oddekalv 2010). Dette er noe som må veies mot reduserte kostnader og utviklingen innenfor teknologien for offshore vindturbiner. Stålet som senkes vil være 100 % rent og alt avfall forbundet med vindturbinen skal fjernes. Dette alternativet kan sammenlignes med å la fundamentet til bunnfaste vindturbiner stå igjen på havbunnen ved dekommisjonering.

For dette alternativet vil også kostnaden for dekommisjonering hovedsakelig bestå av kranfartøyet man trenger for å løfte nacelle, rotor og andre elektriske komponenter av tårnet. I tillegg vil man trenge en stor PSV for å frakte disse komponentene til land for P1 og P2, mens man vil trenge to av disse for P3 og P4. Kostnaden for dette alternativet vil være likt som for tauing, bortsett fra kostnaden man sparer for AHTS-fartøyene som tauer flyterne til land. Dette er rundt 1,2 mill NOK for seks vindturbiner i P1 og P2, og rundt 1,8 mill for tilsvarende antall vindturbiner i P3 og P4. Dette utgjør en besparelse på 20-30 mill NOK for en liten vindpark og 200-300 mill NOK for en stor vindpark. Totale kostnader per vindturbin for dette alternativet utgjør om lag 2 mill NOK for P1 og P2 og 2,1 mill NOK for P3 og P4.

3.4.3 Skrapverdi av vindturbinene

Dersom vindturbinene blir fraktet til land vil stålet som tårnet og flyteren består av bli gjenvunnet. Skrapverdien er avhengig av hvilken skrappris som blir tilbydd når vindturbinene skal gjenvinnes. Skrapprisen på stål har endret seg betydelig de siste årene som følge av varierende etterspørsel etter nytt stål (Myhre 2010a). Figur 75 viser hvordan skrapprisen har endret seg de siste 7 årene for Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Italia og Spania.



Figur 75: Utviklingen i skrappris på stål de siste 7 årene (Eurofer 2010).

Et konservativt overslag av skrapverdien av de ulike vindturbinkonseptene forutsetter en lav skrappris på stålet. Skrapprisen per kg stål er foreløpig i 2010 høyere enn den var i hele 2009 (Eurofer 2010). Det velges derfor å benytte gjennomsnittlig skrappris på stål

for 2009, justert til 2010-priser. Denne prisen er beregnet til 1,61 NOK/kg. Skrapverdien per vindturbin for de ulike vindturbinkonseptene er oppsummert i tabell 62.

Tabell 61: Skrapverdi for de ulike vindturbinkonseptene.

	Antall kg	Skrapverdi
Hywind UMB	1 604 000	kr 2 588 478
Njord-A	810 000	kr 1 307 149
Njord-B	517 400	kr 834 962

Totale dekommisjoneringskostnader inkluderer skrapverdien av vindturbinen. For alternativet med tauing av alle komponentene til land er totale dekommisjoneringskostnader per vindturbin vist i tabellen under.

Tabell 62: Totale dekommisjoneringskostnader for de ulike vindturbinkonseptene.

P1 og P2	Hywind UMB	Njord-A	Njord-B
Tauing til land	kr 2 372 222	kr 2 372 222	kr 2 372 222
Skrapverdi	kr 2 588 478	kr 1 307 149	kr 834 962
Totalt	kr -216 256	kr 1 065 073	kr 1 537 260
P3 og P4			
Tauing til land	kr 2 625 000	kr 2 625 000	kr 2 625 000
Skrapverdi	kr 2 588 478	kr 1 307 149	kr 834 962
Totalt	kr 36 522	kr 1 317 851	kr 1 790 038

Hywind UMB som har en høy skrapverdi som følge av en tung flyterkonstruksjon vil komme gunstigere ut enn Njord-A og Njord-B. For P1 og P2 vil Hywind UMB ha en negativ total dekommisjoneringskostnad som betyr at skrapverdien til stålet, som er en inntekt, overgår kostnaden for dekommisjonering. Hywind UMB vil derfor tjene på dekommisjoneringen i motsetning til Njord A og Njord B som vil få en kostnad på mellom 1 og 1,5 mill NOK. Dette må likevel sees i sammenheng med de totale kostnadene i analysen, se kapittel 4.

4 RESULTATER LCC-ANALYSE

Kapittelet vil presentere totale kostnader for Njord-A, Njord-B, Hywind UMB og en bunnfast referanse. Hensikten med kapittelet er å avdekke om flytende offshore vindkraft kan levere strøm til nettet til en konkurransedyktig pris. Alle kostnader er oppgitt i 2010-kroner.

4.1 INVESTERINGSKOSTNADER

Totale investeringskostnader i NOK og NOK/kW er vist i tabellen under. Det velges å vise kostnadene for P1 siden denne er sammenlignbar med en bunnfast referanse. Investeringskostnadene innbefatter produksjon og montering. Kostnadene er for den gunstigste investeringen, herunder SAW-sveisemetode med X-fuge og Aqulio X2 som monteringsmetode for de flytende.

Tabell 63: Totale investeringskostnader for de ulike konseptene i P1 gitt i NOK.

P1	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB	Bunnfast referanse
Flyter/fundament				
- stål	13,8 mill	6,8 mill	32,6 mill	4,98 mill
- sveising	5,38 mill	2,72 mill	15,28 mill	1,08 mill
Totalt	**19,1 mill**	**9,5 mill**	**47,7 mill**	**6,07 mill**
Tårn				
- stål	5,48 mill	5,4 mill	5,47 mill	3,39 mill
-sveising	731 593	731 593	731 593	608 333
Totalt	**6,2 mill**	**6,2 mill**	**6,2 mill**	**3,99 mill**
Rotor og nacelle				
	27,4 mill	**27,37 mill**	**27,37 mill**	**6,83 mill**
Montering				
- forankring inkl. anker	16,6 mill	16,6 mill	10 mill	
- netttilkobling	7,6 mill	7,6 mill	7,6 mill	6,13 mill
- montering	5,8 mill	5,8 mill	5,75 mill	8 mill
Totalt	**29,9 mill**	**29,9 mill**	**23,33 mill**	**14,13 mill**
Totalt per vindturbin	**82,65 mill**	**73 mill**	**104,82 mill**	**31 mill**
Total investeringskostnad for P1	**8,2 mrd**	**7,3mrd**	**10,4 mrd**	**3,1 mrd**
NOK/kW installert	**16 532**	**14 611**	**20 965**	**15 521**

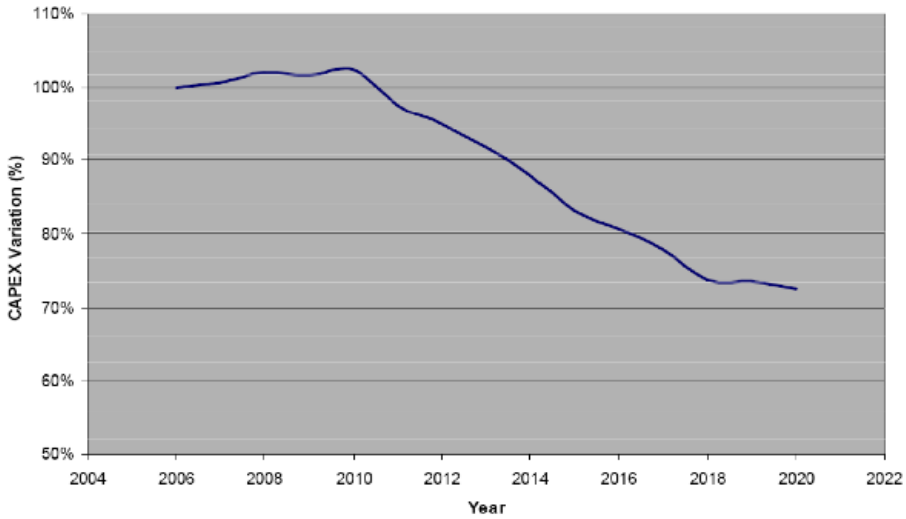
Tabell 65 viser totale investeringskostnader for konseptene som er vurdert i denne oppgaven. Resultatene viser at Njord-konseptene kan konkurrere med bunnfast vindkraft når det gjelder investeringskostnaden. Se vedlegg 7 for illustrasjon av hvordan kostnadene er fordelt. Årsaken til at investeringskostnaden varierer fra P1 til P4 er hovedsakelig monteringskostnaden. Det er i tabellen under vist investeringskostnader for de billigste scenarioene.

Tabell 64: Total investeringskostnad for de ulike konseptene gitt i NOK/KW.

	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB	Bunnfast referanse
P1	16 532	14 611	20 965	15 521
P2	16 070	14 149	20 504	
P3	19 262	17 341	23 695	
P4	18 456	16 535	22 890	

Den bunnfaste referansen har estimerte investeringskostnader på om lag 31 mill NOK. Dette tilsvarer en investeringskostnad på 15 521 NOK/KW. Dette stemmer godt overens med Horns Rev 1 sine investeringskostnader oppgitt fra (Elsam 2010) på om lag 32 mill NOK per vindturbin som tilsvarer 16 000 NOK/KW. Det antas at prosjektkostnader i (Elsam 2010) er ment å være kostnader knyttet til å etablere vindparken, med andre ord investeringskostnadene.

Det er forventet at totale investeringskostnader vil avta etter hvert som læringseffekter knyttet til offshore vindkraft blir vesentlige, se figur 76. Estimatene i denne oppgaven kan derfor sees på som konservative i forhold til forventet utvikling.



Figur 76: Kostnadsutvikling offshore vind; læringseffekter og skalafordeler (Kanestrøm 2009)

4.2 DRIFTS – OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER

Tabell 66 viser OPEX i NOK/kWh for de ulike konseptene som er drøftet i denne oppgaven. Det velges å vise totale drifts – og vedlikeholdskostnader for det billigste scenarioet. For P1 og P3 med 100 vindturbiner vil det være mest lønnsomt å leie driftsbase på land, mens for P2 og P4 med 1000 vindturbiner vil antall vindturbiner som krever vedlikehold hver dag gjøre at en driftsplattform i vindparken lønner seg. For P1, P2 og P4 vil et middels stort fartøy føre til lavest drift – og vedlikeholdskostnad, mens det for P3 vil lønne seg med et spesialfartøy som følge av avstanden fra land. OPEX er vesentlig lavere for P2 og P4 som følge av vedlikeholdsplattformen som fører til både lavere ventetid og reisetid.

OPEX for den bunnfaste referansen er hentet fra (Krohn et al. 2009) og viser drifts – og vedlikeholdskostnader for Horns Rev 1. OPEX for den bunnfaste referansen er vesentlig høyere som følge av at Horns Rev 1 har en effekt på 2 MW og en lavere brukstid enn de flytende konseptene. I tillegg var Horns Rev 1 en av verdens første havvindparker, dette førte med seg mye feil og uforutsett vedlikehold. Dette førte til økte vedlikeholdskostnader

For denne analysen er det forutsatt lik vedlikeholdskostnad mellom de ulike flytende konseptene. Dette skyldes at man ikke har tallfestet hvor store forskjeller det vil være mellom disse konseptene, se kapittel 8.2. Det vises til SWOT-analysen i kapittel 6 for diskusjon om mulige ulikheter mellom konseptene når det gjelder drift og vedlikehold.

Tabell 65: OPEX for de ulike konseptene og vindparkene gitt i NOK/kWh.

	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB	Bunnfast referanse
P1	0,049	0,049	0,049	0,1413
P2	0,032	0,032	0,032	
P3	0,067	0,067	0,067	
P4	0,037	0,037	0,037	

(Havsul 2006) estimerte en drifts - og vedlikeholdskostnad på 0,08 NOK/kWh. Ved at vår bunnfaste referanse var en av de første vindparkene ble kostnadene her høyere enn i dag.

4.3 TOTALE KOSTNADER

For å vise de totale kostnadene for et offshore vindkraftprosjekt er det for oppgaven valgt å benytte en nåverdibetraktning. Dette er gjort for å komme frem til kostnaden per kWh produsert for offshore vindkraft.

Tabellen under viser totale absolutte prosjektkostnader for vindpark P1. Totale investeringskostnader per vindturbin er hentet fra tabell 64. Totale drifts – og vedlikeholdskostnader er diskontert til nåverdi, det samme gjelder dekommisjoneringskostnaden. Tabellen viser totale prosjektkostnader per vindturbin gjennom levetiden i nåverdi. Kostnaden per kWh produsert er beregnet ved hjelp av ekvivalente annuiteter, som ovenfor.

Tabell 66: Totale prosjektkostnader for P1. Alle kostnader er opgitt i NOK.

	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB	Bunnfast referanse
Total investeringskostnad per vindturbin	82,6 mill	73,05 mill	104,82 mill	31,04 mill
Drift og vedlikehold	27,5 mill	27,5 mill	27,5 mill	26,84 mill
Dekommisjonering	1,06 mill	1,53 mill	-216 256	3,6 mill
Totale prosjektkostnader per vindturbin	**111 mill**	**102 mill**	**132 mill**	**61 mill**
Total investeringskostnad for P1	11,1 mrd	10,1 mrd	13,2 mrd	6,1 mrd
NOK/kW installert	22 247	20 420	26 424	30 734
NOK/kWh for P1	**0,47**	**0,43**	**0,56**	**0,77**

De totale prosjektkostnadene viser at Njord-B er det mest lønnsomme av de evaluerte konseptene i denne analysen. Total besparelse for Njord-B ovenfor Hywind UMB er 30 mill NOK per vindturbin. Denne besparelsen ligger som tidligere diskutert hovedsakelig i produksjonskostnadene der Njord-B har en vesentlig mindre stålvekt enn Hywind UMB.

De totale kostnadene for et vindkraftprosjekt inkluderer nåverdien av investerings-, drifts-, vedlikeholds- og dekommisjoneringskostnaden. Ved hjelp av disse kostnadene beregner man den ekvivalente annuiteten over levetiden til prosjektet. Som nevnt i innledningen benyttes et avkastningskrav på 8,2 % for denne oppgaven. Den ekvivalente annuiteten deles på total produksjon i løpet av ett år, som for de flytende vindturbinene er 22 500 MWh/år og 7600 MWh/år for den bunnfaste referansen. Produksjonen for den bunnfaste referansen er lavere, dette skyldes en lavere brukstid og en lavere effekt per vindturbin. Det er i tabellen under vist de totale kostnadene til de billigste scenarioene for produksjon, montering og vedlikehold.

Tabell 67: Totale kostnader gitt i NOK/kWh.

	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB	Horns Rev 1
P1	0,47	0,43	0,56	0,77
P2	0,42	0,38	0,51	
P3	0,57	0,53	0,66	
P4	0,48	0,45	0,57	

Resultatene viser hvor store kostnader som er forbundet med offshore flytende vindkraft. Kostnadene viser derfor hva den laveste prisen man kan selge elektrisiteten for til kraftnettet er. Det vises til delkapittel 2.4 for diskusjon omkring fremtidige kraftpriser og subsidier til offshore vindkraft.

Tabell 68 viser totale kostnader for de dyreste scenarioene for produksjon og vedlikehold. For produksjon er dette FCAW-sveisemetode, x-fuge og 3x6 meter platedimensjon. Når det gjelder vedlikeholdskostnadene er dette for P1 å eie driftsbase og leie helikopter, mens det for P2, P3 og P4 er å eie driftsbase og leie et middels stort fartøy.

Tabell 68: Totale kostnader gitt i NOK/kWh for det dyreste scenarioet.

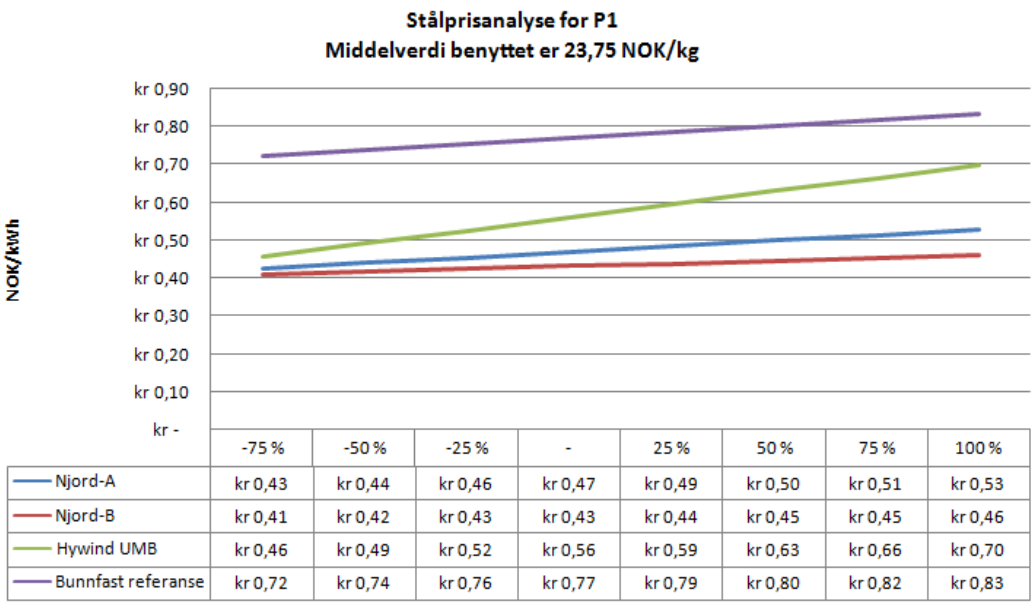
	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB	Horns Rev 1
P1	0,55	0,49	0,73	0,82
P2	0,52	0,46	0,70	
P3	0,68	0,61	0,85	
P4	0,63	0,56	0,81	

Det understrekes at det i den videre fremstillingen av resultater er benyttet totale kostnader for de billigste scenarioene.

4.4 SENSITIVITETSANALYSE

Stålprisen

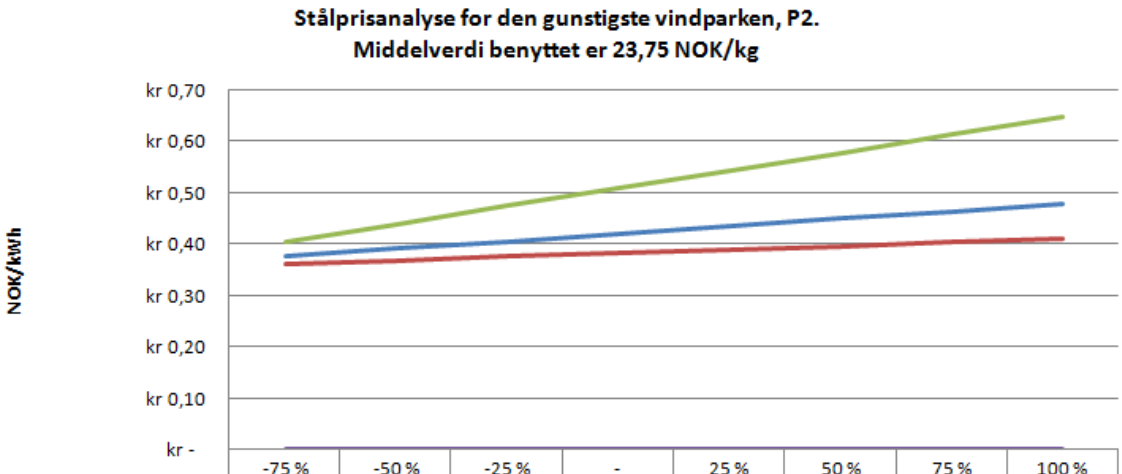
Av figur 77 ser man at Hywind UMB, på grunn av sitt vesentlige stålforbruk, er mer sensitiv mot svingninger i stålprisen. Ekstremtilfelle, med en prisreduksjon på 75 % eller en fordobling av dagens stålpris er høyst usannsynlig, men er etablert for å illustrere hvor vesentlig Hywind UMB varierer i forhold til Njord og den bunnfaste referansen. Hywind UMB varierer mellom 0,46 - 0,7 NOK/kWh levert til nettet, mens for eksempel Njord-B varierer med adskillig mindre. Tallene benyttet i figuren er hentet fra P1.



	-75 %	-50 %	-25 %	-	25 %	50 %	75 %	100 %
Njord-A	kr 0,43	kr 0,44	kr 0,46	kr 0,47	kr 0,49	kr 0,50	kr 0,51	kr 0,53
Njord-B	kr 0,41	kr 0,42	kr 0,43	kr 0,43	kr 0,44	kr 0,45	kr 0,45	kr 0,46
Hywind UMB	kr 0,46	kr 0,49	kr 0,52	kr 0,56	kr 0,59	kr 0,63	kr 0,66	kr 0,70
Bunnfast referanse	kr 0,72	kr 0,74	kr 0,76	kr 0,77	kr 0,79	kr 0,80	kr 0,82	kr 0,83

Figur 77: Stålprisanalyse for P1 som viser betydningen av variasjonen i stålpris, spesielt for Hywind UMB.

Gunstigste vindpark å etablere med de flytende konseptene er 10 km fra land med 1000 vindturbiner, P2. For denne vindparken er sensitiviteten som vist i figur 78.



	-75 %	-50 %	-25 %	-	25 %	50 %	75 %	100 %
Njord-A	kr 0,38	kr 0,39	kr 0,41	kr 0,42	kr 0,44	kr 0,45	kr 0,46	kr 0,48
Njord-B	kr 0,36	kr 0,37	kr 0,37	kr 0,38	kr 0,39	kr 0,40	kr 0,40	kr 0,41
Hywind UMB	kr 0,41	kr 0,44	kr 0,47	kr 0,51	kr 0,54	kr 0,58	kr 0,61	kr 0,65
Bunnfast referanse	kr -	kr -	kr -	kr -	kr -	kr -	kr -	kr -

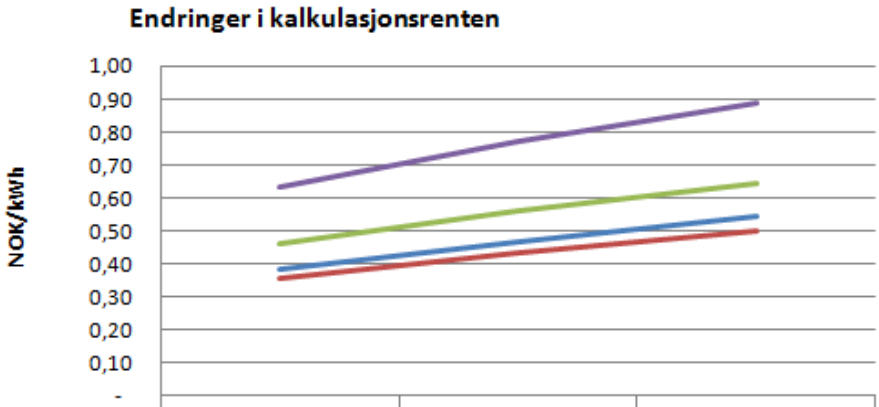
Figur 78: Stålprisanalyse for den mest gunstige parken. Grafen viser betydningen av stålprisen.

Resultatene viser at Hywind UMB varierer mellom 0,41 - 0,65 NOK/kWh og Njord-B mellom 0,36 - 0,41 NOK/kWh innenfor det gitte prisintervallet. Av observasjonene gjort

her vil man kunne anta at stålprisen dermed blir avgjørende for hvor levedyktig Hywind UMB er økonomisk. Med en så stor variasjon i totale kostnader vil Hywind UMB være mer sensitiv mot svingninger i stålmarkedet.

Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten spiller en viktig rolle for hva nåverdien av prosjektet blir. Figur 79 viser hvilken betydning kalkulasjonsrenten har for nåverdien. I figur 79 er henholdvis kalkulasjonsrenter på 6 %, 8,2 % og 10 % benyttet. Figuren viser tall for P1 for å illustrere resultatene mot bunnfast referanse.



	6 %	8,20 %	10 %
Njord-A (NOK/kWh)	0,39	0,47	0,54
Njord-B (NOK/kWh)	0,35	0,43	0,50
Hywind UMB (NOK/kWh)	0,46	0,56	0,65
Bunnfast referanse (NOK/kWh)	0,63	0,77	0,89

Figur 79: Nåverdien av de totale kostnadene for konseptene er avhengig av kalkulasjonsrenten.

Figur 79 visualiserer hvor vesentlig prisen per kWh endres ved ulike kalkulasjonsrenter. Prisen øker med 38-43 % med en økning fra 6 til 10 % i kalkulasjonsrente. Å bestemme en presis kalkulasjonsrente er derfor avgjørende. Det bør av den grunn ved sammenligning og prissetting av ulike energikilder, legges ned vesentlig innsats i å vurdere kalkulasjonsrenten.

Brukstid

Brukstiden vil være med på å bestemme hva nåverdien av de ulike konseptene blir. Det er i oppgaven benyttet brukstid for de flytende vindturbinene på 4500 timer og 3800 timer for den bunnfaste referansen. Som nevnt i delkapittel 2.3 kan man anslå

brukstiden for bunnfast vindkraft til å ligge mellom 3000 – 4000 timer i året. For flytende vindkraft er det essensielt at brukstiden er minst like stor som for bunnfast vindkraft, da det generelt er knyttet høyere kostnader til flytende. Det velges derfor å se på ett intervall fra 4000 - 5000 timer i året for flytende vindkraft. Tabell 70 viser resultatene for flytende og bunnfast vindkraft med brukstid på henholdsvis 4000 og 3000 timer.

Tabell 69: Totale kostnader per kWh med lav brukstid.

	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB	Horns Rev 1
P1	kr 0,53	kr 0,49	kr 0,63	kr 0,98
P2	kr 0,47	kr 0,43	kr 0,57	
P3	kr 0,65	kr 0,60	kr 0,74	
P4	kr 0,55	kr 0,50	kr 0,65	

Tabell 71 viser resultatene for flytende og bunnfast vindkraft med brukstid på henholdsvis 5000 og 4000 i løpet av ett år.

Tabell 70: Totale kostnader per kWh med høy brukstid.

	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB	Horns Rev 1
P1	kr 0,42	kr 0,39	kr 0,50	kr 0,73
P2	kr 0,38	kr 0,34	kr 0,46	
P3	kr 0,52	kr 0,48	kr 0,60	
P4	kr 0,44	kr 0,40	kr 0,52	

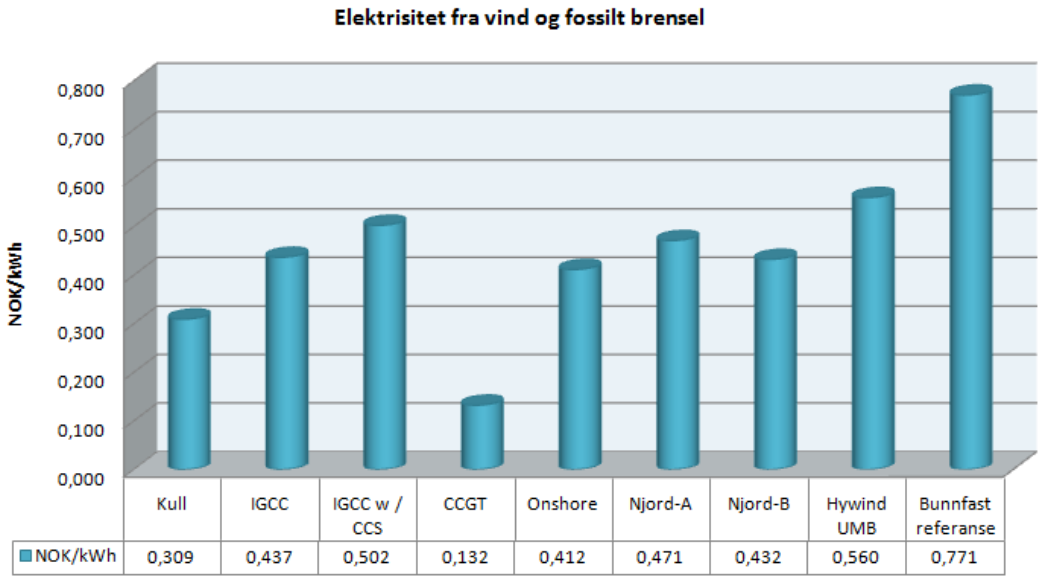
Tallene avslører at brukstid er en essensiell faktor for hva pris man kan levere strøm til. Å finne riktig lokasjon for vindparken er av denne grunn en avgjørende faktor.

4.5 SAMMENLIGNING MOT KRAFTMARKEDET

For å vise at flytende vindkraft er konkurransedyktig er resultatene sammenlignet mot tilsvarende tall for alternative energikilder. I første omgang er resultatene vektet opp mot fossile energikilder. Modellen baserer seg på tall og forutsetninger gitt av (Vestas 2006). Sammenligningen er vist i figur 80.

Forkortelser benyttet i figur 80:

IGCC: Integrated gasification combined cycle. En teknologi som gjør kull til syntesegass. IGCC w/CSS: En teknologi som gjør kull til syntesegass, men med CO_2 rensing. CCGT: En kombinert syklus karakteristisert ved at den produserer motoren eller anlegget som sysselsetter mer enn en termodynamisk syklus.



Figur 80: Totale kostnader per kWh produsert for fossile energikilder og vindkraft.

Resultatene avslører at kostnadene knyttet til de flytende offshore vindturbinene vurdert i oppgaven ligger høyt i prissjiktet. Spesielt gjelder dette for Hywind UMB som er om lag dobbel så dyr som kullkraft. Njord – konseptene, og da spesielt Njord-B, er vesentlig mer konkurransedyktig på pris per kWh. Grunnen til at offshore vind kommer så dårlig ut i vektingen er svært høye investeringskostnader knyttet til produksjon og montering. Vindkraft på land har også høye kostnader knyttet til etablering. Resterende elektristetsprodusenter har lave kostnader knyttet til etablering, men høyere drifts- og vedlikeholdskostnader enn offshore vind.

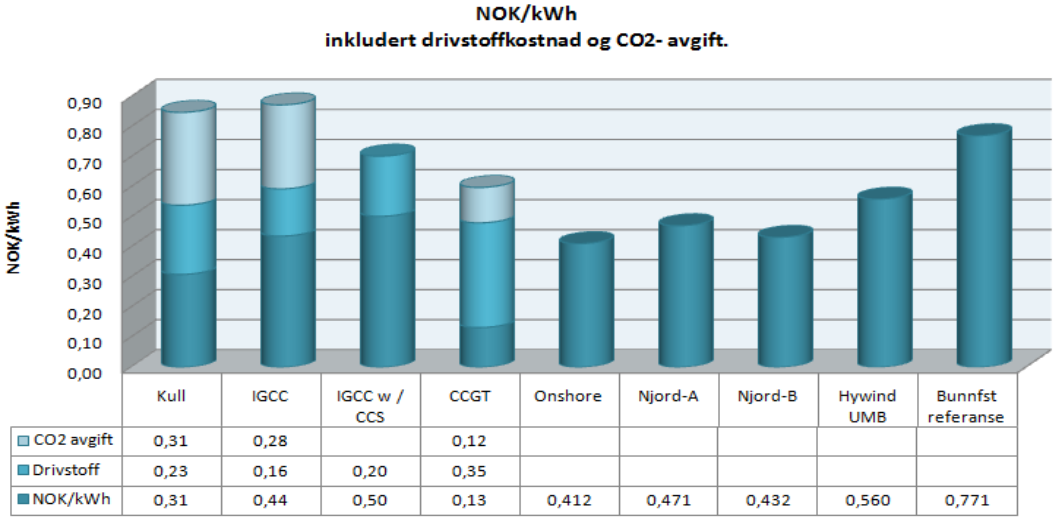
CO_2-kvotepris

Karbondioksid (CO_2) er en livsnødvendig gass i atmosfæren som inngår i karbonkretsløpet. Forbrenning av fossile brensler som kull, olje og gass har imidlertid omdannet store mengder fossilt lagret karbon til CO_2 og brakt det inn i kretsløpet(KFD 2010). EUs 2020 mål og Kyoto – protokollen har, som kjent, mål om å redusere

utslippene og dette gjøres blant annet ved å innføre $C0_2$-avgiften. Det er viktig å merke seg at CO_2- avgiftens størrelse i kroner, og hvilke type anlegg som blir straffet er svært varierende fra land til land. Fossilgassanlegg i Norge er mye diskutert og de seneste meldingene fra regjeringen antyder at det ikke blir noen CO_2 - avgift på dissse anleggene(ZERO 2010). I (KLIF 2009) er CO_2 – avgiften forventet å øke frem mot 2020. Det er viktig å presisere at dette er et anslag som krever politisk vilje for at det skal bli realisert og det er knyttet stor usikkerhet til hvordan utviklingen vil bli.

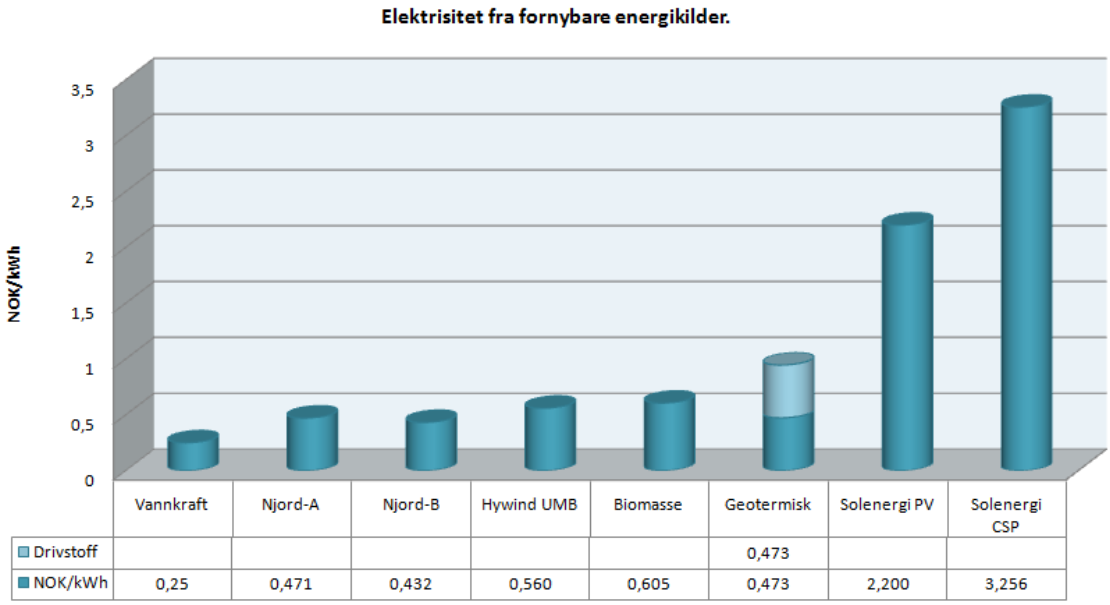
Figur 81: Forventet prisutvikling på CO_2-kvoter fram mot år 2020(KLIF 2009).

Om man legger på prisen for drivstoff-forbruket og det innføres ett straffegebyr på utslipp av CO_2 vil bildet av offshore vindkraft sammenlignet med fossile energikilder endre seg betraktelig. Figur 82 viser den nye fordelingen. Størrelsen på henholdsvis drivstoff- og CO_2-kostnaden vektet etter beste evne fra (Vestas 2006). Det presiseres at vektingen er omtrentlig, se elektronisk vedlegg 13 for utregning. Avgiften på CO_2 er i figuren satt til 240 NOK/tonn produsert. Fra denne figuren ser man at Njord-konseptene og landbasert vindkraft blir den klart billigste formen for elektrisitet.



Figur 82: Totale kostnader per kWh produsert for fossile energikilder og vindkraft. Her inkluderes kostnad for drivstoff og CO_2-avgift.

Figur 83 viser en kostnadssammenligning mot alternative fornybare energikilder. Tallene for vannkraft er hentet fra(PE 2010), og de resterende tallene er hentet fra (Vestas 2006)

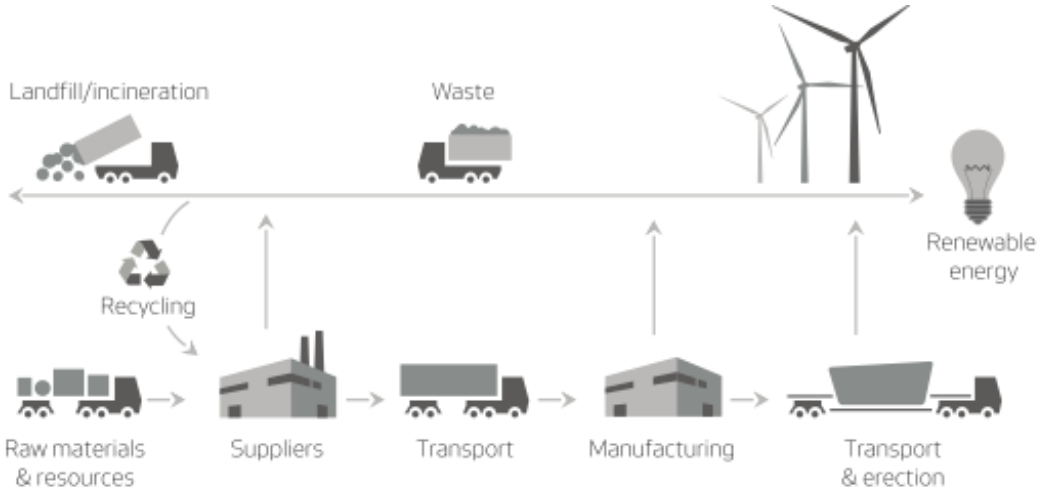


Figur 83: Totale kostnader per kWh produsert for fornybare energikilder.

Solenergi kommer dårlig ut grunnet signifikante investeringskostnader knyttet til produksjon av solenergianlegg. Energi fra biomasse og jordvarme (geotermisk) har lavere kostnader knyttet til etablering, men høyere operasjonskostnader enn vind- og vannkraft. Figur 83 viser at av de vurderte fornybare energikildene, er elektrisitet levert fra vannkraft billigst.

5 MILJØBETRAKTNING

For å estimere påvirkningen flytende vindkraft vil ha på miljøet, velges det for denne analysen å ta utgangspunkt i eksempler på LCA-analyser for onshore og offshore bunnfaste vindturbiner (Raadal 2010). Vestas har gjennomført LCA-analyser for sine vindturbiner der det tas utgangspunkt i de ulike stadier gjennom livsløpet til en vindturbin med en levetid på 25 år(Vestas 2010a). Rapportene konkluderer med at miljøeffekten fra denne typen energiproduksjon er minimal sammenlignet med gjennomsnittlig europeisk energiproduksjon(Vestas 2010a). Produksjonen av råmaterialer og produksjonen av selve vindturbinen har en negativ effekt på miljøet. På den andre siden vil energiproduksjonen fra vindturbinen, og det faktum at store deler av vindturbinen kan gjenvinnes, ha en positiv effekt på miljøet(Vestas 2010a).

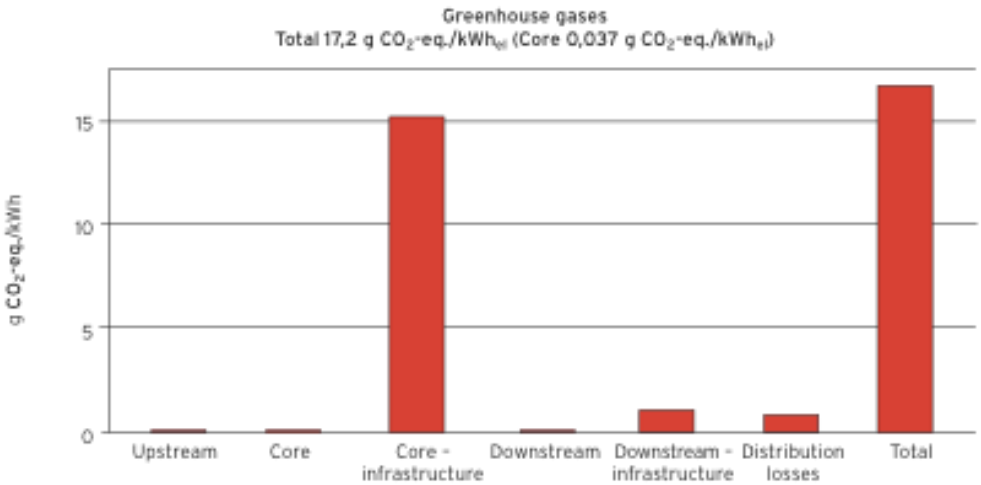


Figur 84: Livsløpet til vindturbinen(Vestas 2010b).

Stålproduksjonen påfører den største miljøbelastningen til vindkraft(Raadal 2010). Verdens stålproduksjon står for mellom 4-5 % av all menneskeskapte drivhusgasser og gjennomsnittlig CO_2-utslipp fra stålindustrien er om lag 3,4 tonn CO_2 per tonn stål produsert (Raadal 2010). Hywind UMB vil da, med en total stålvekt på 1600 tonn per vindturbin, skape et utslipp på over 5400 tonn CO_2 per vindturbin under stålproduksjonen. Njord-B, som har en vesentlig lettere konstruksjon og en stålvekt på 517 tonn per vindturbin, vil skape et utslipp på rundt 1750 tonn CO_2 per vindturbin

under stålproduksjonen. Dette utgjør en forskjell i CO_2-utslipp på over 70 % mellom de to konseptene.

Figur 85 viser en oversikt over totalt utslipp av CO_2 for ulike livsfaser til en vindpark. Man ser fra denne figuren at "Core – infrastructure" som omhandler produksjon og dekommisjon av vindturbiner, utgjør om lag 87 % av de totale utslippene av CO_2. Drift av vindparken, vist som "Core" i figuren, utgjør en minimal del av de totale utslippene. Ellers viser figur 85 at totalt utslipp av CO_2 per kWh er 17,2 gram og driftsfasen utgjør 0,037 gram CO_2 per kWh.



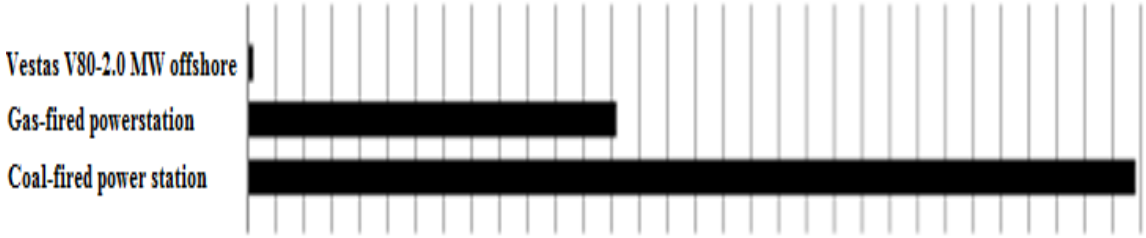
Figur 85: Utslipp av CO_2 i de ulike livsfasene til en vindturbin, gitt i g/kWh (Vattenfall 2010).

Vindkraft sammenlignet med andre energikilder

Andre hensyn enn kun økonomiske bør vektlegges i utviklingen av fremtidens kraftsystem (Hamnaberg et al. 2010). Dersom utelukkende økonomiske hensyn skulle vært lagt til grunn ville all ny elektrisitetsproduksjon i Norge kommet i form av nye vannkraftverk i følge (Hamnaberg et al. 2010). Vannkraft har en produksjonskostnad på om lag 25-30 øre/kWh mens offshore vindkraft har kostnader på mellom 40-60 øre/kWh (Hamnaberg et al. 2010). Man må i tillegg til økonomiske hensyn også vektlegge andre hensyn som miljø og industriutvikling, dette tilsier at det fremover vil bli bygd ut en miks av produksjonsteknologier(Hamnaberg et al. 2010).

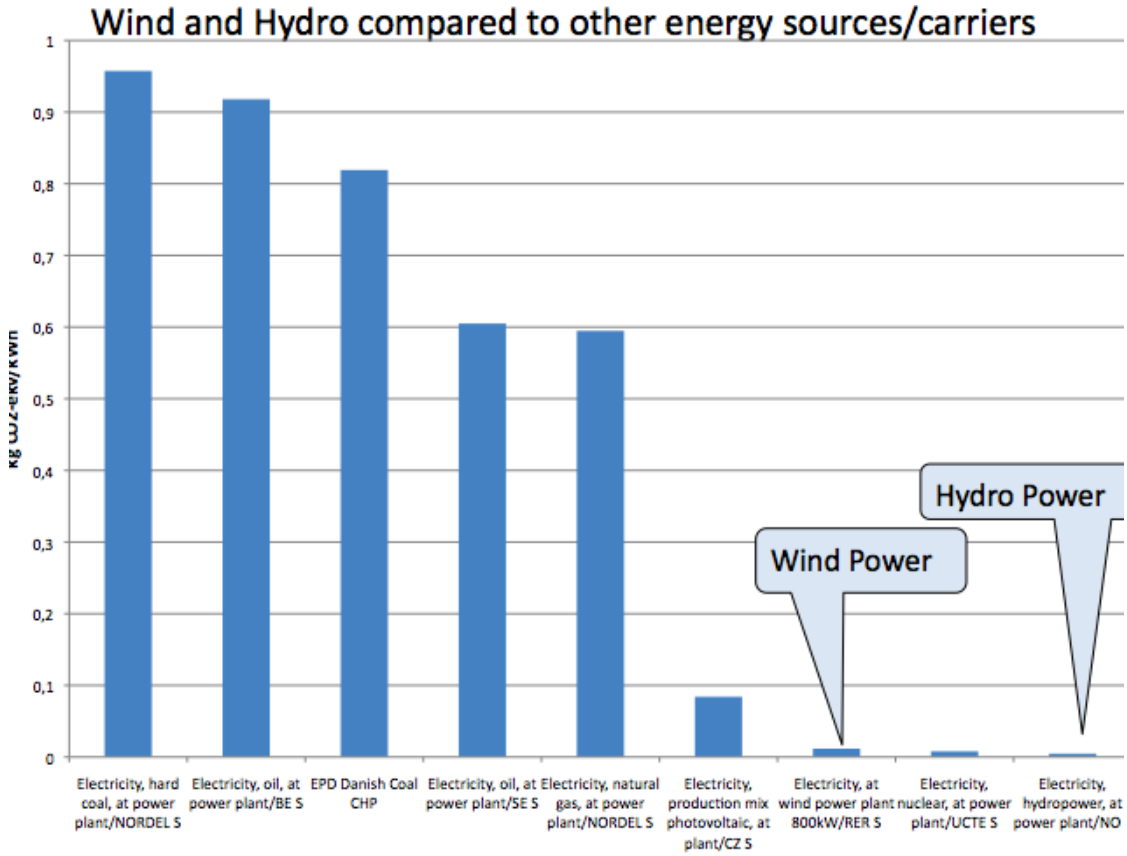
Ved en gjennomsnittlig lokasjon vil en Vestas 2 MW offshore vindturbin produsere rundt 162 000 MWh gjennom en 20 års periode (Vestas 2010b). Dette sparer miljøet for om lag 131 000 tonn CO_2 sammenlignet med energiproduksjon ved et kullkraftverk

(Vestas 2010b). Til sammenligning sparer en Vestas 2 MW onshore vindturbin miljøet for om lag 93 000 tonn CO_2 gjennom en 20 års periode (Vestas 2010c). Med bakgrunn i disse tallene finner man at en offshore flytende 5 MW turbin potensielt kan spare miljøet for mellom 350 000 og 400 000 tonn CO_2 i løpet av en 20 års periode sammenlignet med et kullkraftverk. Dette tilsvarer CO_2-utslippet fra energibruk til om lag 50 000 nordmenn i ett år (Miljøstatus 2010). Ved å erstatte fossilt brensel med vindkraft spares miljøet for om lag 850 gram per kWh – eller 500 000 tonn CO_2 per TWh (Statkraft 2010). Figur 86 sammenligner CO_2-utslipp per 1 kWh produsert av en Vestas 2 MW offshore turbin og et gass – og kullkraftverk.



Figur 86: CO_2-utslipp for 1 kWh produsert av offshore vindturbin, gasskraftverk og kullkraftverk (Vestas 2010b).

Figur 87 viser utslipp av antall kilo CO_2 per kWh for vindkraft sammenlignet med andre energikilder. Man ser fra denne figuren at kull – og gasskraftverk kommer vesentlig dårligere ut enn vind- og vannkraft. Mellom vind- og vannkraft er det en uvesentlig forskjell når det gjelder utslipp av CO_2.



Figur 87: Utslipp av CO_2 per kWh for ulike energikilder (gitt i kg CO_2/kWh) (Raadal 2010).

Vindkraft og vannkraft

Vindkraft og vannkraft er komplementære energiformer ved at vannkraften kan representere grunnlasten som økes og reduseres ettersom hvor mye det blåser. I tillegg blåser det mer på vinteren enn på sommeren når det ofte er lite nedbør og vann i magasinene. Vindkraft er i likhet med vannkraft en gratis og fornybar energikilde. Likevel er det viktige forskjeller mellom de to energikildene.

I dag kommer nær all kraftproduksjon i Norge fra vannkraft og ved inngangen til 2009 var Norges vannkraftpotensial på 205,7 TWh per år. Av dette er rundt 60 % allerede utbygd. Til sammenligning er det norske vindkraftpotensialet offshore, som nevnt i innledningen til oppgaven, på rundt 14 000 TWh (Hofstad 2007). Rundt 200 TWh ligger i en avstand innenfor 20 km fra land og i en dybde som tilsier bruk av bunnfaste vindturbiner, mens det resterende potensialet ligger i en dybde som tilsier bruk av flytende vindturbiner (Hofstad 2007).

Store vannkraftressurser og en godt utbygd infrastruktur for å distribuere strøm, bidrar til at Norge bruker lite fossilt brensel sammenlignet med de aller fleste land. Men utbygging av vannkraft har relativt store konsekvenser for naturmangfoldet i Norge. Bygging av vannkraftverk, vassdragsregulering, dammer, kraftlinjer og anleggsveier har bidratt til betydelige inngrep i naturen (DirNat 2010). Omfanget av norsk vassdragsregulering har medført at 15 av Norges 20 høyeste fossefall er regulerte og om lag 70 % av de største vassdragene er berørt av kraftutbygging (DirNat 2010).

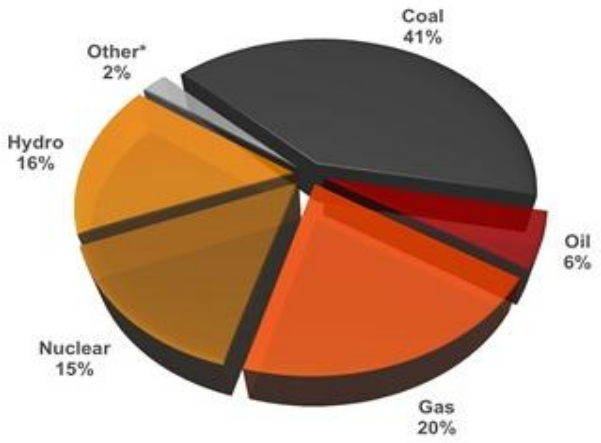
Sammenlignet med vannkraft, og andre typer energiproduksjon, vil offshore vindkraft gi en minimal skade på natur og miljø (Natur og Ungdom 2010). Offshore flytende vindparker kan i tillegg plasseres utenfor synsrekkevidde fra land. Vindturbinene kan demonteres og områder kan tilbakeføres, så langt det lar seg gjøre, slik det var før utbyggingen. I tillegg kan de fleste komponentene fra en vindpark gjenvinnes. Man må likevel ta hensyn til natur og miljø ved utbygging av offshore vindkraft med hensyn til det biologiske mangfoldet når det gjelder plassering av vindparker og infrastrukturen knyttet til parkene.

6 SWOT-ANALYSE

En generell vurdering av sterke og svake sider, muligheter og trusler kalles en SWOT-analyse. Innledningsvis oppsummeres incentiver for offshore vindkraft før kapittelet tar for seg en ekstern og intern analyse av konseptene Njord-A, Njord-B og Hywind UMB.

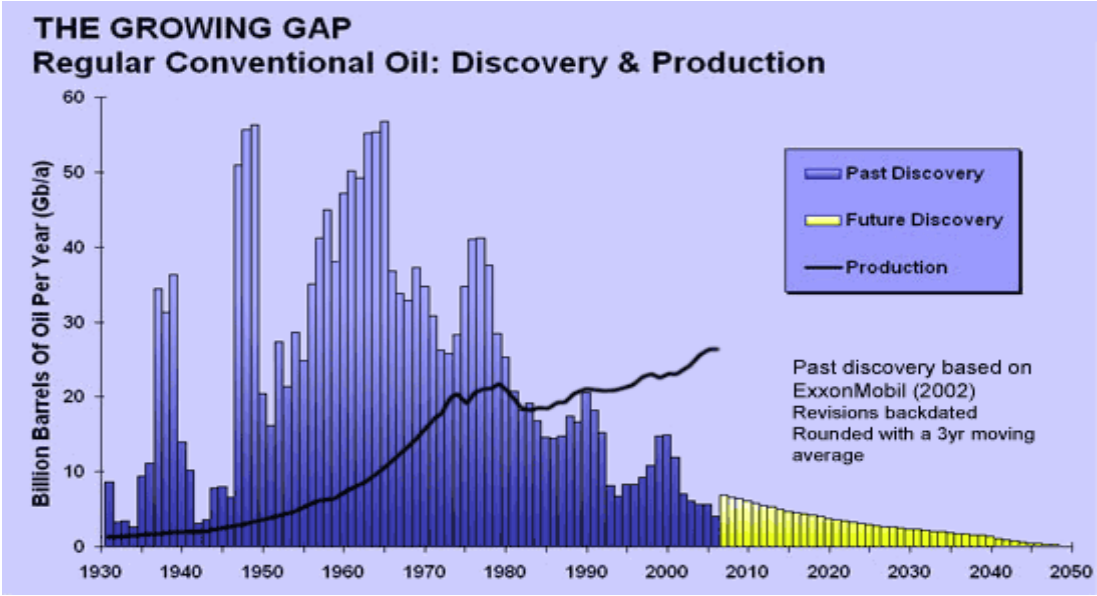
Incentiver for offshore vindkraft

Det er ventet at verdens befolkning vokser til nærme 9 mrd mennesker over de neste 50 årene og verdens energibehov antas å øke proporsjonalt. Ikke bare vil det være viktig for fornybar energi å holde tritt med den økende befolkningsveksten, den må også begynne å erstatte fossilt brensel dersom vi skal møte fremtidens energibehov (Mclamb 2010). Historisk sett har elektrisitetsetterspørselen blitt tilfredstilt i stor grad av fossilt brensel, se figur 88.

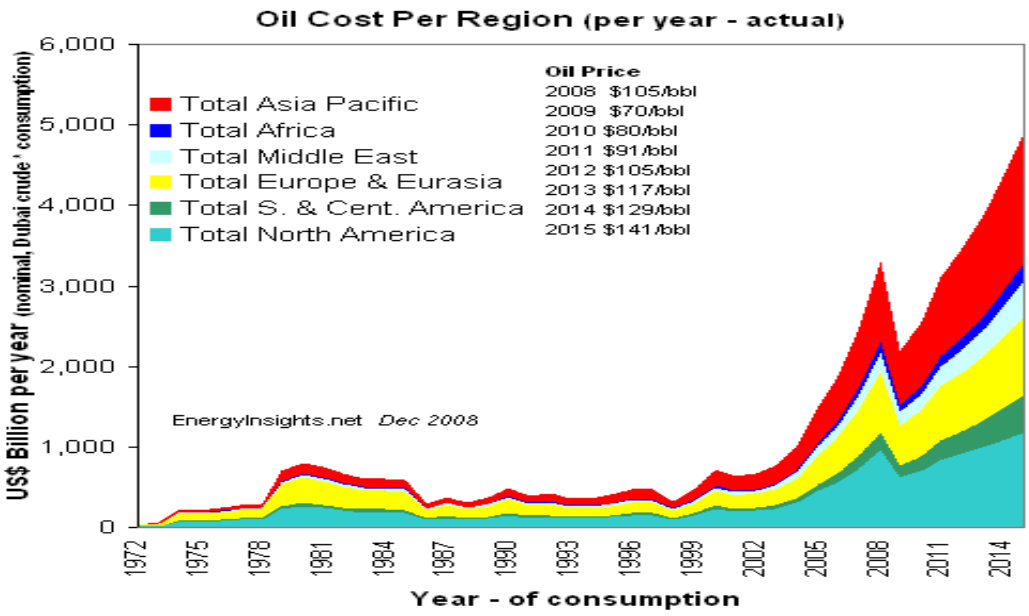


Figur 88: Fordeling av elektrisitetsproduksjonen i verden i 2006 (World Coal Institute 2010).

Formann for Shell UK Ltd., Chris Fay, uttalte i 1999 at fossilt brensel vil nå sitt toppunkt rundt 2030 og etter dette vil den sakte avta. Fay uttalte at det ville være adskillig viktigere å satse på fornybar kraft i årene som fulgte (ECONorthwest 2001). Ulike anslag for hvordan oljeprisen vil utvikle seg er anslått. Disse viser at etter all sannsynlighet vil oljeprisen stige i årene som kommer ettersom oljereservene globalt minker, se figur 89 og 90.



Figur 89: Funn av oljereserver fra 1930 til 2050 (Grubb 2010).



Figur 90: Utvikling i oljepris de kommende årene (Energy Insights 2008).

Oljeprisen påvirker elektrisitetsprisen på to måter. Den mest åpenbare er kostnaden for kraft fra oljebrennende kraftverk, men viktigst er sammenhengen mellom gass- og oljeprisen(Martinez 2000). Mesteparten av gassen som leveres til de europeiske markedene er dekket av langsiktige leeringskontrakter. Prisen i disse kontraktene er generelt knyttet til oljeprisporteføljen(Martinez 2000). Når oljeprisen stiger, går

gassprisen opp og kostnadene ved produksjon av elektrisitet fra gassfyrte kraftverk som utgjør 20 % av verdens energiproduksjon øker(Martinez 2000).

Høy pris på olje og gass fører til at kraftprodusentene gjør bruk av mer forurensende kullkraft. Incentivene for å ta i bruk kullkraft dempes av et CO_2-kvotesystem som gjør at man må betale for antall enheter utsluppet. Hvis man ikke tar hensyn til miljø ville kullkraft vært en svært gunstig kraftkilde.

Figur 91: Linfen i Kina er på grunn av sin kullindustri et av verdens mest forurensede steder(Sjøberg 2008).

Økt fokus på skadelig klimautslipp og mindre oljereserver i verden gir incentiver om å bygge ut mer fornybar kraft og erstatte fossilt brensel. Som nevnt i innledningen til oppgaven har EU et mål om at 20 % av energiforbruket skal komme fra fornybar kraft og utslippene skal reduseres med 20 % innen 2020. Skal det siste målet nås er utslippene fra kullkraft, slik teknologien er i dag, for store til at en storskala utbygging kan forsvares. Markedsutsiktene, EUs mål innen 2020 og EWEAs mål om 40 -55 GW offshore vindkraft innen 2020 gir en klar indikasjon på en vesentlig satsing på offshore vindkraft.

6.1 EKSTERN ANALYSE

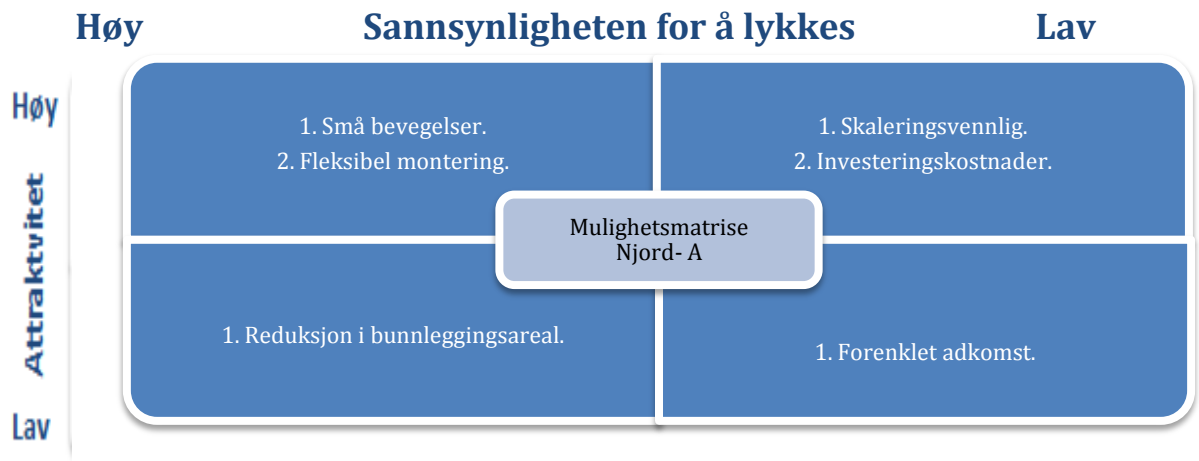
Den eksterne analysen viser muligheter og trusler fra omverdenen. En forretningsenhet må vanligvis holde oppsyn med de viktigste faktorene og aktørene som påvirker dens evne til å oppnå fortjeneste. Forretningsenheten bør ha et system for markedsovervåking for å kunne følge med på trender og viktige trekk i utviklingen. Ledelsen må klarlegge hvilke muligheter og trusler som er knyttet til hver enkelt trend, eller hvert trekk ved utviklingen. Flytende offshore vindturbiner og de ulike konseptene

representerer markedsmuligheter, og det bør stilles fire sentrale spørsmål ved konseptene før man går videre med disse(Kotler 2006):

1. Kan de fordelene konseptet innebærer beskrives overbevisende til en eller flere bestemte målgrupper i markedet, i Njords tilfelle, investorer?
2. Besitter man de kunnskapene, eller har man adgang til den kompetansen som er nødvendig for å utvikle konseptet?
3. Kan man levere fordelene bedre enn de nåværende eller fremtidige konkurrentene?
4. Vil inntjeningen nå opp til, eller overstige investeringen som må foretas?

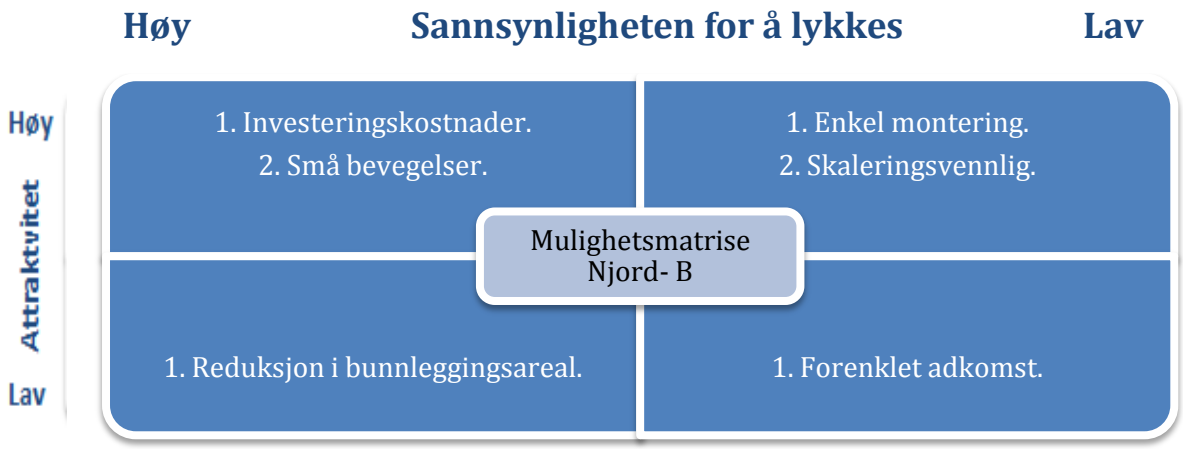
6.1.1 Muligheter

I mulighetsmatrisene som følger vises de beste mulighetene for de ulike konseptene i ruten øverst til venstre. Bedriftsledelsen bør følge opp disse mulighetene. Mulighetene i ruten nederst til høyre er for marginale til å kunne utnyttes. Mulighetene i ruten øverst til høyre og nederst til venstre bør holdes under oppsikt i tilfelle de skulle utvikle seg slik at de blir mer attraktive og får større muligheter til å lykkes(Kotler 2006).

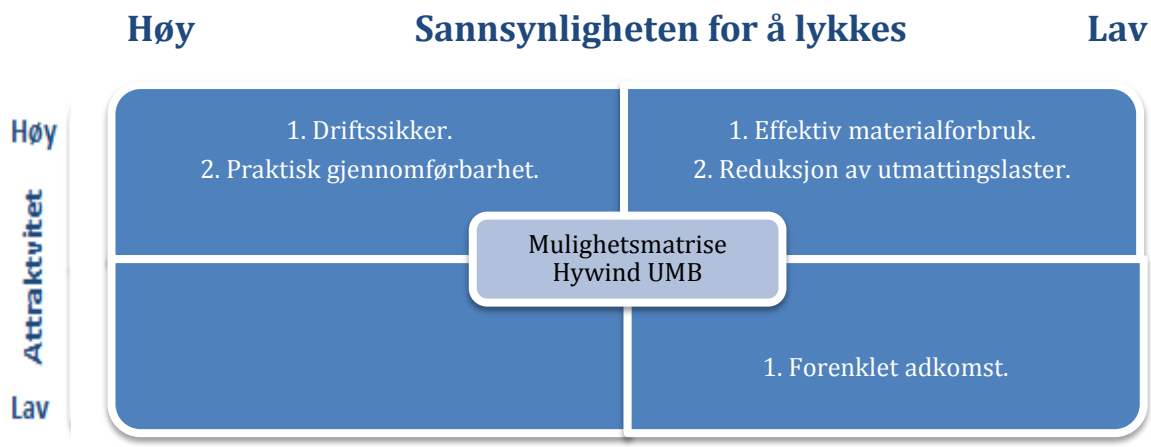


Njord-A vil ha lite bevegelser, den vil i praksis stå i ro, noe som gir mulighet for å anta en ytterligere optimalisering(Myhr 2010c). Dette gjør også at Njord-A vil være mer skaleringsvennlig, det forenkler adkomst til vindturbinen. Muligheten for å skalere mot kraftigere turbiner økes sammenlignet med for eksempel Hywind UMB ved at Njord-A er vesentlig lettere. I tillegg er Hywind UMB avhengig av større stabilitet som

hovedsakelig må skaffes gjennom lavere tyngdepunkt og mer ballast. Njord-A er fleksibel i forhold til montering ved at den har en forholdsvis liten dypgang og er semi-stabil. Dette muligjør både bruk av Aquilo og tauing. Bunnleggingsarealet til begge Njord-konseptene er adskillig mindre enn for Hywind UMB, og det antas at dette vil være attraktivt for markedet, men i hvilken grad er ennå usikkert.



Njord-B har de samme mulighetene som er knyttet mot små bevegelser i vannplanet da denne også i praksis står i ro(Myhr 2010c). Monteringen av Njord-B vil være mindre fleksibel med tanke på at denne ikke kan taues med mindre man investerer i stabiliseringfartøy. Investeringskostnadene er lavest av alle de vurderte konseptene, der bidraget til sparte kostnader kommer på grunn av en vesentlig lettere flyter. Muligheten for montering på grunt vann er tilstede siden Njord-B har en vesentlig kortere flyter enn Hywind UMB. Det antas at man med Njord-B har en mulighet for å bevege seg inn mot 60 meters dyp som øker attraktiviteten til Njord-B vesentlig i konkurransen mot bunnfast vindkraft.

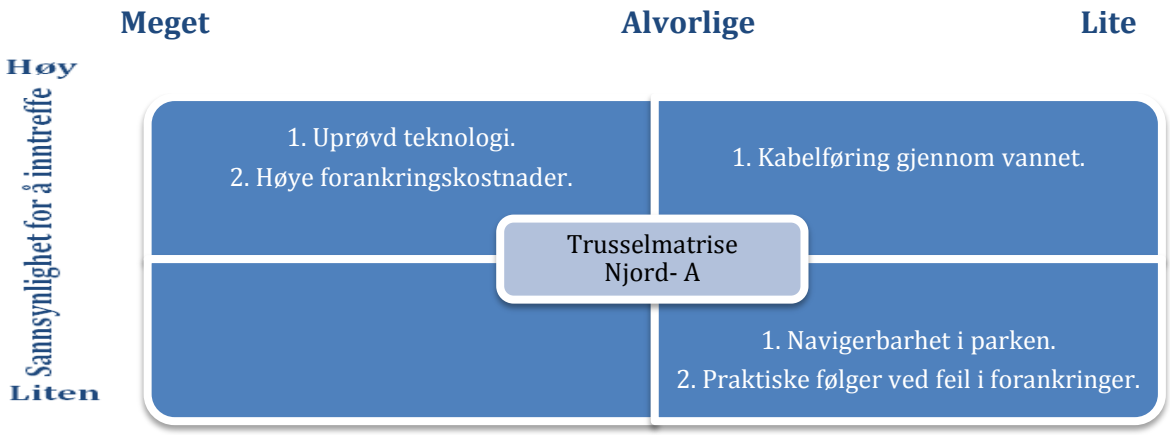


Hywind benytter kjent offshore teknologi og et konvensjonelt design, noe som vil gjøre konseptet svært attraktivt for markedet ved at risiko tilknyttet konseptet er mindre. Det eksisterer ingen eller liten mulighet for Hywind UMB å effektivisere materialforbruket på grunn av store bevegelser i konstruksjonen. Det som gjør Hywind UMB stabil er en stor andel ballast for å få tyngdepunktet lengst unna oppdriftssenteret. Hywind UMB har problemer med å redusere utmattingslaster i forhold til for eksempel bladrotormoment og moment i vannlinje, men dette kan muligens løses med ny og innovativ pitchkontroll.

6.1.2 Trusler

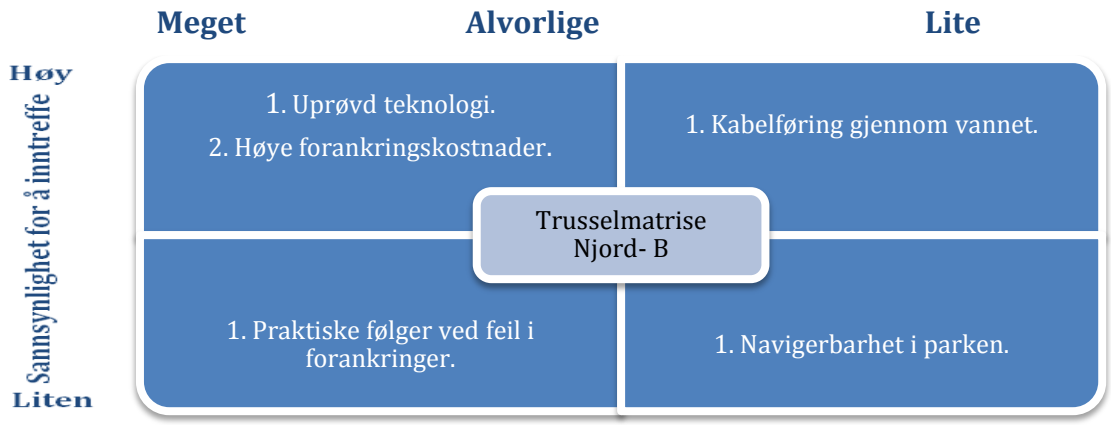
Noen av faktorene i de eksterne arbeidsbetingelsene representerer trusler. En trussel utenfra er en utfordring som skyldes en ugunstig trend eller utvikling som kan svekke konseptets fordeler eller fortjeneste hvis ikke bedriften gjør mottiltak. Trusler bør klassifiseres etter hvor alvorlige de er, og hvor stor sannsynlighet det er for at de vil oppstå.

Figurene under viser trusselmatrisene for de aktuelle konseptene. Truslene i øverste venstre hjørne er meget alvorlige, og det er stor sannsynlighet for at de vil oppstå. For å kunne takle den slags trusler må bedriften utarbeide planer som viser hvilke forandringer bedriften kan foreta før eller når trusselen setter inn. Truslene nederst til høyre er minimale og kan overses. Truslene i rutene øverst til høyre og nederst til venstre krever ikke spesielle forholdsregler, men det må holdes nøye oppsyn med dem i tilfelle de skulle bli alvorlige (Kotler 2006).

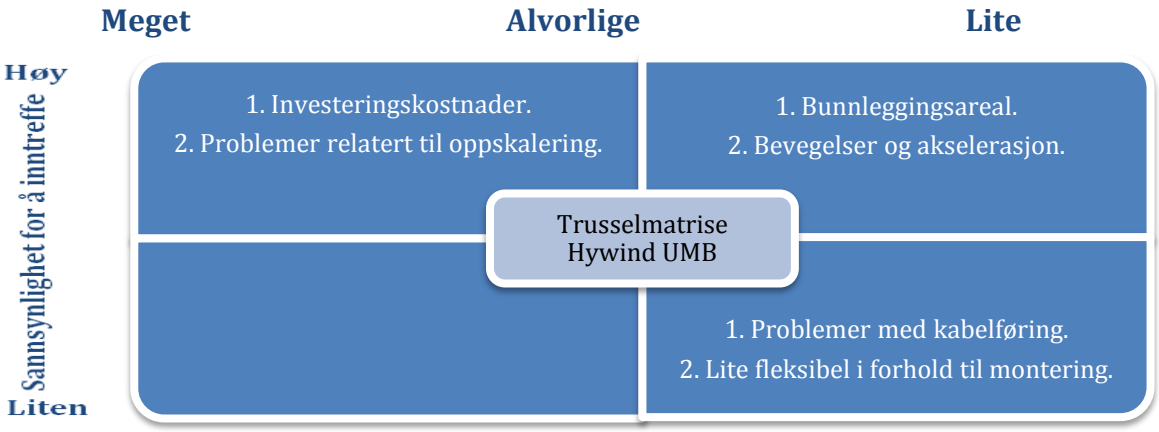


Njord-A vil være et konsept som er tilknyttet mer risiko med tanke på at det innebærer en ny og uprøvd teknologi. Forankringskostnader vil bli høyere i forhold til Hywind UMB siden man benytter stramme forankringer og derfor er avhengig av høy stivhet i forankringskablene, noe som igjen setter større krav til anker. Ankerkostnaden for de to konseptene er også ulike da et sugeanker som Njord benytter er dyrere enn et gravitasjonsanker som Hywind UMB benytter. Njord vil mest sannsynlig være tjent med å benytte tre anker per vindturbin i stedet for å dele anker slik Hywind UMB gjør. Kabelføring gjennom vannet for forankringen er noe som vil kreves av konseptet, og det antas at dette kan skape noe skepsis i markedet. Kabelføringen gjennom vannet vil etter all sannsynlighet ikke sette noen stopper for konseptet da dette er mer en psykologisk enn en fysisk trussel.

En sannsynlighets- og konsekvensanlyse for hva som skjer om en forankringskabel skulle ryke må foretas uavhengig av om kablene er over eller under vann. De praktiske følgende av om en forankringskabel skulle ryke antas å være mindre for Njord-A enn for Njord-B, da denne vindturbinen kan senkes opp til 30 meter ved å fylles med vann. Konseptet med forankringskabler som er plassert over vannlinjen vil også true navigeringen i parken. Dette er en fysisk begrensing, men vil etter alt å dømme være en minimal trussel, da det vil være en bred nok korridor mellom vindturbinene uansett med en avstand på 1 kilometer mellom hver vindturbin. Vinkelen mellom vannplan og ankerline vil være ganske bratt, omtrent 45 grader, og det vil derfor være et område med radius på omtrent 30 meter rundt vindturbinene som vil være direkte berørt.



Njord-B vil stå ovenfor de samme truslene som Njord-A med unntak av de praktiske følgene ved feil i forankringene og til en viss grad navigerbarheten i parken. De praktiske følgende ved feil i forankringene antas å bli vesentlig mer alvorlig for på grunn av at Njord-B ikke har samme mulighet for å senkes til et stabilt nivå slik Njord-A har. Dette vil resultere i kantring hvis en eller flere forankringer ryker for Njord-B, med mindre det installeres ekstra kabler. Sikkerhetssystemet for en ubemannet vindturbin blir til syvende og sist en kostnadsoptimalisering. Av samme årsak som for Njord-A vil forankringskostnadene bli høyere sammenlignet med Hywind UMB. Det vil til en viss grad være vanskeligere å navigere i en Njord-B park enn i en Njord-A. Dette kommer av at Njord-B trolig må ta opp tre forankringskabler til toppen ved storm mens Njord-A har disse plassert lenger ned på tårnet.



Hovedtrusselen for Hywind UMB er de vesentlige investeringskostnadene. Flytervekten må reduseres før Hywind UMB er klar for kommersialisering og storskalaproduksjon. Hywind UMB står ovenfor en alvorlig trussel, en eventuell oppskalering til for eksempel 10 MW vil gi meget store investeringskostnader. Vesentlige bevegelser og akselerasjon i

Hywind UMB kompliserer konstruksjonen med tanke på optimalisering. Selv om det ennå er uavklart hvor betydningsfull trusselen av høyt bunnleggingsareal er, vil Hywind UMB benytte et større bunnleggingsareal enn Njord-konseptene. Dette kommer av at forankringsradiusen på havbunnen til Hywind UMB er opp mot 1 km mot 200 meter for Njord.

Overføring av elektrisk kabel er en potensiell trussel på grunn av at slakk forankring gir relativt store bevegelser i horisontalplanet under belastning fra vind og bølger. Hywind UMB er lite fleksibel med tanke på montering, da denne stiller krav til dype skjermede farvann på grunn av vesentlig dypgang. I Norge er det tilstrekkelig med dype, skjermede farvann, men alvorligheten av trusselen vil ligge i de lokasjoner hvor dette ikke er like tilgjengelig. Dette vil representere en stor trussel i land som blant annet USA, England og Tyskland hvor flytende vindkraft er mer aktuelt på grunn av større energibehov, høyere priser og mindre tilgjengelighet på andre fornybare energikilder.

6.1.3. Oppsummering ekstern analyse.

Etter å ha identifisert de viktigste truslene og mulighetene konseptene står ovenfor, kan vi nå bedømme hvor attraktive de ulike konseptene er for markedet. Det er fire mulige utfall vi kan komme med etter dette, og disse er (Kotler 2006):

- Et ideelt forretningsområde som står overfor store muligheter og få alvorlige trusler.
- Et spekulativt forretningsområde som har både store muligheter og sterke trusler.
- Et modent forretningsområde som har små muligheter og få trusler.
- Et problemfylt forretningsområde som har få muligheter og mange trusler.

All flytende offshore vindkraft er i dag ett spekulativt forretningsområde sett i lys av hvor langt man har kommet i utviklingen. Det presiseres derfor at klassifiseringen av de ulike konseptene allerede er innenfor et spekulativt forretningsområde. Forretningsområde betyr i denne sammenhengen mer en indikasjon på hvor langt teknologien er kommet og hvilke muligheter og trusler konseptet står ovenfor.

Njord-konseptene kan av disse årsaker plasseres i et spekulativt forretningsområde som har store muligheter og sterke trusler. Hywind UMB, gitt samme vurderingsgrunnlag, plasseres i et modent forretningsområde som har små muligheter og få trulser.

6.2 INTERN ANALYSE

Det er én ting å oppdage gode muligheter, men noe ganske annet er å utnytte dem. Hvert konsept må dermed vurdere deres egne sterke og svake sider og dette gjøres ved en intern analyse. Det kan gjøres ved en skjematisk fremstilling hvor man vekter ulike sterke og svake sider opp mot hverandre for de tre ulike konseptene(Kotler 2006).

Den interne analysen er videre oppdelt i fire hovedområder som er investering, montering, drift og vedlikehold og dekommisjonering. I teksten analyseres først alle konseptene etter de fire hovedområdene før det følger en punktvis skjematisk oppstilling av de ulike momentene. De ulike momentene blir vektet med minus og pluss, og blir summert for hvert enkelt hovedområde. Til slutt blir alle hovedområdene summert og man finner det gunstigste konseptet basert på dets sterke og svake sider.

6.2.1 Njord-A

Investering

Njord-A er mer fleksibel med hensyn på dypgang. Materialforbruket i flyteren er 60 % lavere enn Hywind UMB. Njord-A skalerer også godt med tanke på ulike MW klasser. Det er større risiko tilknyttet forankringssystemet til Njord-konseptene og totalhavari enn for Hywind UMB. Det er en ny og uprøvd teknologi, men den har ikke flere bevegelige deler enn dagens kjente konsept. Njord-A er mer utsatt grunnet kabelføring gjennom vannet. Sugeanker som benyttes på Njord-A er en delvis uprøvd teknologi i denne sammenheng, som antas å være vesentlig dyrere enn enkle gravitasjonsanker som benyttes på Hywind UMB.

Montering

Plassering av anker og lengde på ankerkabler blir essensielt og må utføres med høy nøyaktighet forutsatt at vindturbinen ikke skal kunne justeres på egenhånd. Njord-A kan taues, men man kan også benytte alternative monteringsmetoder som Aquilo grunnet

en, relativt sett, lav masse. Den stikker ikke like dypt som for eksempel Hywind UMB, noe som gir den litt større tilgjengelighet med hensyn på tauing som da ikke trenger å skje i svært dype og skjermede farvann. Njord-A benytter stram forankring og denne er relativt enkel å installere på grunn av at vindturbinene kan senkes omlag 30 meter. Overføring av elektrisk kabel er ikke problematisk på grunn av småbevegelser i horisontalplanet under belastning fra vind og bølger. Njord-A står i realiteten i ro.

Drift og vedlikehold

Njord-A setter mindre krav til båndlegging av havbunnen som følge av at konseptet benytter stram forankring til motsetning av Hywind UMB som benytter slakk forankring. Med slakk forankring vil man oppta et større bunnareal og det vil blant annet gjøre det problematisk å tråle mellom vindturbinene. Tilsyn av forankringene til Njord-A er også relativt enkelt. Minimum bunnleggingsradius blir likevel omtrent dobbel så stort som for Njord-B grunnet større dypgang. Njord-A står i "ro", det vil si at det er under en kvart meter bevegelse i toppen under full storm. Vindturbinen er semi-stabil og kan deballasteres ved ulykke eller vedlikehold som gir lavere arbeidshøyde for kranfartøyer og dermed også reduserer kostnadene tilknyttet dette. Dette gjør kranoperasjoner enklere og adkomst mer forutsigbart. I tillegg vil man kunne anta at dette vil gi mindre belastning på rotor og nacelle som igjen vil gi mindre slitasje.

Kabler gjennom vannflate kompliserer bevegelse for fartøy innad i parken. Ved en eventuell ulykke er det knyttet større risiko til hvordan dette vil påvirke Njord-A enn Hywind UMB.

Dekommisjonering

Dekommisjoneringen av Njord-A kan skje på ulike måter. Vindturbinen kan taues eller tas ned med Aquilo, deles i passende biter på stedet og fraktes med PSV til resirkulering. Dette gir med andre ord større fleksibilitet i forhold til vanskelighetsgrad, risiko og kostnad.

6.2.2 Njord-B

Investering

Njord-B er mer fleksibel med hensyn på dypgang. Materialforbruket i flyteren er 80 % lavere enn Hywind UMB. Njord-B skalerer også godt med tanke på ulike MW-klasser. Vesentlig mindre investeringskostnad enn de konkurrerende konseptene, noe som igjen gir mindre risiko for økonomisk tap dersom konseptets forelagte plan ikke går som planlagt. Ved vellykket prosjekt venter en mye større økonomisk gevinst.

Njord-B sin teknologi er uprøvd og ny. Det er knyttet høy risiko til konseptet siden det er ustabilt. Konseptet er litt mer utsatt på grunn av kabelføring gjennom vannet. Njord-B trenger også trolig bevegelige deler som kan føre kablene opp i ekstremtilfeller for å hindre at vindturbinene kantrer. Vesentlig høyere risiko knyttet til totalhavari enn for Hywind UMB.

Montering

Plassering av anker og lengde på ankerkabler blir essensielt og må utføres med høy nøyaktighet, forutsatt at Njord-B ikke skal kunne justeres på egenhånd. Njord-B er problematisk å taue på grunn av dens ustabilitet, men kan monteres fra en flytende og stabil plattform. Et annet alternativ er et fartøy som kan flyte vindturbinen ut ved å bidra med ekstra stabilitet. Dette forutsetter da investeringer i monteringsfartøy, men denne investeringen kan være mindre enn total besparelse for en stor park. En tredje mulighet er å montere nacelle onsite slik at vindturbinen kan ballasteres stabilt noe som muliggjør tauing av konseptet uten nacelle. Forankringer hektes på og vindturbinen deballasteres, noe som gir en plattform med vesentlig stabilitet. Nacelle kan da heises på med kranfartøy eller en Clamp-on-Crane (COC). Njord-B er liten og lett, dermed også relativt letthåndterlig.

Drift og vedlikehold

Tilsyn av forankringene er enkelt på grunn av stor avstand mellom vindturbinene. Njord-B har tilnærmet samme bevegelser som Njord-A. Dette gjør kranoperasjoner

enklere og adkomst mer forutsigbart. I tillegg vil man kunne anta at dette også vil gi mindre belastning på rotor og nacelle som igjen vil gi mindre slitasje.

Kabler gjennom vannflaten kompliserer bevegelse for fartøy innad i parken, men avstand mellom vindturbinene på grunn av lite bunnleggingsareal forenkler ferdsel innad i parken. Ved en eventuell ulykke er det knyttet større risiko til hvordan dette vil påvirke Njord-B enn Hywind UMB.

Dekommisjonering

Selv ved ballastering blir ikke Njord-B stabil med nacellen på topppen, det vil si at ballastering som ved Njord-A ikke er en reell mulighet. Alternativet er å bruke en COC som vil muligjøre å plukke av deler av vindturbinen. Man kan også benytte en større plattform eller flyter for å gi ekstra stabilitet som vil muliggjøre å plukke av deler av vindturbinen. Ved at Njord-B er letthåndterlig i forhold til størrelse og tyngde vil et annet alternativ være å løfte denne direkte opp i et større fartøy.

6.2.3 Hywind UMB

Investering

Hywind UMB har den dyreste investeringen av de vurderte konseptene. Den benytter en vesentlig mengde stål som potensielt vil kunne påvirke global stålpris ved storskala produksjon. Ved produksjon av 10 000 Hywind UMB vil man bruke 1,3 % av hele verdensmarkedet for stål. Dette tilsvarer kun 0,7 % mindre enn alt stål som går med til olje – og gassektoren i hele verden. Se også del 3.1.5 for diskusjon om stålpriser.

Hywind UMB er lite optimal med hensyn på oppskalering og egner seg derfor dårligere for større utbygging. På grunn av større bevegelser i horisontalplanet vil det ikke være grunnlag for optimalisering av tårnet på Hywind UMB. Hywind UMB benytter kjent teknologi både i forhold til flyterdesign og forankring. Den har en lavere risiko og potensial for bedre finansieringslån/-tilskudd. Hywind UMB er ferdig utviklet og tester av fullskala prototype er i gang.

Montering

På grunn av totalmassen til Hywind UMB er den best egnet for tauing, men også andre monteringsmetoder kan benyttes. Ved oppskalering antas det at Hywind UMB blir enda mindre fleksibel. Ved at Hywind UMB er har vesentlig dypgang og egner seg best til tauing trengs det dype og skjermede farvann ved sammenstilling. Forholdene i Norge, med dype fjorder, egner seg svært godt, men det blir atskillig mer komplisert å tilpasse andre områder som USA og Japan, som ikke har like mye av denne type farvann. Overføring av elektrisk kabel kan bli problematisk på grunn av at slakk forankring gir relativt store bevegelser i horisontalplanet under belastning fra vind og bølger.

Hywind UMB er enkel og robust å montere, og tauing er en verifisert monteringsmetode på konseptet. Konseptet med slakk forankring er relativt enkelt å installere.

Drift og vedlikehold

Hywind UMB er godt testet og har muligheter for pitchkontroll for å kontrollere globale bevegelser, trolig på bekostning av effekt. Det er lite til ingen vedlikehold på flyter og forankringer.

Store bevegelser vanskeliggjør adkomst til drift og vedlikehold.

Dekommisjonering

Hywind UMB kan taues til land, noe som stiller større krav til vanndybde. Den kan også plukkes ned onsite og fraktes til land. Skrapverdien til Hywind UMB er på grunn av mengden stål svært høy slik at Hywind UMB vil i realiteten potensielt få en inntekt knyttet til dekommisjoneringen. Det er knyttet svært lite eller ingen vanskelighetsgrad eller risiko til dekommisjoneringen av Hywind UMB.

Tabell 71: Oppsummering av alle konseptene.

Investering	**Njord-A**	**Njord-B**	**Hywind UMB**
Risiko i forankring.	--	-	+
Kostnad til forankring.	---	--	
Teknologiutvikling.	-	--	++
Bevegelige deler.	+	-	+
Materialforbruk i flyter.	+	+++	---
Materialforbruk i tårn.	+	++	-
Skalarbarhet.	+	+	-
Fleksibilitet med hensyn på dypgang.	+	+++	-
Risiko for total havari.		-	+
Oppsummert	-	++	-
Montering.	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB
Nøyaktighet på ankerplassering.	---	---	+
Lengde på ankerliner.	+	+	-
Fleksibilitet.	++	+	
Krav til monteringslokalitet.		+	-
Overføringskabel.	++	++	-
Oppsummert	++	++	--
Drift og vedlikehold.	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB
Bunnleggingsareal, tilsyn av forankring.	+	++	--
Navigerbarhet i vindparken.	--	--	++
Utmatting og slitasje.	+	++	-
Brukstid inklusiv reduksjon for pitchkontroll.			+
Risiko for skade ved ulykker.	--	---	
Oppsummert.	--	-	
Dekommisjonering.	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB
Alternativer til metode	+	-	
Krav til lokalitet.	+	++	-
Kostnad.		-	+++
Risiko.	+	+	
Vanskelighetsgrad.		-	-
Oppsummert.	+++		+
Totalvurdering.	++	+++	--

6.2.4 Oppsummering intern analyse

Ut i fra vektingen over avdekkes det at det ikke vil være noen vesentlig forskjell i styrker og svakheter mellom Njord-konseptene. Hywind, slik den har blitt vurdert i oppgaven, kommer klart dårligst ut. Hovedgrunnen er Hywind UMBs svake vekting etter monteringskriteriene samt materialforbruket. Hywind UMB blir dermed straffet for en lite fleksibel konstruksjon som krever konvensjonell montering. Njord-konseptene er generelt mer fleksible. Deres svakheter ligger generelt i at det er knyttet mer risiko og kostnader til forankringene.

6.3 MULIGHETER OG UTFORDRINGER FOR OFFSHORE VINDKRAFT

Olje- og energidepartementet og Nærings- og handelsdepartementet kunngjorde 25.3.2010 at General Electric (GE) vil gjøre Norge til et sentralt land i selskapets satsing på offshore vind. Selskapet har beregnet investeringene i Norge til å komme på omtrent 600 mill NOK. GE er et multinasjonalt selskap med mer enn 300 000 ansatte på verdensbasis og med mer enn 13 500 installerte enheter er selskapet en av verdens største turbinprodusenter. At GE vil satse på teknologiutvikling i Norge er en honnør til det norske teknologimiljøet hvor det er tydelig at GE mener Norge har kompetansen som skal til for å hevde seg i et internasjonalt marked(EnergiNorge 2010).

For at offshore vindindustri skal kunne være forsvarlig er man avhengig av offentlig støtte. Den offentlige satsingen i Norge på vindenergi har vært laber til nå, og i Norge støtter staten vindturbinproduksjon med 12 øre per kW, mens for eksempel i Tyskland får de 118 øre per kW, se for øvrig delkapittel 2.4 (Enderud 2009). Realistisk vinkling er dermed at GE satser på å utvikle i Norge, men bygge for andre lokasjoner som har en bedre utbygget infrastruktur, høyere behov for fornybar energi og bedre støtte fra det offentlige.

Muligheter ved satsing i Norge

Norge har store muligheter for eksport av kunnskap og teknologi innenfor offshoreindustrien på bakgrunn av våre erfaringer fra Nordsjøen. Vindkraft er et verdensmarked i stor vekst som har potensial til å kunne bidra vesentlig til fornybar kraftproduksjon i global sammenheng. Vind- og havbasert kraft har et antydet globalt marked i år 2020 på 500 mrd NOK. Offshore vindkraft har en mulighet på sikt til å få en

konkurransedyktig kostnad i forhold til alternative teknologier for generering av el-kraft i storskala uten utslipp av drivhusgasser. Utviklingen er, som nevnt, i stor grad politisk drevet. Tyskland, Spania og Danmark leder utviklingen i Europa. Dette er nødvendigvis ikke fordi de har det beste naturgrunnlaget for vindkraft, men fordi industrien og utbyggerne har hatt gunstige økonomiske betingelser(SFFE 2008).

Det eksisterer en mulighet for trinnvis utbygging i Norge, både for el-forsyning til oljeplattformer og til land. Utenfor fastlandet eksisterer en stor ubegrenset global tilgang på mulige utbyggingsområder(Forskningsrådet 2007). Store anlegg kan bygges utenfor syne og vindforhold offshore er bedre enn på land. Det er ventet at utbygging offshore vil utløse færre konflikter enn på land både i forhold til miljø, men også i forhold til eiendom(Kristjansdottir 2007). Christian Grorud utførte en analyse for Statnett angående potensiell årsproduksjon for offshore vind (Grorud 2010). Denne analysen estimerte en årsproduksjon på 100 TWh vindkraft fra Norge til Europa, men at dette forutsatte en betydelig investering i offshore nett(Grorud 2010). Det er derfor viktig å ikke sette likhetstegn mellom ressursgrunnlag og praktisk utnyttelsespotensial.

Fordeler ved satsing i Norge

Olje- og gassforekomster på norsk Kontinentalsokkel ble oppdaget rundt 1970, og det er opparbeidet høy kompetanse innen offshore konstruksjoner, materialer og arbeidsprosesser. Dette gir et konkurransefortrinn ved utvikling av offshore fornybar energi. Industriengasjementet knyttet både til faste og flytende vindturbinløsninger er der. Det er et behov, særlig internasjonalt, for kraft som igjen gir grobunn for næringsutvikling nasjonalt. Norge kan bli en viktig og markant miljønasjon med eksport av ren fornybar energi med minimale negative miljømessige konsekvenser.

Norge er del av et internasjonalt kraftmarked og derfor vil offshore vindkraft kunne fortrenge kraftproduksjon fra fossile kilder i utlandet, gi reduserte lokale og globale utslipp og redusert forbruk av begrensede ressurser. I utlandet er det foreløpig først og fremst fokus på offshore vindparker på grunt vann, men flytende offshore vindkraft kan utvikles til å bli norsk ”spydspiss”-teknologi da dette enda er på et tidlig stadium.

Selv om Norge har gode nasjonale forutsetninger for storskala havbasert vind- og bølgekraft er dette en krevende oppgave, og mange utfordringer gjenstår. Norge har store fortrinn innen enkelte ledd i leverandørkjeden, som fundamentering og materialer, mens andre land er i forkant når det gjelder andre områder, som vindturbinteknologi(SFFE 2008).

Utfordringer

Hywind UMB er foreløpig den første flytende vindturbinen designet ut i fra et sparbøyeprinsipp utprøvd i fullskala. Kostnadene er store både knyttet til bygging og drift av flytende installasjoner. Det er usikkerhet knyttet til teknologien, da man per dags dato ikke vet om teknologien holder i 20-25 år i Nordsjøen. Det vil kreves store ressurser for videre utvikling og uttesting av teknologien i årene som kommer.

Norge, som allerede er godt forsynt med vannkraft, er avhengig av å ha mulighet til å kunne eksportere overskuddskraften til utlandet. Norge har et høyt kostnadsnivå i forhold til andre land og vi har ikke noe signifikant hjemmemarked bortsett fra tungindustrien som fortsatt har et stort kraftbehov, men krever subsidierte, langsiktige priser. I tillegg til dette, ligger Norge nokså langt fra de største markedene. Kronekursen, som i dag er svært sterk, påvirker også satsingen negativt. For å bli ledende må Norge derfor bli ledende på masseproduksjon og teknologi innenfor offshore vindkraft. Delproduksjon på materialsiden kan fordelaktig settes til lavkostland og vi må etablere gode samarbeidspartnere internasjonalt (Tårnes 2008). Per i dag er det for dårlig støtte offentlig og ikke god nok infrastruktur til eksport av kraft fra vindkraft.

Klimaendringer er i dag et viktig politisk tema, og CO_2-utslipp fra energisektoren får stor oppmerksomhet. Dette taler for at utvikling og utbygging av offshore vindkraft kan få ekstra drahjelp fra politisk hold. Man er da avhengig av at bransjen og forskningsmiljøene er i stand til å overbevise myndighetene om at offshore vindkraft er et tiltak som monner og lønner seg (Forskningsrådet 2007).

Mens vi venter

Mange forskere mener at en viss satsing på landbasert vindkraft også vil fremme utviklingen av fremtidig havbasert vindkraft. Dette fordi:

- Det gir anleggs- og driftserfaring.
- Det gir bedre grunnlag for forskning.
- Det gir mulighet til gradvis å bygge opp en støtteindustri. Dette krever tid.

Sway ønsket å få anleggs- og driftserfaring og fikk i 2009 konsesjon til test av prototype på land i Øygarden i Hordaland. Etter en testperiode på to år vil Sway ta denne teknologien til havs.

Umiddelbare tiltak

Ifølge Senter for Fornybar Energi anbefales en tung satsing på storskala havbasert kraft, herunder umiddelbare følgende tiltak(SFFE 2008):

- Etablering av FoU program/SFI med ramme 200 mill NOK over 10 år for utvikling av flytende vindkraft.
- Legge til rette for test- og demonstrasjonsanlegg (enkelt vindturbiner eller mindre parker) tilknyttet oljeplattform(er) eller til land.
- Tiltak for å styrke norsk industri som leverandør av utstyr/hele anlegg (i tillegg til hva som ligger i FoU program).
- Etablering av rammevilkår som gjør det økonomisk attraktivt å bygge ut vindkraft på land og på sikt til havs.
- Igangsette plan for elektrifisering av sokkelen og med tilkobling av store offshore vindparker.
- Etablering av systemansvar og embetsverk (energilov mv) for offshore nett / kraftforsyning.

7 PLAN FOR FINANSIERING AV STEG 1 FOR NJORD

Det understrekes at denne planen for Njord er tenkt som et selvstendig dokument, og derfor vil informasjon allerede gitt i oppgaven delvis kunne bli presentert på nytt her.

7.1 INNLEDNING

Offshore flytende vindturbiner er en ny og forholdsvis umoden teknologi. Flytende vindturbiner har fortsatt en lang vei å gå før man kan forvente kommersialisering og produksjon i stor skala. Tidligere StatoilHydros konsept for flytende vindturbiner, Hywind, har kommet lengst i denne prosessen og i 2009 ble det satt opp en pilotturbin av denne utenfor kysten av Norge(StatoilHydro 2009). Ved hjelp av denne pilotturbinen håper man å høste erfaringer som vil forbedre konseptet og sørge for at man kommer et skritt nærmere kommersialisering av flytende vindturbinkonsepter. For å kunne gjøre sammenligninger mellom Njord-konseptet og Hywind er det blitt utarbeidet en teoretisk modell benevnt Hywind UMB. Denne er basert på data fra det internasjonale forskningsprosjektet "Offshore Code Comparison Collaboration (OC3)"(NREL 2010).

Som andre vindturbinkonsepter for flytende vindkraft er også Njord fortsatt på et forsknings – og utviklingstadium. Det arbeides kontinuerlig med å forbedre konseptet og dette krever økonomiske midler. Man ønsker med denne planen å vise potensialet til Njord samtidig som det presiseres at konseptet er på et tidlig stadium og veien til kommersialisering er ennå lang.

Selskapet står ovenfor flere store utfordringer i nær fremtid. Konseptet har våren 2010 vært gjennom vellykkede bølgetanktester som viser at konseptet er levedyktig. For å kunne bruke disse resultatene vil midler til videre forskning og utvikling av Njord være essensielt. Spesielt vil grundige tekniske -, kostnads – og risikoanalyser være avgjørende for selskapet i løpet av det kommende året.

Med bakgrunn i hvor langt Njord er kommet i prosessen mot kommersialisering har man valgt å konsentrere seg om et kortere tidsperspektiv enn hva som er vanlig i tradisjonelle forretningsplaner. For å kunne lage en mest mulig realistisk forretningsplan for Njord tas det utgangspunkt i dagens situasjon og ønsket om å

finansiere videre forskning og utvikling av konseptet. Det er av disse årsaker ikke tatt stilling til konkrete planer for produksjon, utbygging og markedsføring i denne forretningsplanen. Det legges hovedsakelig vekt på hva man forventer skal skje i løpet av det neste året. I tillegg vil potensialet for kommersialisering og storskala produksjon av Njord bli drøftet.

7.2 SAMMENDRAG

Omfattende og velutviklede beregningsmodeller viser at Njords konsepter vil kunne gi vesentlig materialbesparelser sammenlignet med andre flytende konsepter under utvikling. Disse underbygges av faktisk testing av småskala modeller i bølgebasseng våren 2010. Foreløpige beregninger viser at materialforbruket i flyteren til Njord-A og B kan reduseres med henholdsvis 60 % og 80 % sett i forhold til Hywind UMB. Dette innebærer at man vil få mindre CO_2-utslipp ved stålproduksjonen av Njord, og høyere kostnadseffektivitet som gir en vesentlig lavere pris for den produserte elektrisiteten.

Njord har behov for kapital for gjennomføring av prosjektets neste steg og søker partner i denne prosessen.

7.2 FORRETNINGSIDEEN

7.2.1 Bakgrunnshistorie

Utviklingen av Njord-konseptet ble startet av selskapet Weightless Values AS, eid av Christian Grorud, høsten 2005. Målet var å utvikle nye og kostnadseffektive design av offshore flytende vindturbiner. Professor Tor Anders Nygaard ved Universitetet for Miljø – og Biovitenskap (UMB) sluttet seg til prosjektet sommeren 2006. Ved hjelp av hans bidrag ble en patentsøknad levert i februar 2007.

Selskapet Njord Floating Wind Power Platform AS ble etablert februar 2008. Selskapet har fått innvilget alle rettigheter tilknyttet norsk patent og avventer nå svar på patentsøknader utenfor Norge.

7.2.2 Forretningsideen

En av de største utfordringene innen flytende vindkraft er å takle den store kraften som virker på toppen av tårnet og som fører til store moment på flyteren. Denne kraften er

sammensatt av aksialkraften på rotoren, tyngden av nacelle og rotor og treghetskrefter på nacelle og rotor. Store nacellebevegelser fører til potensielt økende utmattingskrefter.

Ideen bak Njord-konseptet er basert på stramme forankringskabler festet i navhøyde og et system for å unngå konflikt mellom forankringskabler og rotoren. Dette fører til at thrustkraften på toppen blir ført direkte til havbunnen. Denne forankringsmåten reduserer de totale momentene som konstruksjonen utsettes for og de fysiske målene kan reduseres sammenlignet med Hywind UMB.

Med bakgrunn i denne grunnleggende ideen er det utviklet to konsepter av Njord, kalt Njord-A og Njord-B. Njord-A ble utviklet for å skape en mer konservativ og realistisk flyter som kan introdusere Njord-konseptet på offshore-markedet. Den marginale stabiliteten gjør at vindturbinen overlever kabelbrudd og gir lettere montering. Njord-A er foreløpig forankret i tre forankringskabler midt på tårnet og tre i bunnen.

Njord-B er et konsept for videre reduksjon av totale prosjektkostnader ved materialbesparelser med hensyn til masseproduksjon og storskalamontering. På grunn av den ustabile konstruksjonen er Njord-B foreløpig forankret i tre forankringskabler midtveis på tårnet, med mulighet for å flytte disse til toppen ved storm, og tre i bunnen.

7.2.3 Fordeler

Foreløpige analyser og simuleringer viser at Njord-konseptet kan realiseres med en vesentlig lavere stålvekt enn andre konsepter. Materialforbruket i flyteren til Njord-A er beregnet til å være 60 % lavere enn Hywind UMB, og hele 80 % lavere for Njord-B. Dette gir vesentlige fordeler som blant annet innebærer lavere stålkostnader og et lavere CO_2-utslipp i forbindelse med stålproduksjonen. Den lave stålvekten og stabiliseringssystemet vil også være gunstig i forhold til økende turbinstørrelser.

Njord-konseptet har en lavere dypgang enn Hywind UMB, noe som gjør den mer fleksibel i forhold til montering. Njord-A kan taues, men man kan også benytte alternative monteringsmåter på grunn av den lave massen. Njord-B er mindre fleksibel med tanke på montering på grunn av den ustabile konstruksjonen, og er således avhengig av spesialiserte monteringsmetoder. Njord-konseptene, og da spesielt Njord-B,

kan konkurrere på et langt grunnere vann enn Hywind UMB på grunn av lavere dypgang.

Njord-konseptene stiller mindre krav til bunnleggingsareal enn for eksempel Hywind UMB. Årsaken til dette er hovedsakelig forskjellen i forankringsmåten til de to konseptene. Hywind UMB som benytter slakk forankring vil ta opp et større bunnareal enn Njord som benytter stramforankring. Dette fører blant annet til at det vil være problematisk for fiskere å tråle mellom vindturbinene i en Hywind UMB-park. I en Njord-park vil det derimot kun være et område med radius på omtrent 30 meter rundt vindturbinen som er uaktuell for trålfiske. Forankringskabler må inspiseres med jevne mellomrom, noe som for Hywind UMB med lengre forankringskabler vil ta lengre tid enn for Njord.

7.2.4 Visjon og mål

Selskapet har kommet til et punkt i utviklingen av konseptet der man er avhengig av økonomiske midler fra eksterne investorer for å komme videre. Det viktigste målet for selskapet det neste året blir å få på plass økonomiske midler for å kunne gjennomføre grundige analyser av tekniske og økonomiske aspekter samt av risikoer tilknyttet flytende vindkraft. Ved hjelp av disse analysene vil man kunne nærme seg testing av en fullskala prototype.

Visjonen for selskapet på lang sikt er å være en viktig konkurrent på markedet for kommersialisering av flytende vindturbiner. Njord skal være ledende på markedet innenfor flytende vindkraft og være den foretrukne vindturbinleverandøren.

7.3 LEDERGRUPPEN

7.3.1 Sammensetning av gruppen

Daglig leder i Njord Floating Wind Power Platform AS er Christian Grorud. Grorud har det forretningsmessige ansvaret og den daglige kontakten med næringslivet. Videreutvikling av konseptet skjer på dugnad av aksjonærene i selskapet.

7.3.2 Eierforhold

Aksjeeiere i Njord Floating Wind Power Platform AS er i dag:

- Dr. Techn. Olav Olsen AS: 13,33 %
- Strukturas AS: 3 %
- Weightless Values AS: 31,84 % (eid av Christian Grorud)
- Tor Anders Nygaard: 41,84 %
- Christian Grorud: 10 %

Christian Grorud har arbeidet med energi – og miljørelaterte temaer siden 1983, både i industri, offentlig forvaltning og konsulentvirksomhet. Han har deltatt i etablering og utvikling av selskaper innenfor solenergi, bioenergi, vindkraft og kvotehandel. Grorud har deltatt i evalueringer av offentlig virkemiddelbruk og forskning, i Norge og i utlandet.

Styret i selskapet består av:

Nils Henrik Pettersson, forretningsadvokat.

Petterson er seniorpartner i advokatfirmaet Schjødt, ett av Norges ledende advokatfirmaer. Petterson har omfattende erfaring som forretningsadvokat fra flere områder, og da spesielt innenfor bygg og anlegg, olje og gass/offshore og eiendom.

Tor Ole Olsen, daglig leder.

Olsen er daglig leder av firmaet Dr. Techn. Olav Olsen AS, etablert av hans far i 1962. Olsen har arbeidet med flere typer strukturer, spesielt offshore strukturer, og han har deltatt i designet av 2/3 av alle offshore betongstrukturer i verden.

Jan Bråten, Cand.oecon.

Bråten er sjefsøkonom i Statnett SF, en offentlig virksomhet eid av den norske stat gjennom Olje – og Energidepartementet. Statnett er ansvarlig for strømnettet i Norge. Bråten var tidligere ansatt i ECON analyse (i dag ECONPöyry) fra 1994 til 2005 der han ble tilknyttet stillinger som seniorøkonom, partner og direktør for "Nordic Power Market Group" ved ECON.

7.3.3 Kunnskapsprofil

Tor Anders Nygaard har utviklet og implementert modellen 3Dfloat for å beregne den dynamiske oppførselen til offshore vindturbiner. Ved hjelp av denne og ANSYS(ANSYS 2010)har Nygaard utviklet det foreløpige designet av 5 MW Njord flytende vindturbin. To doktorgradsstudenter ved UMB og omtrent fire mastergradsstudenter per år har generell fokus på flytende vindkraft. Gjennom dette arbeidet vurderes Njord-konseptene på linje med andre aktuelle teknologier.

Dr. Techn. Olav Olsen AS og Strukturas AS har bidratt med beregninger ved hjelp av modellen SIMO, design av vinsjmekanismer, og ekspertråd når det gjelder hydrodynamikk, forankringssystem og offshoreteknologier.

7.4 MARKEDSPLAN

7.4.1 Markedspotensialet

EUs mål er å øke andelen av fornybar energi fra 8 % til 20 % innen 2020. Ytterligere incentiv om satsning på fornybar energi gis av EUs mål om at utslipp av klimagasser skal reduseres med 20 % i forhold til 1990-nivået. Norge har gode forutsetninger for å øke produksjonen av fornybar vann – og vindkraft, og EUs ambisiøse miljømål skaper muligheter for å utvikle kraftsektoren til en lønnsom eksportnæring. En slik utvikling vil gi store muligheter for norsk teknologi – og leverandørindustri. I følge The European Wind Energy Association (EWEA) var totalt installert offshore vindkraft i Europa omtrent 2 GW i utgangen av 2009 (EWEA 2010). Til sammenligning har EWEA et mål om 40 GW offshore vindkraft innen 2020 i Europa.

Vindkraftpotensialet fra havområdene utenfor norskekysten har et omfang som kan dekke en betydelig del av EUs behov for fornybar energi. Dette vindkraftpotensialet er beregnet til 1000 TWh på grunt vann. Til sammenligning er det fysiske potensialet i en dybde på 60-300 m beregnet til å være på hele 13 000 TWh(Hofstad 2007). Det vil være store havområder med gode vindressurser tilgjengelig som vil gjøre det lettere å dekke ekstrakostnadene for å bygge offshore med økt produksjon. Som følge av mer stabil vind vil en vindturbin plassert 50 km utenfor kysten av Norge, der vanndybden er mellom 100 og 300 m, produsere 20-30 % mer elektrisitet i forhold til samme vindturbin

plassert ved Horns Rev 15 km vest for kysten av Danmark(Hofstad 2007). Det forventes en brukstid på Njord på mellom 4000 og 5000 timer i året, mens bunnfast har til sammenligning en brukstid på 3000-4000 timer i året(NVE 2009).

Med dagens bunnfaste vindturbiner vil det være store kostnader knyttet til å installere vindturbiner i en vanndybde på mer enn 30-40 m. Med denne teknologien vil det være flere land, i tillegg til Norge, som går glipp av store potensielle vindressurser utenfor kysten på grunn av for dype havområder. Dette gjelder blant annet store deler av USA, Japan, Korea, Irland, Spania, Portugal og Italia. For USA er utvikling av flytende vindturbiner helt nødvendig for å kunne utnytte potensialet i offshore vind. Her ligger 86 % av totale offshore vindressurser i en vanndybde på mer enn 60 meter (Musial 2005). Bare for California i USA er det beregnet en potensiell årlig energiproduksjon på rundt 350 TWh på dypt vann(Dvorak et al. 2007). Det fysiske potensialet for Njord vil være enormt både i Norge og andre land. Slik det ser ut i dag vil man mest sannsynlig utvikle teknologien for flytende vindkraft i Norge mens utbyggingen av havvindparker vil foregå i andre land med bedre støtteordninger.

Tabell 72: Offshore vindressurspotensiale i USA (Musial 2005).

	GW gitt ved dybde (m)			
	0-30	30-60	60-900	>900
New England	10,3	43,5	130,6	0
Mid-Atlantic	64,3	126,2	45,3	30
Great Lakes	15,5	11,6	193,6	0
California	0	0,3	47,8	168
Pacific Northwest	0	1,6	100,4	68,2
Total	**90,1**	**183,2**	**517,7**	**266,2**

7.4.2 Markedet

I dag drives de aller fleste olje–og gassplattformer på norsk sokkel ved hjelp av energi fra gasskraftverk som er plassert ute på hver enkelt plattform. Utslippene fra disse kraftverkene utgjør en stor del av det norske klimagassutslippet. Omtrent 90 % av dagens utslipp i Norge kommer av energiproduksjonen til drift og boligrigg fordi kraften lages av små gasskraftanlegg på hver plattform. Et viktig tiltak for å redusere disse utslippene vil være å drive plattformene ved hjelp av ren kraft. Dette vil kunne bli et nisjemarked for offshore flytende vindturbiner. Ved å koble mellom fem og ti store,

flytende vindturbiner til en plattform kan disse erstatte en gassturbin. De flytende vindturbinene kan enten kobles i et isolert nett tilknyttet kun oljeplattformen eller med kabel til land. Dersom vindparker blir tilknyttet olje – og gassplattformer kan det være hensiktsmessig at overvåkning samt drift og vedlikehold av vindturbinene koordineres med driftsenhetene på plattformene. Dette vil gi betydelige kostnadsbesparelser.

Et annet åpenlyst marked for offshore flytende vindkraft er elektrisitetsmarkedet på land. I mars 2010 lanserte Norge og ni EU-land sin strategi for et supergrid som skal føre norsk offshore vindkraft til andre deler av Europa (NTB 2010). Hensikten med nettet er å produsere store mengder offshore vindkraft i Nordsjøen. Norge er selvforsynt med omtrent 99 % fornybar energi i form av vannkraft. Det vil derfor være viktig å kunne føre elektrisitetsproduksjonen av det enorme offshore vindkraftpotensialet i Norge nedover til land i Europa. Ved hjelp av dette supergridet vil dette kunne gjennomføres. Dette vil også kunne føre til at andre land bygger slik at Norge kan utveksle kjøp og salg av strøm etter behov.

Figur 92: Slik ser den europeiske vindkraftorganisasjonen, EWEA, for seg et fremtidig nett av strømkabler i Nordsjøen og Østersjøen (NTB 2010).

7.4.3 Miljøbetraktning

Med dagens fokus på miljø og forurensning kommer man ikke utenom en miljøbetraktning av vindkraft. For flytende vindkraft vil produksjonen av råmaterialer og produksjonen av selve vindturbinen ha en negativ effekt på miljøet. På den andre

siden vil energiproduksjonen fra vindturbinen og det faktum at store deler av vindturbinen kan gjenvinnes, ha en positiv effekt på miljøet. Stålproduksjonen vil ha den største belastningen på miljøet, og tall viser at gjennomsnittlig CO_2-utslipp fra stålindustrien er om lag 3,4 tonn CO_2 per tonn stål produsert (Raadal 2010). Njord vil med dette ha en stor fordel sammenlignet med Hywind UMB, ettersom stålvekten til Njord er betraktelig mindre enn stålvekten til Hywind UMB.

Sammenlignet med andre energikilder vil offshore flytende vindkraft ha et minimalt CO_2-utslipp under energiproduksjonen. Dersom man sammenligner med andre energikilder som kull – eller gasskraftverk vil *en* offshore flytende 5 MW turbin potensielt kunne spare miljøet for mellom 350 000 og 400 000 tonn CO_2 i løpet av en 20 års periode. Dette tilsvarer CO_2-utslippet fra energibruk til om lag 50 000 nordmenn i ett år (Miljøstatus 2010).

Oppsummert vil offshore vindkraft øke tilførselen av elektrisitet, redusere forbruket av konvensjonelt drivstoff, ha liten eller ingen karbonfotavtrykk og være en evigvarende fornybar ressurs.

7.4.4 Konkurrenter

Når det gjelder offshore flytende vindturbiner er Norge det landet i verden som har kommet lengst i utviklingen. Hywind, Sway og WindSea er basert på sparbøyeprinsippet i dag og må regnes som potensielle konkurrenter for Njord. I tillegg har et nederlandsk selskap utviklet en flytende turbin basert på TLP-teknologi, se for øvrig bilde av Blue-H i det følgende delkapittelet.

Hywind

I september 2009 ble verdens første fullskala, flytende vindturbin plassert på vannet utenfor Karmøy. Vindturbinen har fått navnet Hywind og eies av Statoil. Statoil har investert rundt 400 mill NOK til bygging og videreutvikling av piloten, samt forskning og utvikling. Prosjektet har fått nærmere 60 mill NOK i støtte av Enova. Hywind kan plasseres i havområder med dyp på mellom 120 og 700 m. Pilotprosjektet kombinerer Statoils erfaringer fra både vind -, olje – og gassindustrien. Ved hjelp av dette

pilotprosjektet håper man å høste erfaringer som vil være viktige i den videre kommersialiseringen av konseptet.

Figur 93: Hywind-konseptet baserer seg på ballast og forankringer for stabilitet(Økland 2009).

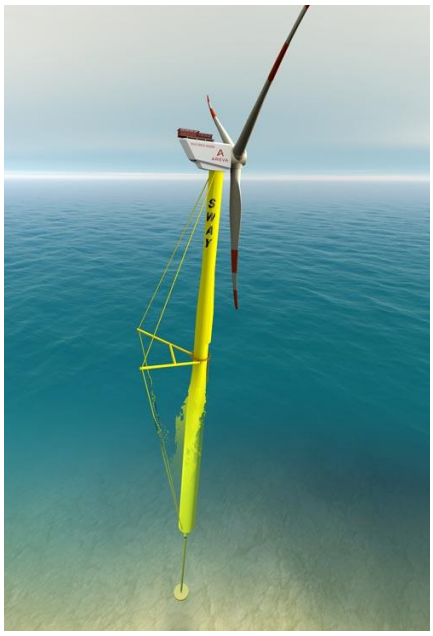
Konseptet til Hywind baserer seg på stabilisering i vannet ved hjelp av ballast og forankringer. Dette gjør at flyteren til Hywind er stor og tung, og vil medføre store kostnader knyttet til produksjon. Den flytende strukturen består av en stålsylinder som stikker 100 m under havoverflaten og er så forankret i sjøbunnen ved et trepunkts feste. Pilotturbinen utenfor Karmøy har en kapasitet på 2,3 MW og en totalmasse på 5300 tonn.

For at offshore flytende vindturbiner skal bli konkurransedyktig må kostnadene per kWh ned og dette medfører at turbinstørrelsen må opp. Ved å oppjustere turbinstørrelsen vil det være nødvendig med færre turbiner og dette vil redusere kostnadene knyttet til både tilkobling til kraftnett, montering og vedlikehold. Problemet med å øke turbinstørrelsen er at massen av tårn – og flyterkomponenter vil øke. For Hywind vil dette medføre meget store kostnader når turbinstørrelsen kommer opp i 5 – og kanskje til og med 10 MW.

Sway

Sway er ett annet flytende vindturbinkonsept som kan regnes for å ha kommet forbi skissestadiet og et steg nærmere kommersialisering i tillegg til Hywind. Sway har utviklet et system basert på et flytende tårn som strekker seg langt under havoverflaten.

Ved å fylle tårnet med ballast gir dette stabilitet for å motstå tyngden av nacelle og rotor på toppen av tårnet. Det flytende tårnet er forankret til havbunnen ved hjelp av et rør og et sugeanker. I motsetning til Hywind, er rotoren til Sway montert nedvinds. Når vinden treffer rotoren vil tårnet vippe 5-8 grader. En egen innretning i selve forankringen gjør det mulig for vindturbinen å hele tiden snu seg slik at den står gunstigst mulig i forhold til vindretningen. Sway har inngått en intensjonsavtale med ArevaMultibrid for levering av 5 MW turbiner til sitt konsept.



Figur 94: Slik ser den planlagte vindturbinen Sway ut (Sway 2010).

I februar 2010 tildelte Enova 137 mill NOK til Sway AS i støtte for å utvikle verdens største turbin. Støtten går til byggingen av en 10 MW turbin med en rotordiameter på 145 m. Sway fikk i 2009 konsesjon til test av prototype på land i Øygarden i Hordaland. Etter en testperiode på to år vil Sway ta denne teknologien til havs. Turbinen som Sway har utviklet er en girløs turbin som vil kutte kostnader, masse og vedlikeholdsutgifter knyttet til flytende vindkraft(Sway 2010).

WindSea

WindSea er outsideren i feltet og designet ut i fra et annet prinsipp enn Hywind, Sway og Njord. WindSea er tre turbiner montert sammen på en flyter. Flyteren er forankret til havbunnen gjennom ett ledd som sikrer at installasjonen kan dreie seg opp mot vinden.

Flere ankre er festet til leddet i sentrum av enheten. To av turbinene på plattformen er oppvinds mens en er nedvinds. Planlagt samlet produksjonskapasitet for enheten er på drøye 10 MW. Konseptet gir en dyrere plattform, men kostnaden per MW blir trolig redusert. Hovedtanken bak plattformen er at konseptet skal bli konkurransedyktig ved at installasjonen blir billigere å bygge, vedlikeholde og installere. Våren 2010 ser det imidlertid ut som at dette prosjektet har stoppet opp etter at en viktig aksjonær trakk seg ut av selskapet.

Figur 95: WindSea(Nilsen 2008b).

Blue H

Blue H Technologies BV plasserte verdens første flytende vindturbin utenfor kysten av Sør-Italia i 2007. Etter ett år med innsamling av driftsdata ble vindturbinen fjernet. Firmaet har designet en plattform, basert på TLP-teknologi, som er så stor og stabil at den kan holde en vindturbin flytende. Plattformen var forankret i havbunnen med forankringskabler. Konseptet kan plasseres i en dybde på 50 meter eller mer, og den kan enkelt monteres ved at den sammenstilles på land og taues til endelig plassering. Den vil også være miljøvennlig siden den enkelt kan demonteres og gjenvinnes. Blue H ønsker å vise at man kan bygge offshore vindparker til en kostnad som er konkurransedyktig med dagens bunnfaste vindturbiner(Blue H USA 2009).

Figur 96: Blue H(Blue H Technologies BV 2009).

Det som alle disse konseptene har til felles er kostbare konstruksjoner med store opptredende momenter. Njord skiller seg fra denne mengden med sitt konsept på grunn av forankringsmåten til Njord som reduserer stålvekten, og dermed også investeringskostnadene betraktelig. Ved stigende turbinstørrelser vil dette utslaget bli enda større. Forankringssystemet minimerer bevegelser i horisontalplanet slik at vindturbinen i praksis står i ro, noe som blant annet forenkler adkomst betraktelig sett i forhold til Hywind. Dette systemet er også gunstig i forhold til belastningene på nacelle og rotorblader. Dypgangen på Njord-konseptene, spesielt Njord-B, samt mindre bunnleggingsareal, gir større fleksibilitet med tanke på lokasjon i forhold til Hywind.

7.5 GJENNOMFØRINGSPLAN

7.5.1 Status

Følgende liste gir en oversikt over hva som er gjort hittil og hva det arbeides med i dag:

- Numeriske simuleringer på to konkrete konsepter; Njord-A og B. Ser foreløpig lovende ut, men programvaren er ikke endelig verifisert.
- Praktiske tester i små skala 1:100 er gjennomført i bølgebasseng ved Marintek i Trondheim. Resultater er lovende og ser foreløpig ut til å korrelere godt med numeriske beregninger.
- Certex og Dynema arbeider med konkrete prisoverslag på forankringer. Systemet ser ut til å være realistisk i praksis og økonomisk mulig.
- Det er foreløpig ikke gjort studier på produksjonsreduksjon som følger av bevegelige forankringer, og detaljene rundt dette systemet er ikke ferdig utredet.
- Det som derimot er utredet er at både Njord A og B potensielt kan fungere med forankringene konstant nede, men da med en litt høyere forankringskostnad enn med bevegelige. Endelig økonomisk avgjørelse på hva som er mest lønnsomt mangler derfor, men konseptet kan fungere som helhet.
- Sugeanker vil fungere, men det undersøkes kontinuerlig muligheter for rimeligere og enklere løsninger med blant annet torpedoanker. Dette har fortsatt noen mangelfulle begrensninger.
- Njord-designet er ikke optimalisert og detaljdimensjonert, men forenklede beregninger med retningslinjer fra gjeldende offshore standarder er utført.
- Økonomiske overslag av totale prosjektkostnader tilknyttet Njord er gjennomført, der foreløpige beregninger viser en klar fordel for Njord som følge av blant annet lavere stålvekt enn andre konsepter.
- Nacelleleverandør mangler og nedvindsturbiner må utvikles. Njord-A kan potensielt bruke tradisjonelle oppvindsturbiner, og det arbeides med å utvikle Njord-B slik at denne også kan benytte disse.
- Det arbeides med en studie på oppskalering til 10 MW, og muligheter for kontakt med Clipper som utvikler 10 MW nedvindsturbin.

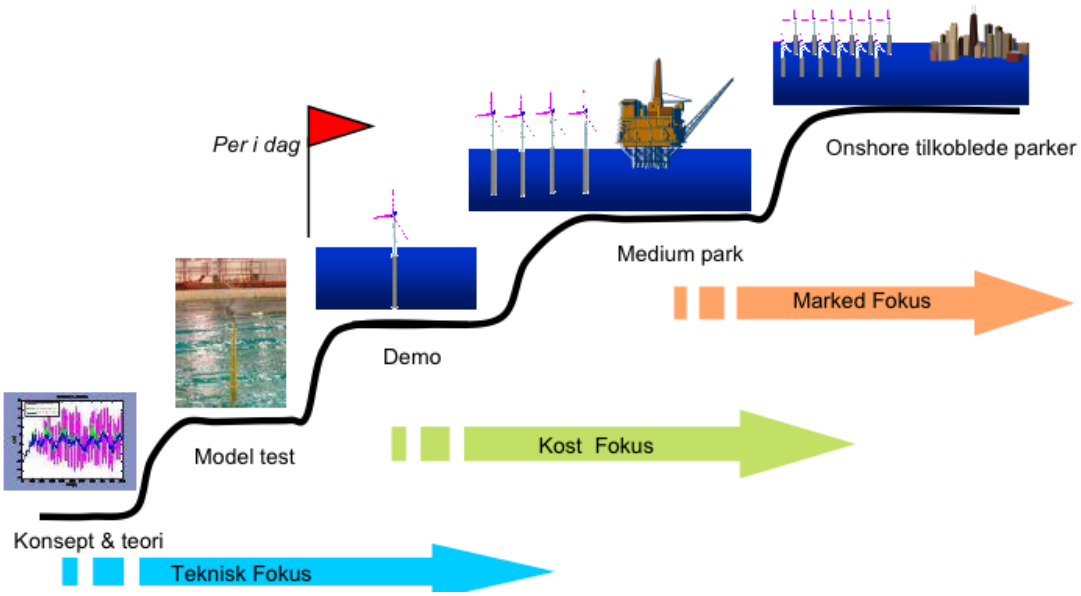
- Mulighetene for ballastering er ikke testet i praksis eller ved forsøk, men er basert på kjent teknologi fra offshorebransjen.

7.5.2 Milepæler

Følgende liste gir en oversikt over hva man forventer skal gjennomføres i løpet av det kommende året:

- Konsekvensutredning av hva som skjer med Njord ved ulykke.
- Kontakt med turbinleverandør for nedvindsturbiner.
- Endelig verifisering av 3Dfloat for å kunne stole fullt ut på beregningene.
- Bekrefte priser og fysisk beskrivelse på anker og forankringskabel.
- Kjøre test på prototype i skala 1:50.
- Simulere 10 MW modeller.
- Detaljdimensjonering av konsept for å undersøke nøyaktigheten til den foreløpige økonomiske modellen.

Figur 97 viser utviklingen fra idé til kommersialisering for offshore flytende vindturbiner i grove trekk. For å komme et skritt nærmere testing av fullskala prototype vil det for Njord være kritisk å gjennomføre grundige analyser av kostnader, tekniske aspekter og risikoer i løpet av det neste året. Ved hjelp av første finansieringsrunde håper man å kunne ansette en person på full tid for å arbeide med disse analysene. På lengre sikt vil test av en demonstrasjonsturbin i full skala være neste hovedsteg. Deretter vil bygging av mindre og medium store parker være målet, før man bygger store parker som er koblet til land. Det understrekes at dette kan ligge minst 15-20 år fram i tid.



Figur 97: Fra idé til kommersielt konsept (Bratland 2008).

7.5.3 Lansering

Når tiden er inne for å lansere Njord på markedet, vil man kunne benytte seg av flere strategier. Hvilken strategi man velger er ikke avklart enda siden Njord fortsatt er på et tidlig utviklingsstadium. For å gi et bilde av mulighetene til selskapet vil noen mulige scenarioer skisseres her. Ett av de viktigste valgene man gjør i denne sammenhengen er å bestemme om selskapet selv skal være utbygger eller ikke. Dersom man velger å være utbygger selv kan dette gjøres på flere måter (Kotler 2006):

- Joint venture: En samarbeidsform der selskapet går sammen med en strategisk partner for å danne en virksomhet med felles eierskap og kontroll. Et joint venture kan være nødvendig eller ønskelig av økonomiske eller politiske årsaker. For Njord sin del kan det være aktuelt å gå sammen med store turbinprodusenter eller en allerede etablert utbygger av bunnfaste vindturbiner. Disse vil potensielt kunne bidra med erfaringer og økonomiske midler for å realisere Njord-konseptet i et storskala perspektiv.
- Direkte investering: Selskapet er direkte eiere av monterings – og produksjonsanlegg. Bedriften kan kjøpe opp, eller eventuelt kjøpe seg inn i, en etablert bedrift, eller den kan bygge eget fabrikkanlegg. På denne måten vil bedriften beholde full kontroll over konseptet og sine investeringer.

Hovedinnvendingen mot direkte investering er at bedriften utsetter seg for en tung investering og stor risiko forbundet med denne.

For Njord kan det være aktuelt å konsentrere selskapet omkring videre forskning og utvikling av flytende vindturbinkonsepter. Dersom dette velges vil man ha ulike valgmuligheter (Kotler 2006):

- Lisensiering: Njord gir en bedrift tillatelse til å benytte patentet mot en avgift eller royalty. På denne måten får lisensgiveren adgang til markedet uten nevneverdig risiko, mens lisenstakeren får produksjonsekspertise. Ulempen med lisensiering er at lisensgiveren har mindre kontroll og går glipp av fortjeneste dersom lisenstakeren gjør stor suksess. En annen ulempe er at hvis, eller når, lisensen går ut kan lisensgiveren oppdage at den har skapt en konkurrent. Den beste strategien her er å stadig holde seg i teten når det gjelder videreutvikling av konseptet, og slik gjøre lisenstakeren avhengig av lisensgiveren.
- Selge patentet: Den siste utveien for selskapet kan være å selge konseptet til en etablert utbygger eller turbinprodusent. Ulempen med dette vil være at selskapet mister all kontroll over konseptet og utviklingen av dette. Det vil også være vanskeligheter med å bestemme verdien av patentet da det mest sannsynlig vil være snakk om store fremtidige verdier dersom offshore flytende vindkraft blir kommersielt og bygd ut i storskala.

Slik det foreløpig ser ut vil lisensiering være mest aktuelt for selskapet. På denne måten beholder man patentet og verdien av dette innad i selskapet, samtidig som risikoen og investeringene blir mindre.

7.5.4 Patent og rettigheter

En norsk patentsøknad for Njord ble levert i februar 2007. Denne søknaden ble innvilget 11.august 2008 (patent NO F03D 11/04 200601). Det er videre søkt patent i følgende land:

- USA
- Europa (EPO)
- India

- Kina
- Japan
- Sør-Korea

7.6 ØKONOMISKE VURDERINGER

For å vise det fremtidige potensialet til Njord har man valgt å vise noen kostnader tilknyttet produksjon og drift av konseptet i denne delen. Noen av de viktigste utfordringene innenfor offshore flytende vindkraft er knyttet til store kostnader i forhold til allerede kjent teknologi som benyttes for bunnfast vindkraft.

7.6.1 Utgangspunkt for økonomiske beregninger

De økonomiske beregningene som er vist i denne forretningsplanen er gjort med utgangspunkt i en LCC-analyse utført for livsløpet til Njord-A og B. Det er tatt utgangspunkt i storskala produksjon og montering, noe som betyr konstruksjon og drift av vindparker i størrelseorden 100 til 1000 vindturbiner. Kostnadene for Njord-konseptet er sammenlignet med Hywind UMB for å vise potensialet til Njord.

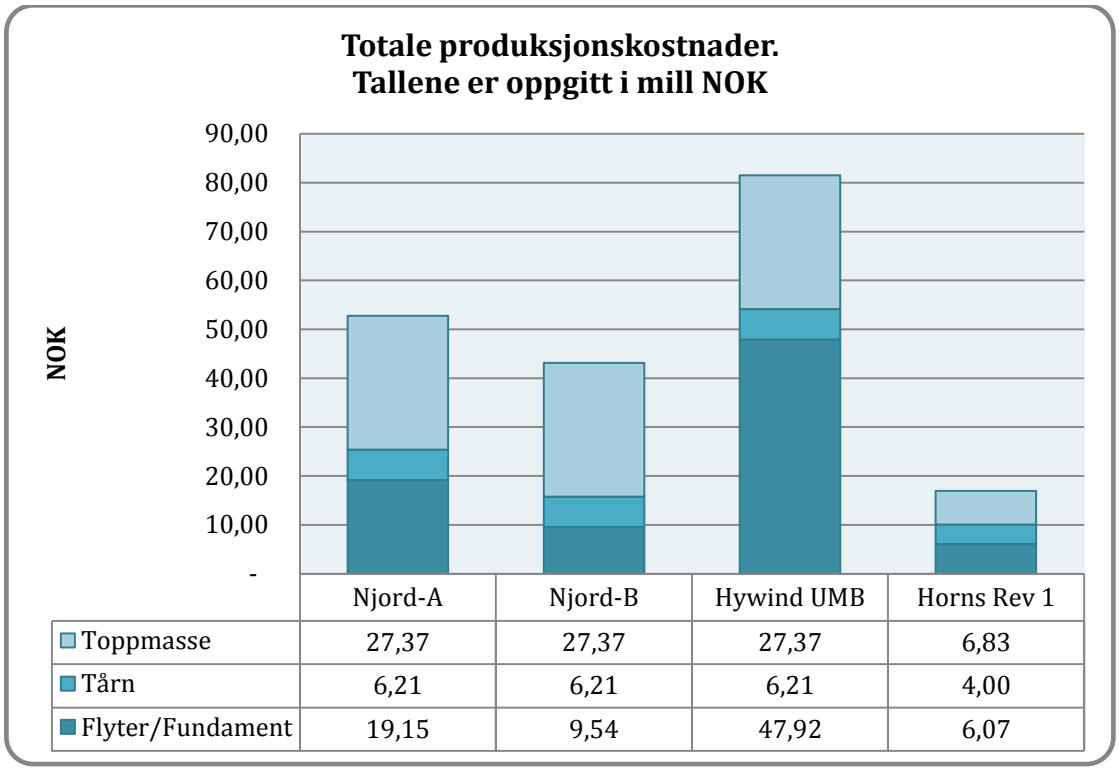
De økonomiske beregningene er delt i fire faser: Produksjon, montering, drift og vedlikehold, og dekommisjonering. De foreløpige resultatene viser at kostnadene for produksjon er det som skiller konseptene mest. Disse kostnadene er spesielt avhengig av stålpris og kostnaden for nacelle og rotor gitt fra leverandør. Stålprisen er markedsbestemt og en eventuell prisoppgang vil representere en stor trussel for stålintensive vindturbiner.

For utregninger og forutsetninger vises det til den komplette LCC-analysen.

7.6.2 Finansielle utregninger

Analysene viser en total investeringskostnad for Njord-A på omtrent 16 500 NOK/kW mens for Njord-B er tilsvarende tall omtrent 14 600 NOK/kW. Sammenlignet med Hywind UMB er investeringskostnaden nesten 21 000 NOK/kW. Årsaken til denne store forskjellen er som nevnt tidligere den store forskjellen i stålvekt mellom konseptene. Figuren under viser fordelingen mellom nacelle – og rotorkostnader, tårn og flyter for Njord-konseptene og Hywind UMB. Figuren viser også en sammenligning av de flytende konseptene mot en bunnfast referanse, i dette tilfelle Horns Rev 1. Merk at Horns Rev 1

benytter en 2 MW turbin og kostnadene knyttet til denne er derfor vesentlig lavere enn for de flytende konseptene.



	Njord-A	Njord-B	Hywind UMB	Horns Rev 1
Toppmasse	27,37	27,37	27,37	6,83
Tårn	6,21	6,21	6,21	4,00
Flyter/Fundament	19,15	9,54	47,92	6,07

Figur 98: Fordelingen mellom nacelle – og rotorkostnader (toppmasse), tårn og flyter for Njord-konseptene og Hywind UMB. Figuren viser også en sammenligning mot Horns Rev 1.

Fra figuren ser man at det er store kostnadsforskjeller mellom Hywind UMB og Njord. Dette kommer som nevnt av den store forskjellen i stålvekt på flyterdelen mellom konseptene. Produksjonskostnadene er svært avhengig av stålprisen på produksjonstidspunktet. For den viste figuren er stålprisen estimert til 23,75 NOK/kg. Årsaken til at kostnaden for nacelle og rotor er vesentlig lavere for Horns Rev 1 sammenlignet med de flytende konseptene er at det for Horns Rev 1 benyttes en effekt på 2 MW, mens det er beregnet en effekt på 5 MW for de flytende konseptene.

Drift – og vedlikeholdskostnader for flytende vindturbiner er en stor utfordring. Vanskelig adkomst og mindre tilgjengelighet gjør at disse øker sett i forhold til landbasert og bunnfast vindkraft. Forutsatt teknologiutvikling innenfor dette feltet kan det forventes at disse vil ligge rundt 0,06 NOK/kWh for Njords konsepter.

De totale kostnadene, som inkluderer investering og løpende drifts – og vedlikeholdskostnader fordelt over levetiden, er for Njord-A beregnet til 0,42 NOK/kWh. For Njord-B er de omtrent 0,38 NOK/kWh, mens for Hywind UMB er de over 0,51 NOK/kWh. Denne sammenligningen viser at med dagens strømpriser i Storbritannia på omtrent 0,40 NOK/kWh kan Njord-B konkurrere med andre energikilder. Resultatene indikerer også at Hywind UMB vil måtte trenge betydelige subsidier i forhold til Njord-konseptene. Til sammenligning er de totale kostnadene for en bunnfast referanse beregnet til 0,77 NOK/kWh.

De finansielle utregningene viser at Njord-konseptet er levedyktig i forhold til kostnader og andre offshore vindturbinkonsepter.

7.6.3 Finansiering

Eiendelene til firmaet er hovedsakelig det norske patentet, patenter i påvente og arbeidet utført av aksjeeierne for å utvikle konseptet. Njord har tidligere blitt tildelt 2,5 mill NOK fra Norges Forskningsråd. Disse ligger fortsatt urørt siden Njord foreløpig mangler nødvendig tilsvarende egenkapital.

For å kunne gjennomføre den videre forskningen er selskapet avhengig av å skaffe 5 mill NOK gjennom investorer. Dette vil hjelpe selskapet med å videreutvikle konseptet og gjennomføre flere tester for å vise at konseptet er levedyktig.

7.7 RISIKO

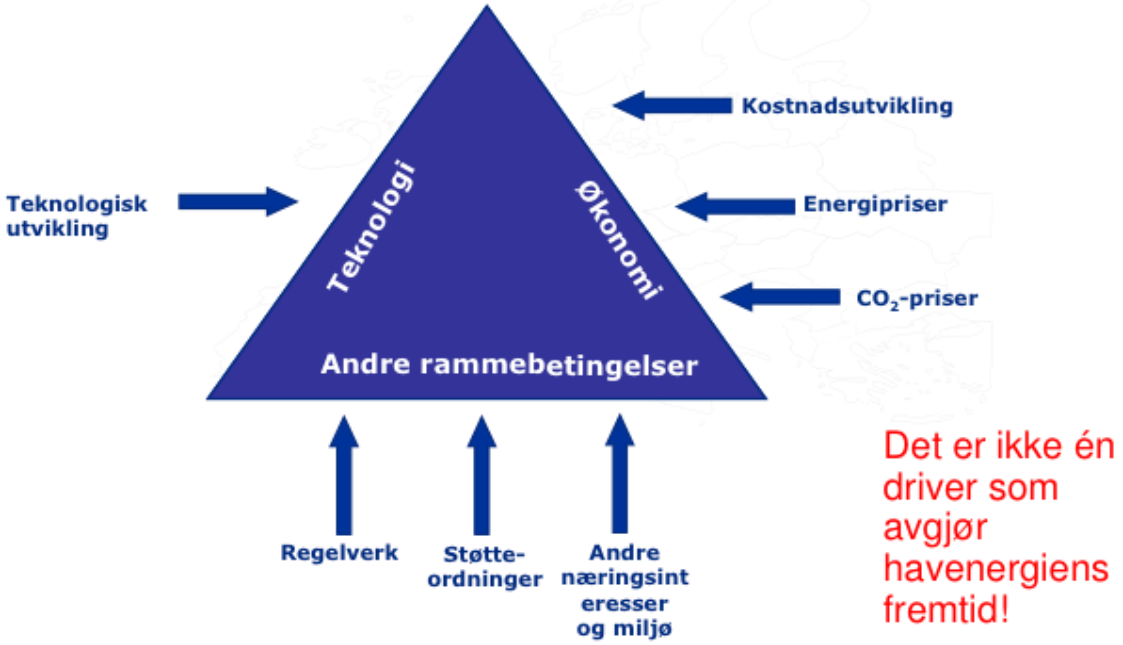
Med bakgrunn i at flytende vindkraft fortsatt er en umoden teknologi vil det naturlig være en del risiko forbundet med dette. Man står ovenfor store utfordringer før man når kommersialisering av konseptet. Hovedutfordringene er knyttet til kostnader og teknologi. Det gjenstår mye teknologiutvikling før vindenergi til havs kan konkurrere med de nåværende strømprisene. Bare prototypen til Hywind kostet rundt 400 mill NOK, og i tillegg til dyre konstruksjoner kommer et kraftnett i Nordsjøen som trolig vil koste rundt 150 mrd NOK. Det vil også oppstå en rekke problemer tilknyttet vedlikehold, noe man håper å kunne løse via fjernstyrte operasjoner fra land. Dette forutsetter omfattende teknologiutvikling.

I tillegg til de tekniske utfordringene for offshore vindkraft står man også ovenfor ikke-tekniske barrierer. Noe av det viktigste er at man trenger virkemidler for å overkomme dagens gap mellom inntekter og investeringskostnader. Det må også investeres i infrastruktur for nettilknytning og tilpasning av kraftsystem på land for å fase inn store mengder vindkraft. Retningslinjer og lover må på plass når det gjelder saksgang for å skaffe nødvendige tillatelser, og hvilke prinsipper som skal legges til grunn ved vurdering av miljøforhold og brukerkonflikter.

8 KONKLUSJON

8.1 VURDERINGER

Oppgaven har analysert interne kostnader knyttet til ulike faser i livsløpet til utvalgte offshore flytende vindturbinkonsepter. Disse har blitt sammenlignet med en bunnfast referanse, hovedsakelig har dette vært Horns Rev 1. Eksterne faktorer er blitt diskutert i forhold til hvilken betydning disse vil ha for flytende vindkraft. For at flytende vindkraft skal være konkurransedyktig i elektrisitetsmarkedet vil politisk vilje være avgjørende. Dette gjelder spesielt i forhold til CO_2-kvotepriser og subsidier av fornybar elektrisitetsproduksjon. Foreløpige vurderinger viser at flytende vindkraft kan konkurrere med andre energikilder uten subsidier innenfor en tiårsperiode forutsatt økte kraftpriser.



Figur 99: Fremtidsutsikter og drivere for offshore, flytende vindkraft(Skjølsvik 2007).

De totale prosjektkostnadene viser at Njord-B er det mest lønnsomme av de evaluerte konseptene i denne analysen. Total besparelse ved å velge Njord-B istedenfor Hywind UMB er omtrent 30 mill NOK per vindturbin totalt over livsløpet. Denne besparelsen ligger hovedsakelig i produksjonskostnadene på grunn av Njord-B sin vesentlige lavere stålvekt i flyter enn Hywind UMB. Sensitivitetsanalysen viser at kostpris per kWh er

svært sensitiv i forhold til realavkastningskravet og store investeringskostnader forverrer dette ytterligere. Med ett realavkastningskrav på 8,2 % kan Njord-A og B kunne levere elektrisitet til kraftnettet for en kostpris på henholdsvis 0,42 NOK/kWh og 0,38 NOK/kWh, mens Hywind UMB har en kostpris på 0,51 NOK/kWh.

Resultatene indikerer at Hywind UMB er avhengig av høyere subsidier enn Njord-konseptene for å kunne overleve. Størrelsen på subsidiene vil variere fra land til land. For Storbritannia med en kraftpris på omtrent 0,40 NOK/kWh vil Njord-B antas å være lønnsom uten subsidier mens Hywind UMB trenger opp i mot 0,11 NOK/kWh for å være lønnsom med dagens kraftpris.

En vurdering av konseptenes sterke og svake sider gjennom en SWOT-analyse, resulterte i at Njord-konseptene kom bedre ut enn Hywind UMB. Årsaken til dette ligger hovedsakelig i et mer effektivt materialforbruk i flyter og mindre dypgang som gir større fleksibilitet med hensyn på montering, dekommisjonering og plassering på grunnere vann. I tillegg legger Njord-konseptene beslag på et mindre bunnleggingsareal som følge forankringssystemet og dette fører til mindre problematisk ferdsel innad i vindparken.

Med bakgrunn i de økonomiske og tekniske analysene, er det utarbeidet en plan for finansieringssteg 1 for Njord-konseptene. Denne planen er ment som et selvstendig dokument. Formålet med planen er å vise potensialet til Njord-konseptene ovenfor potensielle investorer.

8.2 VIDERE ARBEID

Enkelte aspekter ved oppgaven foreslås bearbeidet videre.

Det bør i videre arbeid undersøkes grundigere om det er lønnsomt å øke platedimensjonen, da dette trolig også vil øke bulkprisen. Dette vil først og fremst være aktuelt ved storskala produksjon.

Overingeniør Bjørn Brenna ved UMB stiller spørsmålstegn vedrørende en avsettytelse på 12,5 kg som ble antatt av (Zwick 2010). Faktisk avsettytelse bør undersøkes ytterligere i videre arbeid og avhenger også i stor grad av hvor stor produksjon man planlegger.

Det bør også arbeides videre med å finne en mer eksakt verdi for arbeidskostnader. Denne vil være veldig avhengig av graden av automatisering, størrelsen på hver produksjonslinje og plassering i verden da det trolig vil bli bygd egne produksjonslinjer for hver park.

Det bør jobbes med å finne en mer eksakt verdi for administrasjonskostnader. I oppgaven forusettes storskala produksjon som er bakgrunnen for ett relativt lavt anslag på 50 % av de totale arbeidskostnadene benyttes.

Valsing av vindturbinene i to eller tre hele plater, da spesielt for flytere eller fundament som er sylindrisk, bør vurderes. Det er i oppgaven kun skissert hvilken effekt dette vil ha økonomisk, men hva som er mest hensiktsmessig i forhold til spenninger i konstruksjonen er ikke gransket.

Ved at det utvikles og benyttes mange ulike bunnfaste fundament bør det i videre arbeid utledes forskjellen i produksjonspris mellom disse.

Det er i denne oppgaven valgt å benytte Aquilo som en potensiell monteringsmåte. Dette er et konsept som kan sies å være på et tidlig stadium i utviklingen. Av denne grunn anbefales det å undersøke alternative monteringsmåter og finne den metoden som gir lavest kostnader inkludert en grundig evaluering av investeringskostnader knyttet til konseptet.

Forankringskostnadene i denne oppgaven må sees på som grove estimat siden det ikke lykkes å få tak i konkrete tall på kostnader innenfor den gitte tidsfristen. Denne kostnaden er en viktig del av de flytende konseptene og det må derfor arbeides videre med å oppdrive konkrete og reelle tall på forankringskostnader. Ulikheter i type forankring mellom konseptene må også analyseres nærmere.

For drifts - og vedlikeholdskostnader må de tekniske forskjellene mellom ulike konsepter analyseres nærmere. For denne oppgaven er drift – og vedlikeholdskostnaden forutsatt å være lik for Njord-konseptet og Hywind UMB, men i realiteten vil det være forskjeller som følge av teknologien som må tas hensyn til for å estimere den reelle forskjellen kostnader.

9 KILDEHENVISNINGER

A2SEA. (2009). *World leader in offshore wind installation and service solutions*. Fredericia: A2SEA. Tilgjengelig fra: http://www.a2sea.com/Default.aspx?ID=53) (lest 17.2.2010).

Acergy M.S Limited. (2008). *Acergy Piper specifications*. London, England: Acergy M.S Limited. Tilgjengelig fra: http://www.acergy-group.com/public/home (lest 2.2.2010).

ANSYS. (2010). *ANSYS Mechanical*. Release 12.0 utg.: ANSYS Inc.

Areva Multibrid. (2010). *M5000*: Areva Multibrid Tilgjengelig fra: http://www.multibrid.com/index.php?id=21&L=1 (lest 19.4.2010).

Aune, F. R. & Rosendahl, K. E. (2008). Kraftpris og CO2-utslipp fram mot 2020: Statistisk Sentralbyrå. 10 s.

Berg, L. N. (2010). *Vindturbinen*. Oslo: KanEnergi AS. Tilgjengelig fra: http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1743 (lest 12.4.2010).

Bland, T. (2004). Merlin Offshore wind turbine installation system. London, England: The Engineering Business LTD. 175 s.

Blue H Technologies BV. (2009). *Blue H USA press release*. Oosterhout, Nederland: Blue H Technologies BV. Tilgjengelig fra: http://www.bluehusa.com/pressrelease12.aspx (lest 15.02.2010).

Blue H USA. (2009). *Blue H Technology*. Massachusetts. Tilgjengelig fra: http://www.bluehusa.com/technologyoverview.aspx (lest 15.2.2010).

Boer, R. & Hageman, E. (2008). HLCV BOREALIS - Heave lift Construction Vessel. Rotterdam, Nederland: Nordic Heavy Lift ASA. 25 s.

Borgen, E. (2010). Floating Wind Power in Deep Water: Competitive with Shallow-water Wind Farms? Oslo: Sway AS. 5 s.

Bortne, E. (2010). *S-Cat semi nedsenkbar katamaran* (Epost til Inghild Lysne Sanden 7.3.2010).

Bratland, S. (2008). Fra FOU til verdiskapning og næringsutvikling - StatoilHydros satsning på havbasert vindkraft. I. Oslo: StatoilHydro.

Brekke, U. (2010). *Angående sveiserobot* (Samtale med Bjørn Ivar Vold 15.03.2010).

Brenna, B. (2010a). *Stålpriser*. Ås (Samtale mellom overingeniør Bjørn Brenna ved UMB og Bjørn Ivar Vold 25.3.2010).

Brenna, B. (2010b). *Sveising*. Ås (Samtale mellom overingeniør Bjørn Brenna ved UMB og Bjørn Ivar Vold 23.2.2010).

Bryars, S. & Holt, J. (2008). European Wind Farm Project Costs: History and Projections 2008 Study. *Garrad Hassan*. 52 s.

Byrkjedal, Ø., Berge, E. & Tallhaug, L. (2007). Kartlegging av offshore vindressurser. I: vindteknikk, K. (red.). 36 s.

DeIonno, P., Salgado, I., Enslin-Payne, S. & Pressly, D. (2010). *Steel industry crucial to renewable energy efforts*: Business report. Tilgjengelig fra: http://www.busrep.co.za/index.php?fSectionId=553&fArticleId=3650847 (lest 10.03.2010).

DirNat. (2010). *Vannkraft*. Trondheim: Direktoratet for naturforvaltning. Tilgjengelig fra: http://www.dirnat.no/content.ap?thisId=1000 (lest 22.4.2010).

DnB Nor. (2010). *Gjennomsnittskurser mot NOK*. Oslo. Tilgjengelig fra: https://www.dnbnor.no/markets/valuta_og_renter/valutakurser/historiske/2009.html (lest 19.4.2010).
DnBNOR. (2010). *Gjennomsnittlige valutakurser*. Tilgjengelig fra: https://www.dnbnor.no/markets/valuta_og_renter/valutakurser/historiske/2007.html (lest 0404).
DnBNOR. (2010). *Gjennomsnittlig valutakurser*. Tilgjengelig fra: https://www.dnbnor.no/markets/valuta_og_renter/valutakurser/historiske/2006.html (lest 0404).
Dong Energy. (2008a). The construction of Nysted Offshore wind farm. Fredericia, Danmark: Dong Energy A/S. 16 s.
Dong Energy. (2008b). *Horns Rev havmøllepark*: Dong Energy. Tilgjengelig fra: http://www.hornsrev.dk/default.htm (lest 17.2.2010).
Dong Energy. (2009). *Horns Rev 2*. Fredericia, Danmark: Dong Energy A/S. Tilgjengelig fra: http://www.dongenergy.com/Hornsrev2/EN/Pages/index.aspx (lest 12.2.2010).
Dvorak, M. J., Jacobson, M. Z. & Archer, C. L. (2007). California Offshore Wind Energy Potential. 18 s.
DWIA. (2003). *A wind energy pioneer: Charles F. Brush*. Danmark: Danish Wind Industry Association. Tilgjengelig fra: http://www.talentfactory.dk/en/pictures/brush.htm (lest 4.5.2010).
ECONorthwest. (2001). The economic benefits of renewable energy and cost-effective energy efficiency.
EEA. (2009). Europe's onshore and offshore wind energy potential: An assessment of environmental and economic constraints. København: European Environment Agency. 90 s.
Elsam. (2010). Horns-Rev offshore wind farm. Fredericia: Elsam A/S. 4 s.
Enderud, J. (2009). *Serieproduksjon av offshore vindmøller*. Oslo: Automatisering. Tilgjengelig fra: http://www.automatisering.org/default.asp?menu=6&id=6301 (lest 27.4.2010).
Energilink. (2008). *Vindkraft (i Norge)*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: http://energilink.tu.no/leksikon/vindkraft%20i%20norge.aspx (lest 12.2.2010).
Energilink. (2010). Vindmølle til å kverne korn. *Teknisk ukeblad*.
EnergiNorge. (2010). *General Electric med storsatsing på offshore vind i Norge*: EnergiNorge. Tilgjengelig fra: http://www.energinorge.no/energiproduksjon/general-electric-med-storsatsing-paa-offshore-vind-i-norge-article7835-238.html (lest 5.5.2010).
Energirådet. (2008). Vindkraft offshore: industrielle muligheter for Norge. Oslo: Energirådet. 30 s.
Energy Insights. (2008). *Oil Reserves*. London. Tilgjengelig fra: http://www.energyinsights.net/cgiscript/csArticles/articles/000001/000139.htm (lest 27.4.2010).
ESAB. (2010). *Weld Metal Cost Worksheet Instructions*: ESAB. Tilgjengelig fra: http://www.esabna.com/EUWeb/FM_handbook/577fm8_6.htm (lest 17.03.2010).

Eurofer. (2010). *Scrap price index*: European Confederation of iron and steel industries. Tilgjengelig fra: http://www.eurofer.org/index.php/eng/Facts-Figures/Figures/Scrap-price-index (lest 9.4.2010).
EWEA. (2009). *The Economics of Wind Energy*: European Wind Energy Association. 63 s.
EWEA. (2010). The European offshore wind industry - key trends and statistics 2009: The European Wind Energy Association. 14 s.
Faltinsen, O. M. (1990). *Sea loads on ships and offshore structures*. Cambridge: Cambridge University Press. 328 s.
Fob Shipping. (2008). *FOB Lady*. Bergen: Fob Shipping. Tilgjengelig fra: http://www.fob-shipping.com/13.html (lest 20.3.2010).
Fob Shipping. (2010). *Fob Swath*. Bergen: Fob Shipping. Tilgjengelig fra: http://www.fob-shipping.com/14.html (lest 20.3.2010).
Fornybar Energi. (2009). Vindenergi: Hvordan virker det? *Fornybar Energi*: 18.
Fornybar.no. (2010). *Konstruksjon og fundamentering av vindturbiner*: fornybar.no. Tilgjengelig fra: http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?articleID=61 (lest 10.03.2010).
Forskningsrådet. (2007). Foresight 2007: Offshore vindenergi. Oslo: Norges Forskningsråd. 33 s.
Gjølberg, O. & Johnsen, T. (2007). Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn? Ås. 57 s.
Gjølberg, O. (2010). *Masteroppgåve i Industriell økonomi* (Epost til Inghild Lysne Sanden 21.4.2010).
Grorud, C. (2010). *Potensialet for offshore, flytende vindkraft* (Samtale med Bjørn Ivar Vold 22.4.2010).
Grubb, A. (2010). *Peak oil primer*: Energy Bulletin. Tilgjengelig fra: http://www.energybulletin.net/primer.php (lest 27.4.2010).
Guttormsen, A. (2010). *Mastergradsoppgåve i Industriell økonomi*. Ås (Epost til Inghild Lysne Sanden 6.4.2010).
Hamnaberg, H., Nybakke, K. & Skau, S. (2010). Tilgangen til fornybar energi i Norge - et innspill til Klimakur 2020. Oslo: Norges vassdrags-og energidirektorat. 33 s.
Hansen, T. F. (2010). Markedsrapport nr. 01 2010: Et stålmarked i svak bedring. Oslo: Norsk Stål.
Hauglum, K. (2010a). *Prisområder i Norge* (Epost til Inghild Lysne Sanden 25.3.2010).
Hauglum, K. (2010b). *Tilkoblingskostnader til offshore nett (flytende vindturbiner)* (Epost til Inghild Lysne Sanden 19.3.2010).
Haugstad, T. (2009). *Hywind i vannet: Denne piloten koster 400 millioner*. Oslo: Teknisk ukeblad. Tilgjengelig fra: http://www.tu.no/nettarkiv/article208357.ece.
Havsul. (2006). Konsesjonssøknad og konsekvensutredning for Havsul 1, Sandøy kommune. Oslo: Havsul 1 AS. 136 s.
Heggset, J. (2009). Drift og vedlikehold av offshore vindkraftverk. I: *Vindkraft FoU-seminar 22.-23.januar 2009*. Trondheim: SINTEF Energiforskning.
Helgesen, O. K. (2007). *Rust stanser vindparker offshore*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: http://www.tu.no/energi/article111221.ece (lest 12.3.2010).
Hoff, K. G. (2010). *Mastergradsoppgåve i Industriell økonomi* (Epost til Inghild Lysne Sanden 6.4.2010).
Hofstad, K. (2007). Vindkraftpotensialet utenfor norskekysten (offshore). Oslo: Norges vassdrags-og energidirektorat. 38 s.

Hydro. (2005). *Flytende vindmøller - Konsesjonssøknad for HYWIND demonstrasjonsmølle*. Stavanger: Hydro. 18 s.
Innovasjon Norge. (2010). *Forretningsplan*. Oslo: Innovasjon Norge. Tilgjengelig fra: http://www.innovasjonnorge.no/Satsinger/Ny-ide-eller-starte-bedrift/Relevante-ressurser/Nyttige-tips-om-kommersialisering/Forretningsplan/ (lest 13.4.2010).
Juvsett, S. (2010). *Bunkers til fartøy brukt i offshore vindmølleindustri* (Epost til Inghild Lysne Sanden 8.3.2010).
Kanestrøm, M. K. (2009). Mulighetsstudie: Vurdering av vindkraft offshore til reduksjon av klimagassutslipp. Stavanger: Lyse. 54 s.
KFD. (2010). *Karbondioksid CO2, utslipp*. Oslo: Klima- og forurensningsdirektoratet. Tilgjengelig fra: http://www.miljostatus.no/Tema/Klima/Klimanorge/Utslipp-av-klimagasser/Karbondioksid-CO2-utslipp/ (lest 5.4.2010).
KLIF. (2009). *Klimakur 2020 forventer at kvoteprisen vil stige*: Klima-og forurensninigsdirektoratet. Tilgjengelig fra: http://www.klif.no/no/Aktuelt/Nyheter/2009/September-2009/Klimakur-2020-forventer-at-kvoteprisen-vil-stige/?cid=3346 (lest 2804).
Konglevoll, K. (2010). *Kostnader tilknyttet Havsul 1* (Epost til Bjørn Ivar Vold 22.03.10).
Kotler, P. (2006). *Markedsføringsledelse*. 3 utgave utg.: Gyldendahl Norsk forlag.
Kristjansdottir, T. F. (2007). Offshore energiproduksjon: Status og sammendrag av muligheter. Oslo: Norges Naturvernforbund. 24 s.
Krohn, S., Morthorst, P.-E. & Awerbuch, S. (2009). The Economics of Wind Energy. Brüssel: European Wind Energy Association.
Kunnskapsforlaget. (2010). *Kunnskapsforlagets blå språk-og ordboktjeneste*. Oslo: H. Aschehoug & Vo. AS og Gyldendal ASA. Tilgjengelig fra: www.ordnett.no.
Kunnskapssenteret. (2010). *Strategisk analyse (SWOT-analyse)*. Oslo. Tilgjengelig fra: http://www.ogbedreskaldetbli.no/metoder_verktoy (lest 13.4.2010).
Levi, E. E. (2009). *Welding-cost estimate, the power of knowledge: Solutions with Effective Practical Advice*. Tilgjengelig fra: http://www.welding-advisers.com/Welding-cost.html (lest 9.4.2010).
LICengineering. (2004). North Hoyle wind farm: LICengineering A/S,. 4 s.
Lyse. (2009). Offshore vindkraft: Utfordringer for planlegging og vedlikehold. I: *HMS arbeid ved vindkraftanlegg, temadag 3.12.2009*. Stavanger: Lyse.
Macleod, m. (2010). *General Electric to build offshore wind manufacturing plant in UK*: OverOll. Tilgjengelig fra: http://www.overoll.com/Content/General-Electric-to-build-offshore-wind-manufacturing-plant-in-UK-/2010/3/25/209911.news.
Martinez, K. K. (2000). *ICF Consulting European Power Model Links Higher Electricity Prices to Higher Oil Prices*. London: ICF International. Tilgjengelig fra: http://www.icfi.com/Newsroom/IPM-Europe.asp (lest 27.4.2010).
Mclamb, E. (2010). *Fossils Fuels vs. Renewable Energy Resources:*
Energy's Future Today: Ecology global network. Tilgjengelig fra: http://ecology.com/features/fossilvsrenewable/fossilvsrenewable.html (lest 2504).
Miljøstatus. (2010). *Karbondioksid C02, utslipp*. Oslo: Klima-og forurensningsdirektoratet. Tilgjengelig fra: http://www.miljostatus.no/Tema/Klima/Klimanorge/Utslipp-av-klimagasser/Karbondioksid-CO2-utslipp/ (lest 22.4.2010).

Miller, D. K. (2004). *Determining the cost of welding*: Welding design and fabrication. Tilgjengelig fra: http://weldingdesign.com/processes/news/wdf_10760/ (lest 22.2.2010).
Morgan, C. A., Snodin, H. M. & Scott, N. C. (2003). *Offshore wind - Economies of scale, engineering resource and load factors*. 3914/BR/01. Bristol, England: Garrad Hassan. 39 s.
Moss, D. W. & Myhr, A. (2008). *Pivotering ved storskala montering av singelbøye offshore vindmøller. Semesteroppgave*. Ås: UMB, Institutt for matematiske realfag og teknologi. 119 s.
Moss, D. W. & Myhr, A. (2009). *Monteringskonsept for flytende offshore vindturbiner*. Hovedoppgave. Ås: UMB, Institutt for matematiske realfag og teknologi. 280 s.
Multiconsult. (2009). Siragrunnen vindpark: Lokalisering av anleggs-og drifts-/vedlikeholdsbaser. Oslo: Multiconsult AS. 24 s.
Museumsnett. (2009). *Plattformer og skip*. Oslo: Museumsnett. Tilgjengelig fra: http://www.museumsnett.no/ntm/no/utstillingene/Jakten_oljen/plattformer.htm (lest 17.2.2010).
Musial, W. (2005). Offshore Wind Energy Potential for the United States. I: *Wind Powering America: Annual State Summit*. Evergreen, Colorado.
Myhr, A. (2010a). *Forankringskostnader for Njord* (Samtale mellom Anders Myhr og Inghild Lysne Sanden 23.4.2010).
Myhr, A. (2010b). *Platestørrelse til sveiseanalyse* (Samtale mellom Anders Myhr og Bjørn Ivar Vold 28.2.2010).
Myhr, A. (2010c). *SWOT-analyse for Njord-A og B* (Samtale mellom Bjørn Ivar Vold og Anders Myhr 20.4.2010).
Myhre, K. (2010a). *Skrapverdi på stål* (Epost til Inghild Lysne Sanden 9.4.2010).
Myhre, K. (2010b). *Stålpriser til masteroppgave* (Epost til Bjørn Ivar Vold 2.2.2010).
Natur og Ungdom. (2010). *Fornybar energi*. Oslo: Natur og Ungdom. Tilgjengelig fra: http://www.nu.no/saker/energi/fornybar/vindkraft (lest 22.4.2010).
Nestor. (2010). Sveis.
Nilsen, J. (2007). *Må bytte ut alle vindturbinene*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: http://www.tu.no/energi/article112447.ece (lest 15.3.2010).
Nilsen, J. (2008a). *Vil halvere vekten på vindturbiner*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: http://www.tu.no/energi/article129639.ece (lest 12.3.2010).
Nilsen, J. (2008b). *Windsea*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: http://www.tu.no/energi/article176859.ece (lest 4.3.2010).
Nord Pool Spot AS. (2010). *Nord Pool Spot*. Lysaker: Nord Pool Spot AS. Tilgjengelig fra: http://www.nordpoolspot.com/ (lest 29.3.2010).
Nordic Heavy Lift ASA. (2008). Board of Director's 4th Quarter 2008 Report. Rotterdam, Nederland: Nordic Heavy Lift ASA. 3 s.
NORWEA. (2009). *Offshore vindkraft*. Oslo: Norsk Vindkraftforening. Tilgjengelig fra: http://www.vindkraft.no/Default.aspx?ID=209 (lest 12.4.2010).
NorWind. (2009). Havvind - En ny mulighet for subseabransjen?
NREL. (2007). Engineering Challenges for Floating Offshore Wind Turbines.
NREL. (2010). *Large Wind Turbine Research*: National Renewable Energy Laboratory Tilgjengelig fra: http://www.nrel.gov/wind/large_wind.html (lest 2.5.2010).
NTB. (2010). *Lanserer supernett i dag*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: http://www.tu.no/energi/article239433.ece (lest 8.3.2010).

NVE. (2009). Analyser av offshore modellsimuleringer av vind. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat. 28 s.
Nygaard, T. A. (2010). *Forankringskostnader for Hywind* (Samtale mellom Tor Anders Nygaard, Inghild Lysne Sanden og Bjørn Ivar Vold. 23.4.2010).
Nymoen, T. (2009). *Hywind får medvind*. Haugesund: Haugesunds Avis. Tilgjengelig fra: http://www.h-avis.no/nyheter/hywind-far-medvind-1.1780421 (lest 27.4.2010).
OceanWind AS. (2008). Melding om planlegging av Ægir Havvindpark. Oslo. 34 s.
Oddekalv, K. W. (2010). *Dekommisjonering av flytende vindturbiner* (Epost til Inghild Lysne Sanden 29.3.2010).
ODE. (2006). Study of the costs of offshore wind generation: A report to the Renewables Advisory Board (RAB) & TDI: Offshore Design Engineering (ODE) Limited. 116 s.
Odfjell, F. (2010). *S-Cat semi nedsenkbar katamaran* (Epost til Inghild Lysne Sanden 6.3.2010).
OECD. (2009). *Trends in the global steel market*. 66thSteel Committee Meeting
Paris, s. 5: OECD.
Oksholen, T. (2009). Vinn Vind. *Gemini*: 7 (lest 2.3.2010).
Olsen, J. (2008). *Offshore vindkraft: Tekniske og økonomiske vurderinger for utbygging og tilkobling.* Trondheim: NTNU, Institutt for elkraftteknikk. 113 s.
Patel, P. (2009). *Floating Wind Turbines to Be Tested*. Tilgjengelig fra: http://spectrum.ieee.org/green-tech/wind/floating-wind-turbines-to-be-tested (lest 10.4.2010).
PE. (2010). *Alternative Energy Cost Comparisons*: Portsmouth Energy.
Pearson, D. (2001). Decommissioning Wind Turbines in the UK Offshore Zone. I. London: BWEA Annual Conference 2001.
Rademakers, L. W. M. M., Braam, H., Obdam, T. S., Frohbose, P. & Kruse, N. (2008). Tools for estimating operation and maintenance costs of offshore windfarms: State of the art. Petten, Germany: ECN Wind Energy. 10 s.
Reitan, H. (2010). *Døgnleiepriser for PSV og AHTS* (Epost til Inghild Lysne Sanden 22.3.2010).
REpower. (2010). *The REpower product range*: REpower Systems. Tilgjengelig fra: http://www.repower.de/index.php?id=12&L=1 (lest 12.3.2010).
Raadal, H. L. (2010). *LCA-analyse for flytende turbiner* (Epost til Inghild Lysne Sanden 21.4.2010).
Seatower. (2009). Towers of power. *Nordic Energy Solutions*.
Seehusen, J. (2010). *Condeep-teknologi for havvind*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: http://www.tu.no/bygg/article231003.ece (lest 8.2.2010).
SFFE. (2008). Fornybar energi: Bedre miljø og økt verdiskaping. Oslo: Senter for Fornybar Energi.
Ship-Technology. (2010). *HLCV Borealis - Heavy Lift Construction Vessel*. Tilgjengelig fra: http://www.ship-technology.com/projects/hlcv-Borealis/ (lest 7.4.2010).
Sjøberg, J. (2008). *Verdens ti verste steder*. Oslo: Aftenposten. Tilgjengelig fra: http://www.aftenposten.no/klima/article2513137.ece (lest 27.4.2010).
SKF Danmark. (2009). Et havari i en vindmølle er forbundet med store kostnader: derfor er det viktig å oppdage problemer i tide. *Forum* (19): 4.
Skjølsvik, K. O. (2007). Drivkraft for fremtidsrettede energiløsninger. Kristiansund: Enova. 25 s.

Slot, E. (2008). Kentish Flats Offshore Wind farm 2nd Annual Report. Danmark: Vattenfall Wind Power. 18 s.

Statkraft. (2010). *Fordelene med vindkraft*. Oslo: Statkraft. Tilgjengelig fra: http://www.statkraft.no/energikilder/vindkraft/fordelene-med-vindkraft.aspx (lest 22.4.2010).

Statoil. (2010). *Sheringham Shoal*. Stavanger: Statoil. Tilgjengelig fra: http://www.statoil.com/no/TechnologyInnovation/NewEnergy/Renewablepowerproduction/offshore/sheringhamshoel/Pages/default.aspx (lest 20.3.2010).

StatoilHydro. (2009). *Hywind monteres*. Oslo: NRK. Tilgjengelig fra: http://www3.nrk.no/programmer/tv/schrodingers_katt/1.6531329?index=1 (lest 15.02.2010).

Steenbuch, F. (2008). First Mover in the Heavy Lift Installation Market. Rotterdam, Nederland: Nordic Heavy Lift ASA. 36 s.

Strand, M. H. (1994). *Levetidskostnadskonseptet (LCC) i design, vedlikehold og operasjon av skip*. Hovedoppgave. Trondheim: NTH, Institutt for marint maskineri. 132 s.

Sway. (2010). *Changing the future of wind power*. Rådal: Sway. Tilgjengelig fra: http://www.sway.no/ (lest 4.5.2010).

Tech-wise. (2001). Elsam Havmøller. Mølletårne i højstyrkebeton: Tech-wise. 64 s.

The European Wind Energy Association. (2009). The Economics of Wind Energy. Belgia: The European Wind Energy Association. 156 s.

The Science and Technology Commitee. (2003). *Science and Technology - Fourth Report*. London, Storbritannia: The Stationary Office - House of Lords. Tilgjengelig fra: http://www.publications.parliament.uk/pa/ld200304/ldselect/ldsctech/126/12602.htm (lest 22.3.2010).

Tårnes, Å. (2008, 29.05.08). *Offshore vindkraft med bunnfaste stålunderstell: Et nytt marked for Aker Solutions*. Norsk Offshoredag, Oslo.

Valmot, O. R. (2009). *Storskala havvindkraft*. Tilgjengelig fra: http://www.tu.no/innsikt/energi/article200185.ece (lest 8.2.2010).

van Bussel, G. J. W. & Zaaijer, M. B. (2001). *Reliability, Availability and Maintenance aspects of large-scale offshore wind farms, a concepts study.* Nederland: Delft University of Technology, Section Wind Energy, Faculty Civil Engineering and Geosciences. 8 s.

Vattenfall. (2009a). *Horns Rev offshore wind farm*. Stockholm: Vattenfall Energy. Tilgjengelig fra: http://www.vattenfall.com/en/horns-rev.htm (lest 12.2.2010).

Vattenfall. (2009b). *Kentish Flats Offshore Wind Farm*. Stockholm: Vattenfall Energy. Tilgjengelig fra: http://www.vattenfall.com/en/kentish-flats.htm (lest 12.2.2010).

Vattenfall. (2010). Vattenfall wind power certified environmental product declaration EPD of electricity from Vattenfalls wind farms. 51 s.

Vest Kran. (2010). *SeaLock*. Ågotnes: Vest Kran As. Tilgjengelig fra: http://www.vestkran.no/index.php/eng/Engineering-Technology/SeaLock (lest 19.4.2010).

Vestas. (2003). Case Study – North Hoyle: The UK's.

Vestas. (2006). Comparative Costs of Energy. Coal, CCGT, Wind. Danmark: Vestas Wind Systems A/S.

Vestas. (2010a). *Life Cycle Assessment (LCA)*. Danmark. Tilgjengelig fra: http://www.vestas.com/en/about-vestas/principles/sustainability/wind-turbines-and-the-environment/life-cycle-assessment-(lca).aspx (lest 21.4.2010).
Vestas. (2010b). Lifecycle Assesment of a V80-2.0 MW offshore wind turbine. Danmark: Vestas Wind Systems A/S. 14 s.
Vestas. (2010c). Lifecycle Assessment of a V80-2.0MW onshore wind turbine. Danmark: Vestas Wind Systems A/S. 14 s.
Vindklyngen. (2009). Smartmotor: teknologi fra NTNU skaper industriarbeidsplasser. *Vindklyngeinfo* (1): 5.
WindFacts. (2010). *Offshore support structures*: Windfacts. Tilgjengelig fra: http://www.wind-energy-the-facts.org/hu/part-i-technology/chapter-5-offshore/wind-farm-design-offshore/offshore-support-structures.html (lest 0305).
World Coal Institute. (2010). *Total world electricity generation by fuel (2006)*. London. Tilgjengelig fra: http://www.worldcoal.org/media/jpg/585/094423coal_electricity_page_pie_chart_highlight_right_column.jpg (lest 27.4.2010).
Worldsteel Association. (2010). *Worldsteel Short Range Outlook*. I: association, W. (red.). Tilgjengelig fra: http://www.worldsteel.org/?action=newsdetail&id=293 (lest 2104).
ZERO. (2010). *Regjeringen stopper CO2-avgift på fossilgass*: ZERO. Tilgjengelig fra: http://www.zero.no/fornybar-energi/regjeringen-innfoerer-ikke-co2-avgift-paa-gass (lest 0205).
Zwick, D., Long, H. & Moe, G. (2009). Cost comparison of support structures. Trondheim: NTNU.
Zwick, D. (2010). *Sveisekostnader*. Trondheim (Epost til Bjørn Ivar Vold 8.3.2010).
Økland, J. (2009). *StatoilHydro døpte Hywind*. Oslo: Offshore.no. Tilgjengelig fra: http://www.offshore.no/nyheter/sak.aspx?Id=26383 (lest 5.2.2010).
Økland, J. (2010). *Løfter satsingen på offshore vindkraft*. Stavanger: Offshore.no. Tilgjengelig fra: http://www.offshore.no/nyheter/sak.aspx?Id=28145 (lest 2.3.2010).

10 VEDLEGG

10.1 SKRIFTLIGE VEDLEGG

Vedleggsnummer	**Tittel/element:**
V1	Illustrasjon av Njord-A.
V2	Illustrasjon av Njord-B.
V3	Illustrasjon av Hywind UMB.
V4	Illustrasjon av ulike bunnfaste fundamenter.
V5	Diskusjon om stålpriser.
V6	Datagrunnlag for valg av platedimensjon.
V7	Kostnadsillustrasjoner og oppsummering.

10.2 ELEKTRONISKE VEDLEGG

10.2.1 Elektronisk vedlagte Excel-dokumenter

Vedleggsnummer	**Tittel/element:**
V8	Simuleringsmodell for produksjonskostnader.
V9	Simuleringsmodell for monteringskostnader.
V10a	Simuleringsmodell for drifts – og vedlikeholdskostnader med driftsbase på land.
V10b	Simuleringsmodell for drifts – og vedlikeholdskostnader med vedlikeholdsplattform i vindparken.
V11	Simuleringsmodell for dekommisjoneringskostnader.
V12	Oversikt over investerings – og prosjektkostnader.
V13	Sammenligning mot det øvrige kraftmarkedet.

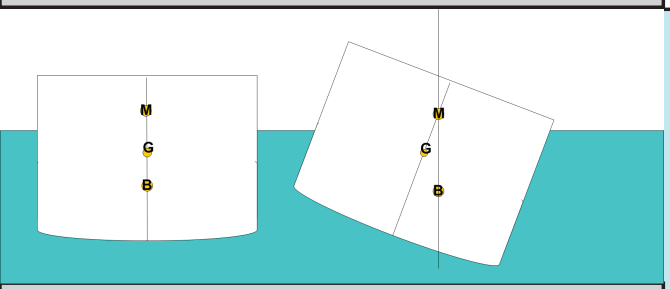
Vedlegg 1

NJORD A - Semi Stable (SS) Floating Concept (NSS)

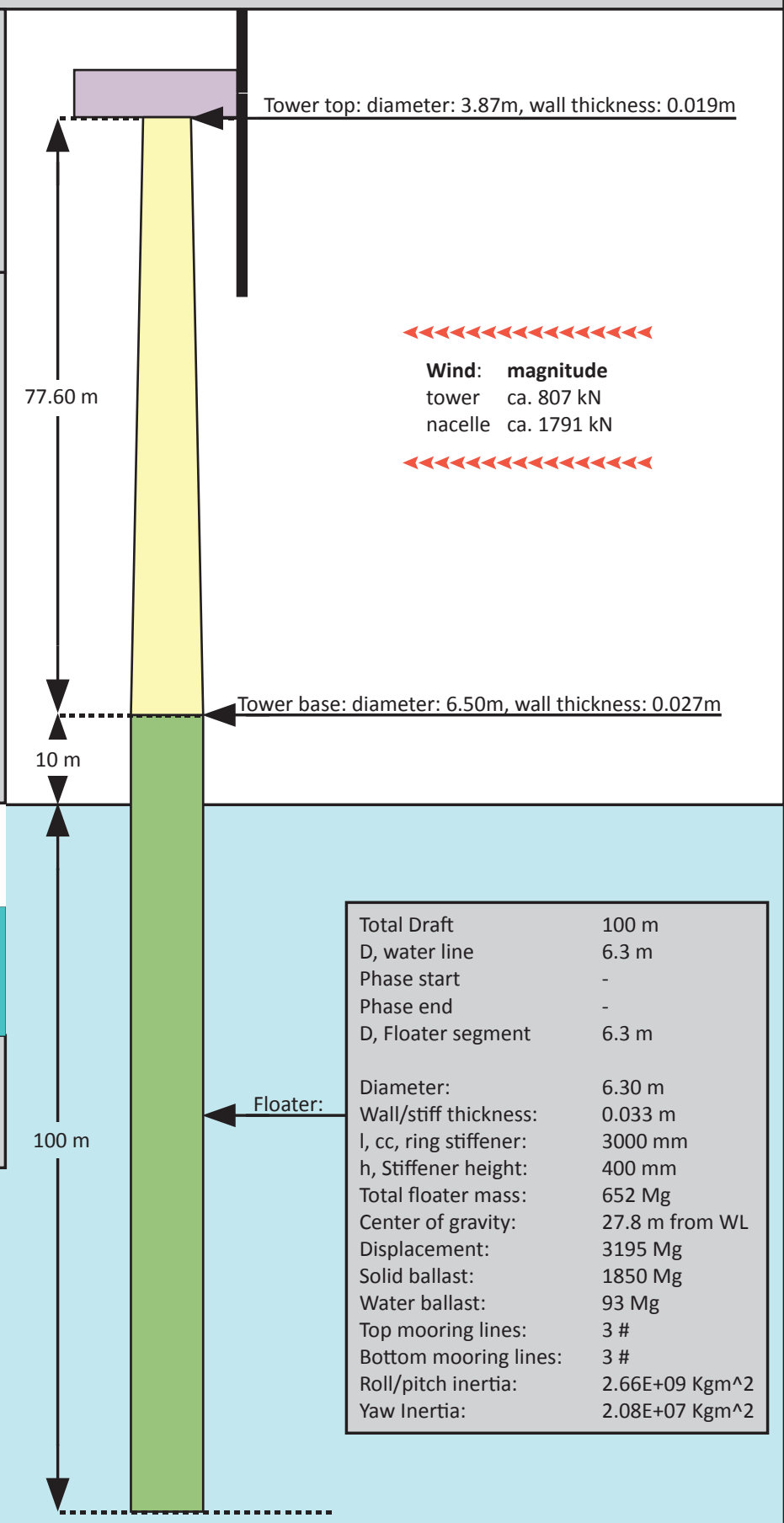
The NSS was developed to create as a more conservative and realistic floater to introduce the Njord concept in the offshore market.
The marginal stability gives survivability during accidental load conditions and prevents total loss of the turbine.

Steel weight	7850,0	Kg/m3
Water density	1025,0	Kg/m3
Solid density	3000,0	Kg/m3
Airpreasure		
1 ATM		
Gravitasjon:	9,8	m/s^2
Nacelle mass:	350,0	Mg
Tower COG	43,4	m above SWL
Tower mass	249,7	Mg

Dryweight (Floater)	1445,0	Mg
Akkumulated mass	3295,0	Mg (dry og solid)
Akkumulated mass	4135,0	Mg (dry, vann og solid)
Displacement	3195,0	Mg
Flytervekt (max)	845,0	Mg
Flytervekt (min)	561,0	Mg
Solid ballast	1850,0	Mg
Water ballast	841,0	Mg
Sub tower stable	30,2	m (relativ forflytning)
Max pitch	29,7	Deg
COB	50,0	(Unballasted)
COG	95,9	(Unballasted)
Metasentric height	-45,9	(Unballasted)
COB	50,0	(Solid ballast)
COG	49,6	(Solid ballast)
Metasentric height	0,4	(Solid ballast)
COB	65,1	(Solid+water ballast)
COG	48,2	(Solid+water ballast)
Metasentric height	16,9	(Solid+water ballast)



Ship Stability diagram, showing Center of Gravity (G), Center of Buoyancy (B), and Metacenter (M) with ship upright and heeled over to one side. Note that for small angles, G is fixed, while B and M move as the ship heels.



Total Draft	100 m
D, water line	6.3 m
Phase start	-
Phase end	-
D, Floater segment	6.3 m
Diameter:	6.30 m
Wall/stiff thickness:	0.033 m
l, cc, ring stiffener:	3000 mm
h, Stiffener height:	400 mm
Total floater mass:	652 Mg
Center of gravity:	27.8 m from WL
Displacement:	3195 Mg
Solid ballast:	1850 Mg
Water ballast:	93 Mg
Top mooring lines:	3 #
Bottom mooring lines:	3 #
Roll/pitch inertia:	2.66E+09 Kgm^2
Yaw Inertia:	2.08E+07 Kgm^2

Nacelle

Water

Tower: The tower structure is assumed to be the same on all the spars. The tower starts at +10 meters above water level (AWS). Total mass of the tower structure is assumed to be approximately 249654.6 kg with a center of gravity 43.4 meters AWS.

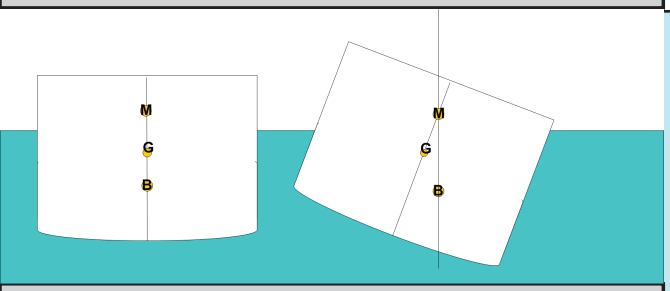
Floater: Floaters have been evaluated with DNV-RP-C202/201 for wall and stiffener calculation. Assumed steel density is set to 8000 kg/m3.

NJORD B – *Unstable (US) Floating Concept (NUS)*

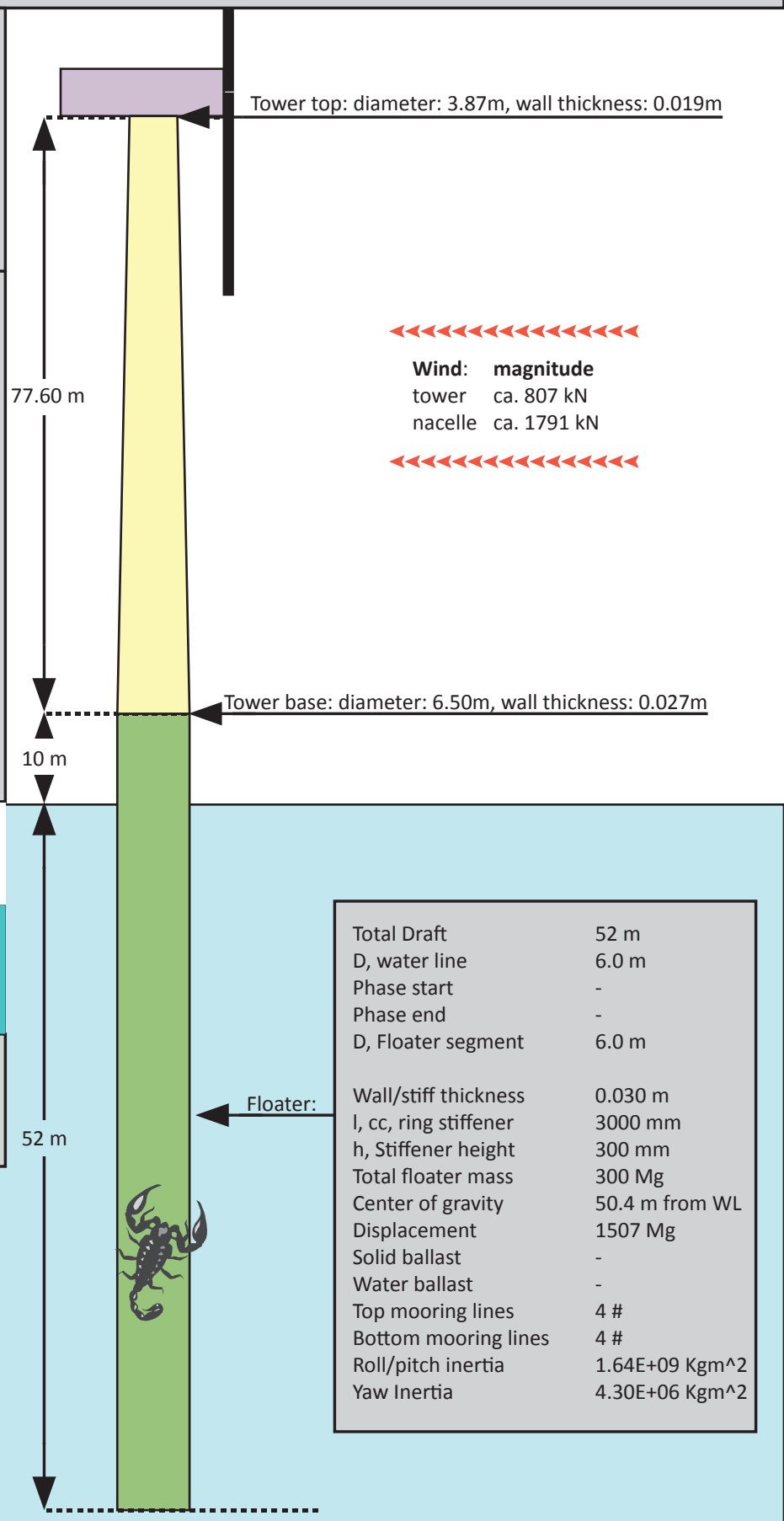
The NUS is a concept for further reduction of total project costs by material/assembly savings with regards to mass production and large scale assembly.

Steel weight	7850,0	Kg/m3
Water density	1025,0	Kg/m3
Solid density	3000,0	Kg/m3
Airpreasure		
1 ATM		
Gravitasjon:	9,8	m/s^2
Nacelle mass:	350,0	Mg
Tower COG	43,4	m above SWL
Tower mass	249,7	Mg

Dryweight (Floater)	1053,0	Mg
Akkumulated mass	1053,0	Mg (dry og solid)
Akkumulated mass	1053,0	Mg (dry, vann og solid)
Displacement	1507,0	Mg
Flytervekt (max)	453,0	Mg
Flytervekt (min)	301,0	Mg
Solid ballast	0,0	Mg
Water ballast	0,0	Mg
Sub tower stable	-16,1	m (relativ forflytning)
Max pitch	-25,5	Deg
COB	26,0	(Unballasted)
COG	80,3	(Unballasted)
Metasentric height	-54,3	(Unballasted)
COB	26,0	(Solid ballast)
COG	80,3	(Solid ballast)
Metasentric height	-54,3	(Solid ballast)
COB	18,0	(Solid+water ballast)
COG	80,3	(Solid+water ballast)
Metasentric height	-62,3	(Solid+water ballast)



Ship Stability diagram, showing Center of Gravity (G), Center of Buoyancy (B), and Metacenter (M) with ship upright and heeled over to one side. Note that for small angles, G is fixed, while B and M move as the ship heels.



Total Draft	52 m
D, water line	6.0 m
Phase start	-
Phase end	-
D, Floater segment	6.0 m
Wall/stiff thickness	0.030 m
l, cc, ring stiffener	3000 mm
h, Stiffener height	300 mm
Total floater mass	300 Mg
Center of gravity	50.4 m from WL
Displacement	1507 Mg
Solid ballast	-
Water ballast	-
Top mooring lines	4 #
Bottom mooring lines	4 #
Roll/pitch inertia	1.64E+09 Kgm^2
Yaw Inertia	4.30E+06 Kgm^2

Nacelle

Water

Tower: The tower structure is assumed to be the same on all the spars. The tower starts at +10 meters above water level (AWS). Total mass of the tower structure is assumed to be approximately 249654.6 kg with a center of gravity 43.4 meters AWS.

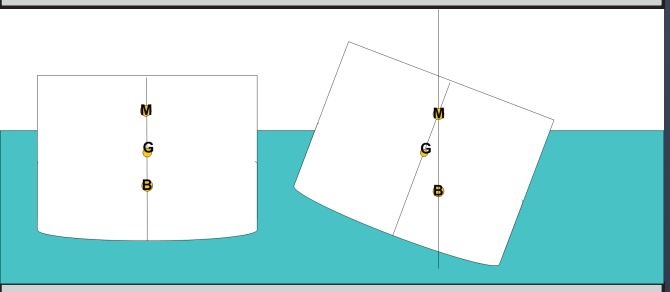
Floater: Floaters have been evaluated with DNV-RP-C202/201 for wall and stiffener calculation. Assumed steel density is set to 8000 kg/m3.

Hywind UMB - *Stable Spar Buoy (SSB) Concept (H-UMB)*

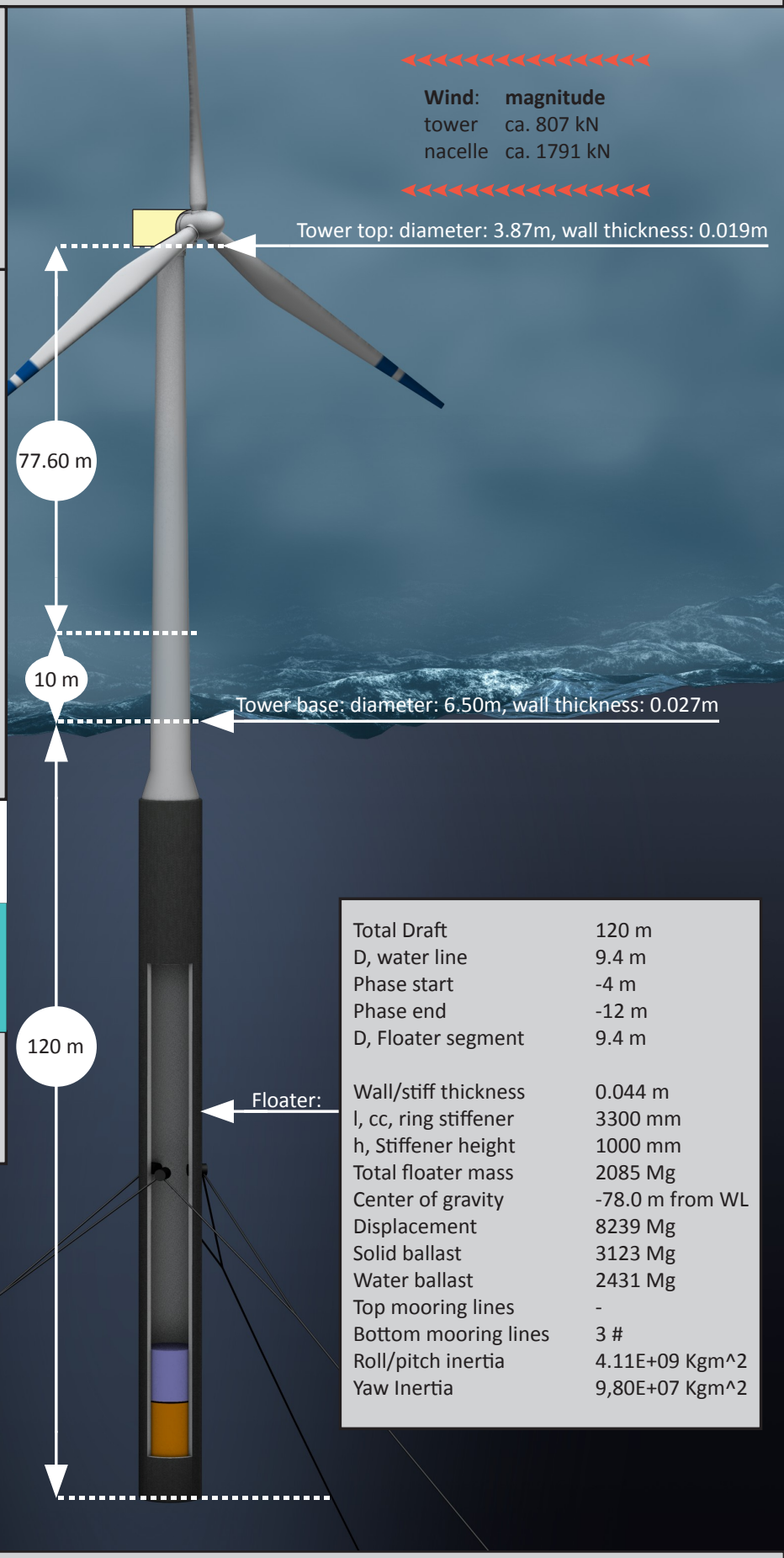
The H-UMB model has been engineered based on the data supplied in the international research project Offshore Code Comparison Collaboration (OC3).

Steel weight	7850,0	Kg/m3
Water density	1025,0	Kg/m3
Solid density	3000,0	Kg/m3
Airpreasure		
1 ATM		
Gravitasjon:	9,8	m/s^2
Nacelle mass:	350,0	Mg
Tower COG	43,4	m above SWL
Tower mass	249,7	Mg

Dryweight (Floater)	2528,0	Mg
Akkumulated mass	5651,0	Mg (dry og solid)
Akkumulated mass	8239,0	Mg (dry, vann og solid)
Displacement	8239,0	Mg
Flytervekt (max)	1929,0	Mg
Flytervekt (min)	1263,0	Mg
Solid ballast	3123,0	Mg
Water ballast	2414,0	Mg
Sub tower stable	0,0	m (relativ forflytning)
Max pitch	16,7	Deg
COB	58,0	(Unballasted)
COG	81,8	(Unballasted)
Metasentric height	-23,8	(Unballasted)
COB	58,0	(Solid ballast)
COG	42,3	(Solid ballast)
Metasentric height	15,6	(Solid ballast)
COB	58,0	(Solid+water ballast)
COG	42,0	(Solid+water ballast)
Metasentric height	16,0	(Solid+water ballast)



Ship Stability diagram, showing Center of Gravity (G), Center of Buoyancy (B), and Metacenter (M) with ship upright and heeled over to one side. Note that for small angles, G is fixed, while B and M move as the ship heels.



Total Draft	120 m
D, water line	9.4 m
Phase start	-4 m
Phase end	-12 m
D, Floater segment	9.4 m
Wall/stiff thickness	0.044 m
l, cc, ring stiffener	3300 mm
h, Stiffener height	1000 mm
Total floater mass	2085 Mg
Center of gravity	-78.0 m from WL
Displacement	8239 Mg
Solid ballast	3123 Mg
Water ballast	2431 Mg
Top mooring lines	-
Bottom mooring lines	3 #
Roll/pitch inertia	4.11E+09 Kgm^2
Yaw Inertia	9,80E+07 Kgm^2

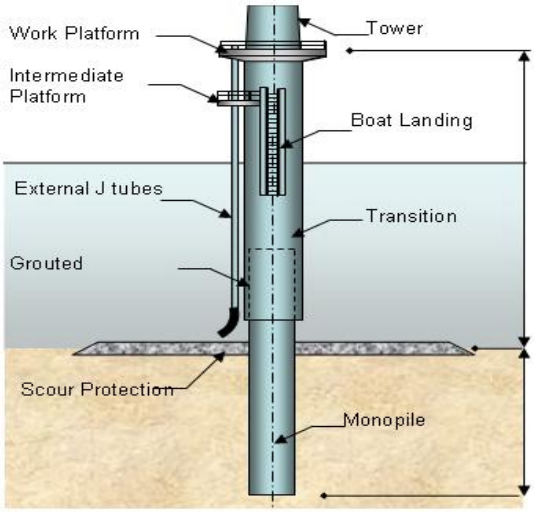
Nacelle

Water

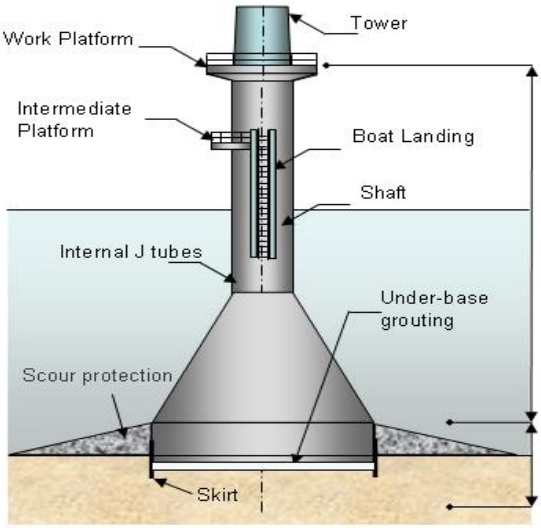
Tower: The tower structure is assumed to be the same on all the spars. The tower starts at +10 meters above water level (AWS). Total mass of the tower structure is assumed to be approximately 249654.6 kg with a center of gravity 43.4 meters AWS.

Floater: Floaters have been evaluated with DNV-RP-C202/201 for wall and stiffener calculation. Assumed steel density is set to 8000 kg/m3.

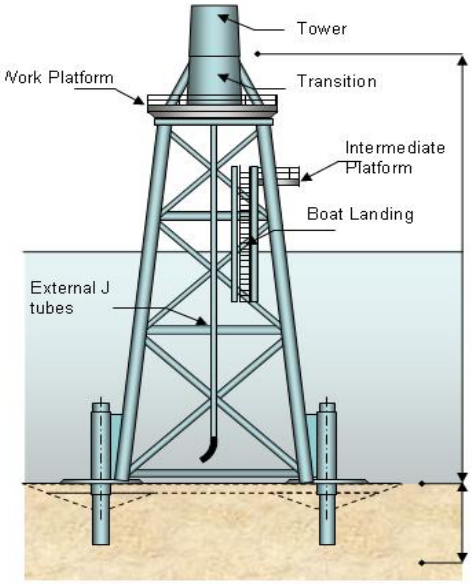
Vedlegg 4
Bunnfaste fundament



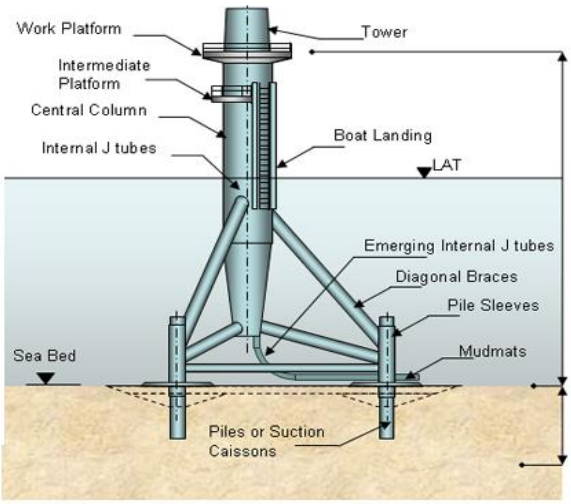
Enkeltpåle



Senkekasse i betong eller stål



Fagverksfundament



Trefotsfundament

(WindFacts 2010)

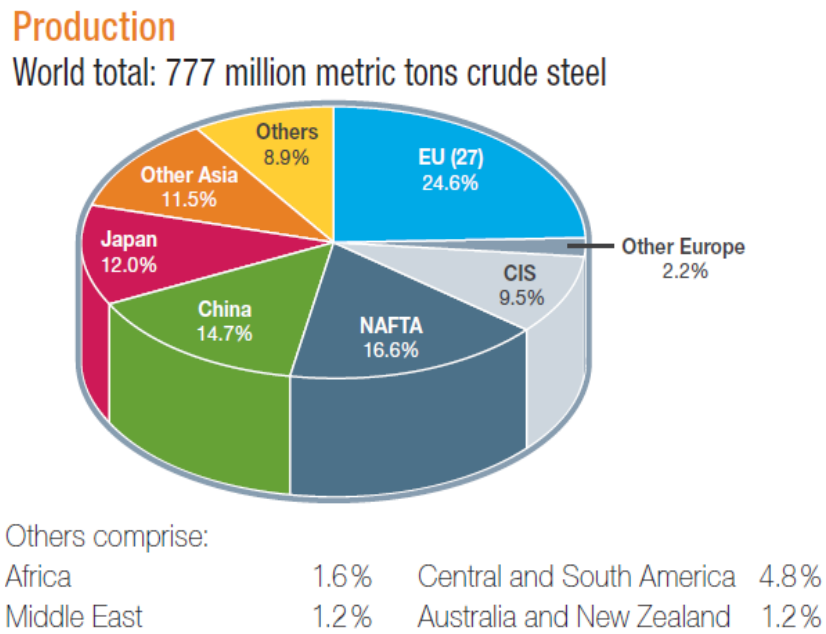
Vedlegg 5

Diskusjon omkring stålpriser

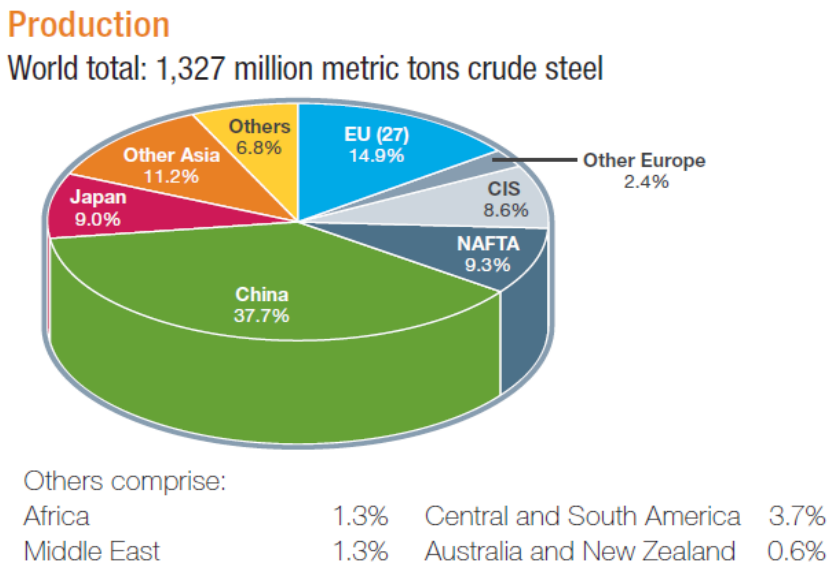
I oppgaven er det blitt valgt å produsere de ulike konseptene i stål. Hywind UMB benytter mest stål av de vurderte konseptene og vil i stor grad bli påvirket av svingninger i verdensmarkedet. Det vil dermed være hensiktsmessig å kommentere hvordan stålmarkedet er oppdelt, beskrive dens historikk og avhengigheter.

Utviklingen på verdensmarkedet

Asia og spesielt Kina dominerer verdensmarkedet for produksjon av stål, se figur XX. De to følgende figurene viser at Kinas markedsandel vokser år for år.

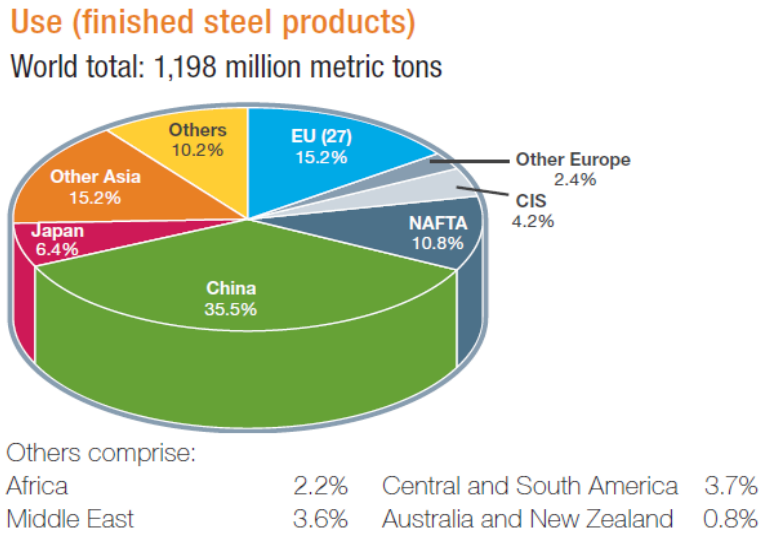


Figur 1: Stålproduksjonen fordelt over geografiske områder i 1998(Worldsteel Association 2010a)



Figur 2: Stålproduksjonen fordelt over geografiske områder i 2008(Worldsteel Association 2010a).

Figuren under viser at Kina dominerer ikke bare markedet for produksjon, men også bruksmarkedet som følge av en svært ekspansiv økonomi og utvikling i Kina (Kongshaug 2005).



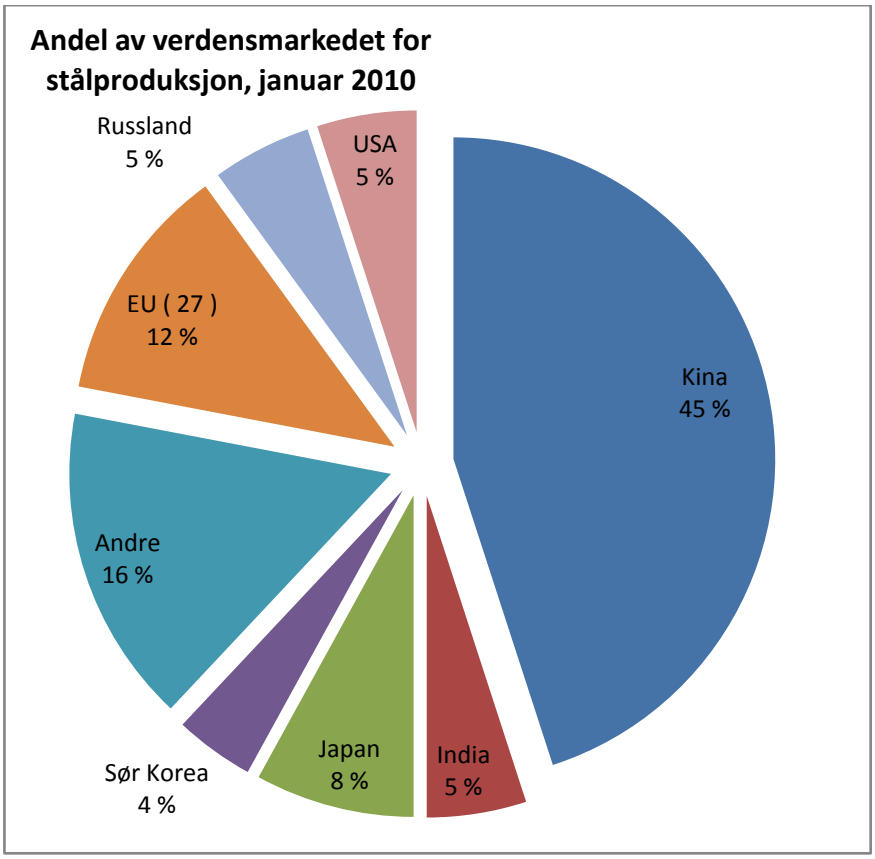
Figur 3: Bruksmarkedet for stål fordelt over geografiske områder i 2008(Worldsteel Association 2010a).

Finanskrisen høsten 2008 resulterte i global lavkonjunktur og et bratt og plutselig fall i internasjonal handel som påvirket stålproduksjon. Etterspørselen globalt gikk ned, noe som resulterte i nedgang i prisen på stål. Nedgangen i global etterspørsel resulterte i en nedgang på 6,7 % i total stålproduksjon på verdensmarkedet(Worldsteel Association 2010b).

Den asiatiske økonomien - ledet av Kina - var de første til å nå et vendepunkt i de økonomiske nedgangstidene etter finanskrisen. Raske handlinger fra de asiatiske myndighetene svarte på finanskrisen slik at store deler av Asia allerede i 2. kvartal 2009 fikk en liten oppgang. Det var en ytterligere forbedring i 3. kvartal, drevet av bedret innenlands etterspørsel og av at den interne asiatiske handelen tok seg opp kraftig(Eurofer 2010a). De økonomiske tiltakene til Kina stimulerte innenlands etterspørsel og resulterte i sikker sysselsetting gjennom infrastrukturprosjekter. Et sentralt element i den kinesiske tiltakspakken var en kraftig vekst i offentlig styrte investeringer i infrastruktur. Utviklingen i private investeringer har imidlertid vært langt svakere enn utviklingen i offentlig styrte investeringer (Finansdepartementet 2010). Det er stigende bekymring for at det vil forekomme uønskede bivirkninger, blant annet kan det langt fra utelukkes at det oppstår en massiv eiendomsboble og det spekuleres i at Kina vil få et kunstig høyt kapitaltilsig. Dette vil gjøre det vanskelig å forhindre overdreven likviditet i det finansielle systemet(Eurofer 2010a). I mars 2010 meldte StockLind iMarkedet at inflasjonen i Kina lå høyere enn først antatt og Kinas inflasjon er nå høyere enn på 16 måneder(Klever 2010). Kinas sentralbanksjef har nå advart mot at de tiltakene som stimulerte til økonomisk vekst i Kina før eller senere kommer til å bli redusert(Klever 2010).

Utsiktene for 2010-2011 beretter likevel om fortsatt oppgang i Asia og spesielt i Kina og India. Asiatiske myndigheter vil måtte passe seg for å redusere støttetiltak for fort, siden innenlands etterspørsel, som generelt er på en stigende trend, er relativt svak historisk sett. Asias eksportdynamikk vil fortsatt være en sentral pådriver for vekst i produksjon og aktivitet i økonomien generelt og dermed også påvirke stålprisen(Eurofer 2010a).

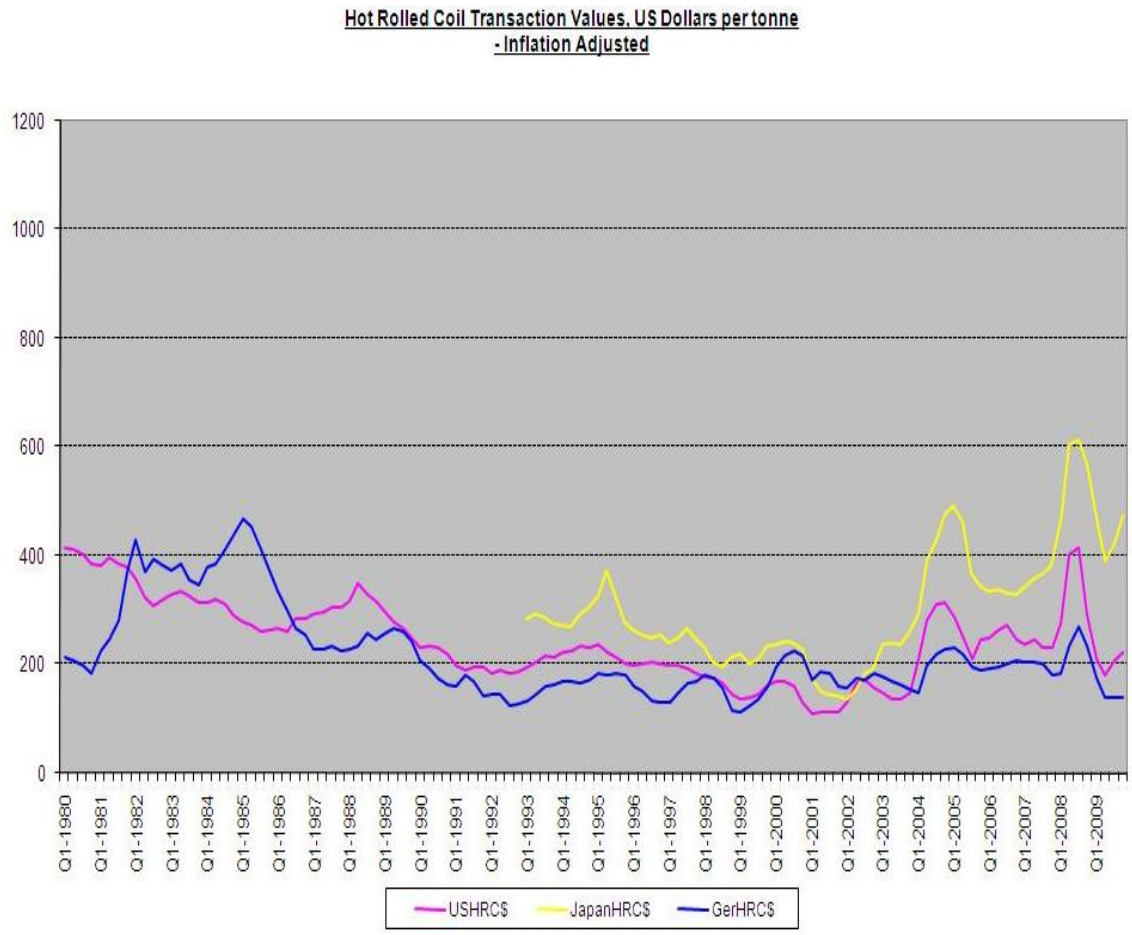
Utsikter fra The World Steel Association forteller at det vil bli omsatt rundt 1,2 mrd tonn stål i verden i 2010, og det er en økning på 10,7 % fra 2009(Worldsteel Association 2010b). I januar 2010 ble det omsatt, blant de 66 landene som rapporterer til World Steel Association, 109,2 millioner tonn stål(Worldsteel Association 2010b). Dette er en økning på 25,9 % fra januar 2009(Worldsteel Association 2010a). Eksluderer man Kina så får man en økning på 32,8 % i forhold til året før(ISSB 2010). Markedsfordelingen av verdensmarkedet i januar 2010 vises i illustrasjon XX.



Figur 4: Markedsfordelingen av verdensmarkedet for stål (ITA 2010).

2011 spås å gi oss det høyeste produksjonstallet på stål noensinne med en forventet produksjon på 1,36 mrd tonn(Worldsteel Association 2010b). Den kritiske bidragsyter til den hurtige omveltningen etter finanskrisen er som nevnt tiltakene og veksten som forekom i Kina(Worldsteel Association 2010b).

Prisutviklingen for stål



Figur 5: Prisutviklingen for stål fra 1980 til 2009 gitt i US dollar per tonn (MEPS 2009).

Figuren illustrerer hvor mye stålsektoren i vest har blitt tvunget til å tilpasse seg nye markedsforhold i perioden. De første ti årene var preget av intern omstilling i stålselskapene(MEPS 2009). Titusener av arbeidsplasser gikk tapt ettersom stålprodusentene forsøkte å møte utfordringen med svært svak vekst i næringen ved å redusere produksjonen. Den britiske regjeringens privatisering av stålfirmaet British Steel satte tonen for de følgende ti år(MEPS 2009). Mange statseide stålverk ble solgt over denne perioden og industrien gikk over i en periode preget av rasjonalisering(MEPS 2009). Det siste tiåret har vært preget av at store produksjonsselskaper har slått seg sammen, av fiendtlige oppkjøp og finanskrisen(MEPS 2009). Finanskrisen som inntraff i høsten 2008 resulterte som nevnt i brå global lavkonjunktur som igjen resulterte i lavere priser for stål.

Vedlegg 6
Datagrunnlag for valg av platedimensjon

Maximum plate length according to width and thickness

Table 4

The normal maximum length of plates in the coloured area of the table is 15.0 m but the maximum lengths shown can be delivered by special agreement.

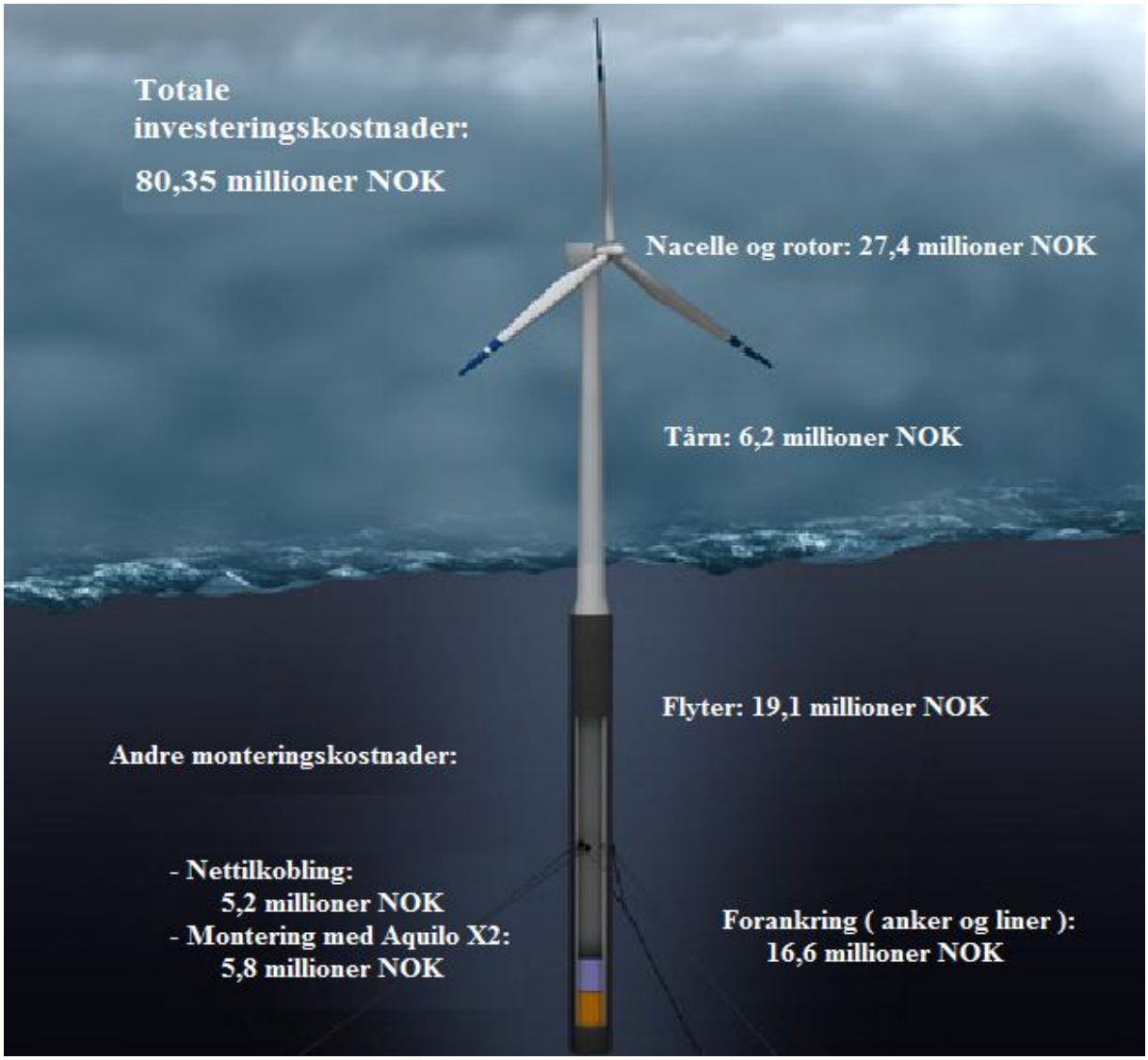
PLATE PRODUCTS	Thickness mm	Width mm														
		1801 – 1900	1901 – 2000	2001 – 2100	2101 – 2200	2201 – 2300	2301 – 2400	2401 – 2500	2501 – 2600	2601 – 2700	2701 – 2800	2801 – 2900	2901 – 3050	3051 – 3100	3101 – 3200	3201 – 3250
R_{eH} N/mm² ≤300 <420	4.70 – 6.99															
	7.00 – 8.00															
	8.01 – 22.00															
	22.01 – 23.00														14.7	14.5
	23.01 – 24.00													14.6	14.1	13.9
	24.01 – 25.00					15 m						15.0	14.5	14.0	13.6	13.3
	25.01 – 26.00										14.9	14.4	13.9	13.5	13.0	12.8
	26.01 – 28.00										13.9	13.4	13.0	12.5	12.1	11.9
	28.01 – 30.00										15.0	14.5	14.0	13.5	13.1	12.9
	30.01 – 32.00								15.2	14.6	14.1	13.6	13.1	12.7	12.3	12.1
	32.01 – 35.00						15.0	14.4	13.9	13.4	12.9	12.4	12.0	11.6	11.2	11.1
	35.01 – 38.00					14.5	13.9	13.3	12.8	12.3	11.9	11.4	11.1	10.7	10.4	10.2
	38.01 – 40.00			14.9	14.3	13.7	13.1	12.6	12.1	11.7	11.2	10.9	10.5	10.1	9.8	9.7
	40.01 – 45.00	14.6	13.9	13.3	12.7	12.2	11.7	11.2	10.8	10.4	10.0	9.7	9.3	9.0	8.7	8.6
	45.01 – 50.00	13.1	12.5	12.0	11.4	11.0	10.5	10.1	9.7	9.3	9.0	8.7	8.4	8.1	7.8	7.7
	50.01 – 55.00	11.8	11.3	10.8	10.3	9.9	9.4	9.0	8.7	8.4	8.1	7.8	7.5	7.2	7.0	6.9
	55.01 – 60.0	10.8	10.3	9.8	9.4	9.0	8.6	8.3	7.9	7.6	7.3	7.1	6.8	6.6	6.4	6.3
Thick plates all grades	60.01 – 65.00	10.0	9.5	9.1	8.7	8.3	7.9	7.6	7.3	7.0	6.8	6.5	6.3	6.1	5.9	5.8
	65.01 – 70.00	9.3	8.8	8.4	8.0	7.7	7.4	7.0	6.8	6.5	6.3	6.0	5.8	5.6	5.4	5.3
	70.01 – 75.00	8.6	8.2	7.8	7.5	7.2	6.9	6.6	6.3	6.1	5.8	5.6	5.4	5.2	5.1	5.0
	75.01 – 80.00	8.1	7.7	7.3	7.0	6.7	6.4	6.1	5.9	5.6	5.4	5.2	5.0	4.9	4.7	4.6
	80.01 – 85.00	7.6	7.2	6.9	6.6	6.3	6.0	5.7	5.5	5.3	5.1	4.9	4.7	4.6	4.4	4.3
	85.01 – 90.00	7.1	6.8	6.5	6.2	5.9	5.7	5.4	5.2	5.0	4.8	4.6	4.4	4.3	–	–
	90.01 – 95.00	6.8	6.4	6.1	5.8	5.6	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	4.3	–	–	–	–
	95.01 – 100.00	6.4	6.1	5.8	5.5	5.3	5.1	4.8	4.6	4.4	4.3	–	–	–	–	–
	100.01 – 105.00	6.1	5.8	5.5	5.3	5.0	4.8	4.6	4.4	–	–	–	–	–	–	–
	105.01 – 110.00	5.8	5.5	5.2	5.0	4.8	4.6	4.4	–	–	–	–	–	–	–	–
	110.01 – 115.00	5.5	5.2	5.0	4.8	4.5	4.3	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	115.01 – 120.00	5.3	5.0	4.8	4.5	4.3	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	120.01 – 125.00	5.1	4.8	4.6	4.3	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	125.01 – 130.00	4.8	4.6	4.4	4.2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	130.01 – 135.00	4.6	4.4	4.2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	135.01 – 140.00	4.5	4.2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	140.01 – 145.00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	145.01 – 150.00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Within this range, plates can be supplied in lenghts 15 - 23 m by separete agreement.
Other sizes by separate agreement.

Vedlegg 7
Kostnadsoversikt
(illustrasjonene er av vist med en skisse av Hywind)

Njord-A

Illustrasjonen viser for det rimeligste investeringsscenarioet.

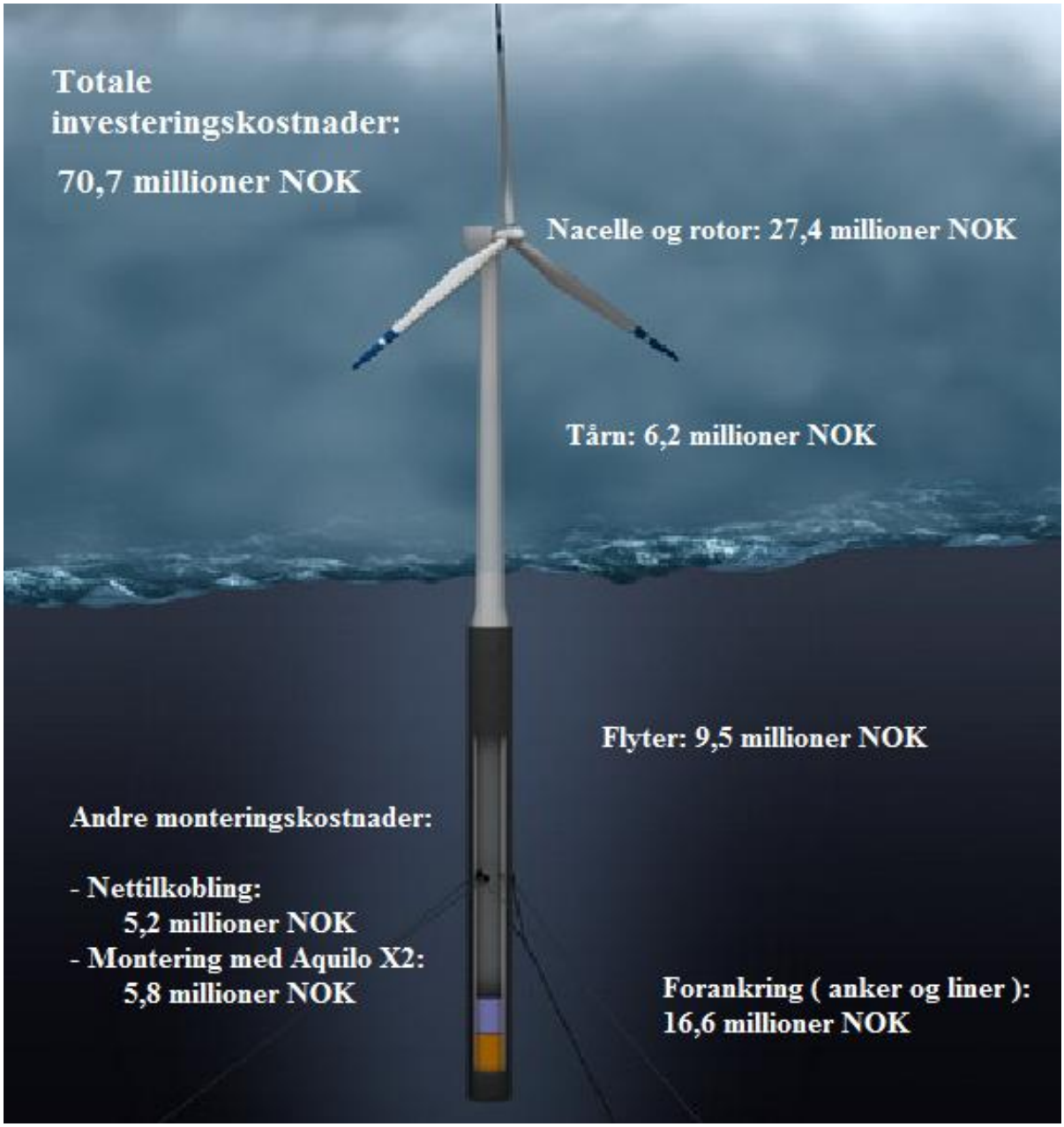


Velger å gi kostnadene under i intervall da dette avhenger av valgt vindpark. Presiserer at kostnadene er per vindturbin.

Totale investeringskostnader:	80,35 - 96,3 millioner NOK.
Totale investeringskostnader/kW:	16 070 - 19 262 NOK/kW .
Totale prosjektkostnader:	99,3 – 135,4 millioner NOK.
Totale prosjektkostnader/kW:	19 867 – 27 083 NOK/kW.
Nåverdi av prosjektet/kWh:	0,42 – 0,57 NOK/kWh.

Njord-B

Illustrasjonen viser for det rimeligste investeringsscenarioet.

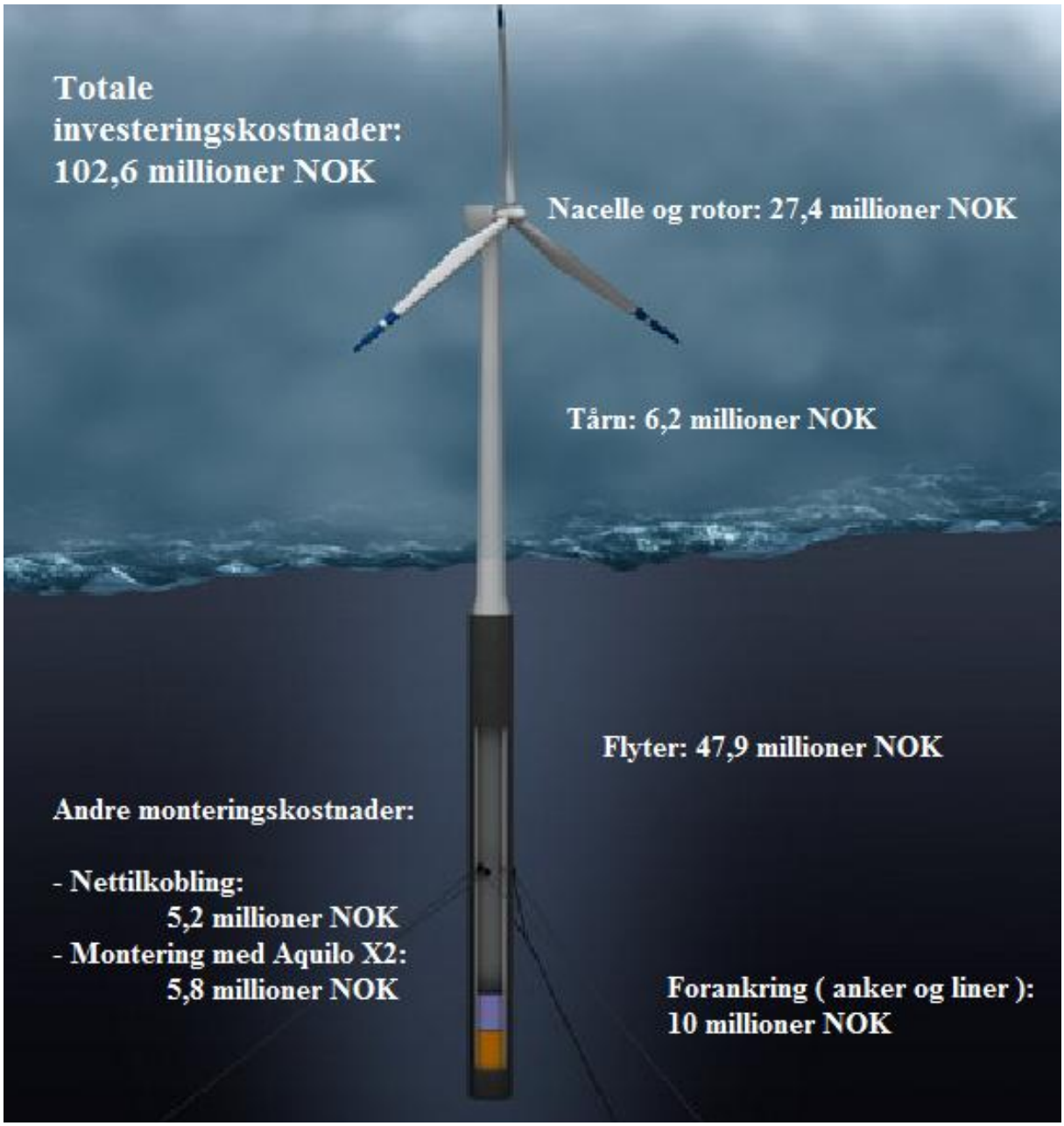


Velger å gi kostnadene under i intervall da dette avhenger av valgt vindpark. Presiserer at kostnadene er per vindturbin.

Totale investeringskostnader:	70,7 - 86,7 millioner NOK.
Totale investeringskostnader/kW:	14 149 – 17 341 NOK/kW .
Totale prosjektkostnader:	90,2 – 126,2 millioner NOK.
Totale prosjektkostnader/kW:	18 040 – 25 257 NOK/kW.
Nåverdi av prosjektet/kWh:	0,38 – 0,53 NOK/kWh.

Hywind UMB

Illustrasjonen viser for det rimeligste investeringsscenarioet.



Velger å gi kostnadene under i intervall da dette avhenger av valgt vindpark. Presiserer at kostnadene er per vindturbin.

Totale investeringskostnader:	102,6 - 118,5 millioner NOK.
Totale investeringskostnader/kW:	20 504 – 23 695 NOK/kW .
Totale prosjektkostnader:	120,2 – 156,3 millioner NOK.
Totale prosjektkostnader/kW:	24 044 – 36 522 NOK/kW.
Nåverdi av prosjektet/kWh:	0,51 – 0,66 NOK/kWh.